POLITECNICO DI TORINO

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA EDILE

TESI DI LAUREA:

ANALISI SPERIMENTALE SULLE DIFFERENTI PRESTAZIONI OTTENIBILI CON UN IMPIANTO SOLARE TERMICO, UTILIZZANDO PCM FLUIDIZZATO O ACQUA COME FLUIDI TERMOVETTORI

Relatori:
Prof. Ing. Marco Perino
Ing. Gianluca Serale

Candidata:
Virginia Carnevaletti

Anno Accademico 2017-2018

ABSTRACT **4**

OBIETTIVI E CONTENUTI **6**

1. L'ENERGIA DERIVANTE DA FONTI RINNOVABILI **8**
1.1. LE FONTI RINNOVABILI 8
1.1.1. EOLICO 9
1.1.2. IDROELETTRICO 10
1.1.3. GEOTERMICA 12
1.1.4. BIOMASSE 14
1.1.5. SOLARE 16
1.2. LA NORMATIVA EUROPEA 18

2. TECNOLOGIE LEGATE ALLO SFRUTTAMENTO DELL'ENERGIA SOLARE **21**
2.1. SISTEMI CHE SFRUTTANO L'ACCUMULO DI ENERGIA SOLARE 21
2.2. LE TIPOLOGIE IMPIANTISTICHE 23
2.2.1. Impianti a circolazione naturale *23*
2.2.2. IMPIANTI A CIRCOLAZIONE FORZATA 24
2.3. STORIA E PRINCIPI DI FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO SOLARE TERMICO 27
2.4. IL MERCATO GLOBALE DEL SOLARE TERMICO 29
2.3.1. LE TECNOLOGIE INSTALLATE PIÙ DIFFUSE 31
2.3.4. ANALISI DELLO SVILUPPO DEL MERCATO GLOBALE DAL 2014 AL 2016 32
2.3.4.1. L'impatto ambientale *39*
2.3.4.2. I costi del sistema solare termico *41*
2.3.5. IL SOLARE TERMICO IN EUROPA 45
2.3.6. IL SOLARE TERMICO IN ITALIA 46

3. SISTEMI SOLARI TERMICI A BASSA TEMPERATURA **47**
3.1. COLLETTORI SOLARI NON VETRATI 47
3.1.1. Vantaggi e svantaggi *48*
3.2. COLLETTORI PIANI VETRATI 48
3.2.1. Tipologie realizzative *49*
3.2.2. Vantaggi e svantaggi *50*
3.3. COLLETTORI SOLARI SOTTOVUOTO 50
3.3.1. Tipologie realizzative *51*
3.3.2. Vantaggi e svantaggi *51*

4. IL BILANCIO ENERGETICO DI UN IMPIANTO SOLARE TERMICO **52**
4.1. IL RENDIMENTO DEI COLLETTORI SOLARI 52
4.1.2. BILANCIO ENERGETICO DEI COLLETTORI SOLARI 54
4.1.3. ACCORGIMENTI SULLA SCELTA DI UN SISTEMA AD ACCUMULO TERMICO 57
4.2. IL PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO DI UN SISTEMA AD ACCUMULO TERMICO 59
4.2.1. LE COMPONENTI DI UN SISTEMA AD ACCUMULO TERMICO 59
4.2.2. LE TIPOLOGIE DEI SISTEMI DI ACCUMULO 61
4.2.3. SISTEMI AD ACCUMULO TERMICO A SECONDA DEL RANGE DI TEMPERATURA SCELTO 63
4.3. BILANCIO ENERGETICO DI UN SISTEMA D'ACCUMULO 64
4.3.1. Sistemi di accumulo a calore sensibile *65*
4.3.2. Sistemi di accumulo a calore latente *66*
4.3.3. Sistemi di accumulo termochimico *67*
4.3.4. LA SCELTA DEI MATERIALI 68

5. I PCM **71**
5.1. CLASSIFICAZIONE DEI PCM 73
5.1.1 PCM organici *74*
5.1.2. PCM inorganici *74*

5.1.3. PCM Eutettici *75*
5.2. INCAPSULAMENTO DEI PCM 75
5.3. SCELTA DEL PCM 77
5.4. Problematiche principali dei PCM *78*
5.4.2. Bassa conduttività termica *78*
5.4.3. Segregazione di fase *79*
5.4.4. Separazione di fase *79*
5.4.5. Isteresi *79*
5.4.6. Superraffreddamento *80*
5.5. I PCS 81
5.6. I SISTEMI DI ACCUMULO IN AMBITO RESIDENZIALE 82
5.7. ACCUMULI LATENTI PASSIVI 84
5.7.1. I PCM integrati nei solai *84*
5.7.2. I PCM integrati nelle pareti *84*
5.7.3. I PCM integrati nei componenti vetrati *86*
5.8. ACCUMULI LATENTI ATTIVI 88
5.8.1. PCM in buffer ed in impianti HVAC *88*
5.8.2. PCM INTEGRATI NEL PAVIMENTO 90
5.8.3. PCM integrati nelle pareti e nel soffitto *91*

6. IL CASO STUDIO 93
6.1. L'IMPIANTO 93
6.2. IL SISTEMA DI CONTROLLO IN AMBIENTE LABVIEW 100
6.2.1. DISPOSITIVI DI CONTROLLO DEL CIRCUITO PRIMARIO (C1,C2,C3) 101
6.2.2. DISPOSITIVI DI CONTROLLO DEL CIRCUITO SECONDARIO (C4,C5,C6) 102
6.2.3. IL FLUIDO UTILIZZATO 103

7. ANALISI SPERIMENTALE 105
7.1. ANALISI DEL PCM FLUIDIZZATO 105
7.2. FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO A MPCM37 FLUIDIZZATO 110
7.2.2. Analisi dei dati ottenuti mediante il funzionamento dell'impianto ad acqua *113*
7.2.2. Calcolo del calore utile *117*
7.2.3. Calcolo dell'efficienza dell'impianto *119*
7.2.4. Temperature relative al serbatoio d'accumulo *120*
7.3. ANALISI DI FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO A PCM 121
7.2.4. Efficienza dell'impianto *128*
7.2.4. Temperatura del serbatoio d'accumulo *129*

8. CONCLUSIONI 130

BIBLIOGRAFIA 132

APPENDICE A 140

INDICE DELLE FIGURE 141

INDICE DELLE TABELLE 144

Abstract

Energy saving and carbon fuels reductions, are one of the main topic of our century.
The human beings, in general, always tried to combine technology innovation and enviromental sustainability, focusing their attention on the living comfort.
Recent studies has analyzed an encrease from about 40 % in energy needs for residential area.
In the middle of the last century already, the European Union tried to cope those needs adopting new strategies to reduce energy consumption on buildings.
It has adapted to the same rules made by the Kyoto Protocol and the United Nations Framework Convention for climate changing (UNFCC), to not increase the global temperature of 2°C and to reduce the greenhouse gas emissions within 2020.
In thermal storage systems has been found a good way to solve these kind of problems.
This system was made at the end of the '800 century, but only on 1980 the advantages related on its use were completely known.
That kind of system is able split the availability linked to the renewable resurces and the encreasing user request.

This thesis, studies the behavior of a solar thermal system in operation, using mPCS (micro encapsulated slurry) and water, as heat transfer fluids. and how it works comparing its finally efficiency.

On chapter one, the main renewable energies are analysed, focusing on their use, their technologies system and finally their advantages and disadvantages. Then there is a little review of the main aims set up from the Europen Union, to achieve the energy requirements and to reduce the enviromental pollution within 2050.

On chapter two, there is a syntetic analysis about the common technologies of high, medium and low solar thermal systems. Afrter that there is a little focus about their history from the end of the '800 to the end of the '900. At the end of this chapter, was also made a market analysis, from 2014 to 2016, focusing on the main nations who hold the market's monopoly or the annual savings of pollution emissions etc.

On chapter three the different kind of low, temperature solar thermal systems are particularly described, comparing their compositions, how they work and finally their advantages and disadvantages.

On chapter four there is a general descriptions about the efficiency balance of the whole solar thermal system, focusing on its main components as the solar collector and the storage. The ending part of this chapter was made to introduce the following one. Indeed it describes the different kind of materials that can be used on a solar thermal system based, for example, on latent or sensible heat or thermochemical system. It mostly explaines the phase change materiale exploited for the latent heat storage.

On chapter five there is a description of the different PCM compositions, mechanical properties, phisical and chimical properties, their advantages and disadvantages and finally how they can be used on.

On chapter six there is a specific focus on the solar thermal system used for the SolHe PCM project, describing its main parts. Then, there is a little review about the software made for the system in operation and another focus on the mPCM slurry compositions, used as heat thermal fluid.

Chapter seven is the main part of the thesis because it shows the whole work made until now.
It explanes the laboratory's test based on the PCS samples and also the analysis made on the solar thermal system, using water and mPCM as heat transfer fluid. At the end of this chapter, the all data gatered during the testing days, are compared and explained.

Obiettivi e contenuti

Il risparmio energetico e la riduzione delle emissioni di biossido di carbonio, sono due tra i temi più dibattuti del nostro secolo. L'uomo ha sempre cercato di mantenere un certo binomio tra innovazione tecnologica e sostenibilità ambientale, tanto da focalizzare l'attenzione soprattutto sul comfort abitativo che, secondo recenti studi, ha portato ad un incremento del fabbisogno energetico in ambito residenziale di oltre il 40%.

Entrando più nello specifico, l'Unione Europea, già dalla seconda metà del secolo scorso, ha cercato di far fronte a queste esigenze, adottando diverse metodologie per ridurre il consumo di energia nel settore edilizio. Conformandosi alle misure adottate dal Protocollo di Kyoto e alla convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCC), questa ha assunto sia l'impegno a lungo termine di non incrementare la temperatura globale di 2°C, sia di ridurre le emissioni globali di gas serra entro il 2020.

Un metodo efficace per raggiungere tali obiettivi, è legato all'utilizzo di sistemi di accumulo termico. Dagli anni '80, infatti, tali impianti hanno suscitato un enorme interesse, in quanto sono in grado di scindere la disponibilità legata alla risorsa rinnovabile, intrinsecamente variabile ed imprevedibile, e la continua richiesta dell'utenza.

Questo elaborato, a tal proposito, verte sullo studio di un sistema solare termico, utilizzando come fluidi termovettori sia un materiale a cambiamento di fase fluidizzato (mPCS), che rappresenta, in un circuito aperto, il mezzo di accumulo e il fluido termovettore nel collettore solare, sia l'acqua.

L'obiettivo finale è quello di verificare l'effettivo funzionamento dell'impianto a mPCS e ad acqua, comparandone il rendimento.

Capitolo 1: vengono trattate le diverse tipologie di energia derivante da fonti rinnovabili, il loro sfruttamento, le tecnologie impiantistiche a loro associate e i loro diversi pro e i contro. Infine, viene compiuta un'analisi qualitativa sugli obiettivi imposti dalla Unione Europea, per il soddisfacimento del fabbisogno energetico in ambito residenziale, e per la quasi totale eliminazione di emissioni inquinanti entro il 2050.

Capitolo 2: analizza in modo sintetico le tipologie più comuni di sistemi solari termici presenti sul mercato, inoltre si accenna brevemente la storia e lo sviluppo delle

tecnologie di tali impianti, da fine '800 agli inizi degli anni '90 del '900. Infine è presente un'analisi di mercato accurata, che percorre gli anni dal 2014 al 2016, indicando quali sono le maggiori nazioni che detengono il monopolio sul mercato, il risparmio annuale sull'emissioni derivanti da combustibili fossili, l'incremento delle capacità termiche e l'aumento annuo di superficie adibita all'installazione di tali tecnologie.

Capitolo 3: vengono definiti i diversi tipi di impianti solari termici a bassa temperatura, confrontando la composizione, il funzionamento, i vantaggi e gli svantaggi dei collettori solari piani vetrati, piani non vetrati e sottovuoto.

Capitolo 4: è presente una descrizione sul bilancio energetico di un impianto solare termico generico, relativo sia ai collettori solari sia ai sistemi di accumulo. Infine viene compiuto un excursus introduttivo al capitolo successivo, sui diversi tipi materiali che possono essere utilizzati per il funzionamento degli impianti a calore sensibile, latente e termochimici. Vengono analizzati relativamente alla loro composizione chimica, fisica e al costo di mercato, focalizzando maggiormente l'attenzione sui PCM utilizzati per sistemi a calore latente.

Capitolo 5: vengono analizzate le diverse tipologie di materiali a cambiamento di fase (PCM), in base alla loro composizione, proprietà, vantaggi e svantaggi. Inoltre è stata compiuta una ricerca in letteratura, relativa alla loro sperimentazione e all'integrazione di tali materiali all'interno degli spazi confinati, per valutarne l'effettivo impatto a livello energetico.

Capitolo 6: si compie un'analisi sulla composizione dell'impianto oggetto di studio, focalizzando l'attenzione sulle diverse parti che lo compongono, la struttura del software di controllo progettato in ambiente LabView e al tipo di mPCM scelto per la formazione dello slurry.

Capitolo 7: viene descritta la parte sperimentale fulcro di tale tesi, in cui vengono riportati i test compiuti sia in laboratorio, sui campioni di PCM prelevati, sia sull'impianto. Vengono inoltre analizzati e comparati i dati accumulati durante i giorni di prove.

1. L'energia derivante da fonti rinnovabili

A causa della sempre più crescente sensibilizzazione per le problematiche legate al nostro pianeta, argomento molto dibattuto nel nostro secolo, si è riscontrato nell'impiego di combustibili fossili, la causa primaria di un sempre maggiore inquinamento ambientale. A questo è strettamente correlata anche una forte crisi energetico-economica, dovuta al crescente e incontrollato aumento dei prezzi di mercato [1]. Il mondo della ricerca ha risposto a questo problema, individuando delle alternative non dannose all'ambiente, per ovviare alla dipendenza da queste fonti. Si è trovata così un'alternativa nell'energia prodotta da sorgenti rinnovabili, poiché hanno disponibilità illimitata e producono la cosiddetta *energia pulita.*
In concomitanza a questo, negli anni, sono state varate diverse normative, sia a livello mondiale che europeo, per cercare di controllare i livelli di inquinamento e l'impatto che quest'ultimo ha sull'ambiente.

1.1. Le fonti rinnovabili

Con energie rinnovabili, si intendono quelle forme di energia prodotte da fonti derivanti da risorse naturali che si rigenerano almeno alla stessa velocità con cui vengono consumate. Il loro utilizzo non pregiudica le risorse naturali per le generazioni future, quindi sono da considerarsi inesauribili.
Per questo motivo, sono una valida alternativa alle tradizionali fonti fossili che, invece, sono destinate ad esaurirsi nel tempo.
Il principale vantaggio delle energie rinnovabili, è legato soprattutto al basso impatto che queste hanno sulla salute dell'uomo e sull'ambiente. Rispetto ai combustibili fossili, l'uso di tali risorse non produce sostanze inquinanti e non è responsabile dell'emissione di anidride carbonica in atmosfera, che, com'è ben noto, è una tra le principali cause dell'effetto serra e del riscaldamento globale.
Un ulteriore e importante vantaggio delle energie rinnovabili è la loro reperibilità e sinergia. Sono facilmente ottenibili, infatti dove non c'è il sole, c'è il vento, dove non c'è il vento, c'è il mare e così via. In sostanza, almeno una di queste sarà sempre presente e facilmente sfruttabile [2].
Infine, una caratteristica da non sottovalutare, è che le fonti di energia rinnovabili hanno un potenziale energetico immensamente maggiore rispetto a quelle fossili. Infatti sono in grado di fronteggiare i rapidi e crescenti aumenti della domanda nel mercato dell'energia, assicurando una certa sicurezza e una stabilità dei prezzi.

1.1.1. Eolico

L'energia eolica [3] non è altro che la conversione della forza cinetica del vento in energia meccanica o elettrica. La produzione di energia elettrica proveniente dallo sfruttamento del vento, viene prodotta per mezzo di un aerogeneratore, ossia una turbina posta su un asse verticale, o orizzontale (Figura 1), e messa in moto da delle pale.

Ovviamente, questo tipo di energia comporta una serie di vantaggi da non sottovalutare, in quanto è facilmente sfruttabile, rispetto all'energia solare e geotermica, questa è disponibile sotto forma di energia meccanica ed è trasformabile facilmente in elettricità. Infine si può considerare anche abbondante e inesauribile. Inoltre, è importante sottolineare che la produzione di energia eolica, non produce delle sostanze chimiche inquinanti o radioattive, perciò non comporta emissioni climalteranti. La sua produzione è più continua rispetto ad altre fonti rinnovabili come il fotovoltaico o l'idroelettrico.

Il problema di questa fonte rinnovabile è che per assicurare un rendimento ottimale, le turbine devono essere installate in luoghi prettamente collinari e montuosi, o comunque in zone che garantiscano adeguate condizioni di vento tutto l'anno, come ad esempio, le coste [4,5]. Purtroppo le tipologie impiantistiche utilizzate, comportano un inquinamento visivo e acustico, ma anche sulla flora e fauna. Infatti sono state monitorate delle interferenze che riguardano l'impatto dei volatili, principalmente rapaci, con il rotore delle macchine. Per quanto riguarda la flora, è la realizzazione stessa dell'impianto, con annesse la costruzione di strade e fondazioni, che crea il maggiore svantaggio. Queste caratteristiche rappresentano il limite maggiore di tale tecnologia, in aggiunta vi è il problema dell'impatto estetico dei generatori sul paesaggio, argomento ampiamente dibattuto anche nei nostri giorni [6].

In più la vita media di una turbina, come anche per il fotovoltaico, è generalmente bassa, ovvero si aggira tra i 20-25 anni.

Per minimizzare al massimo questi tipi di impatti, si è cercato di installare le cosiddette *wind farm off-shore,* a qualche chilometro dalla costa (ne è di esempio è la Danimarca), da cui risulta una produzione più che soddisfacente e poco impattante a livello visivo e acustico [5]. Inoltre, bisogna anche considerare la convenienza dell'investimento in relazione alla produzione: ogni generatore presenta una potenza massima di 3-3-5 MW, ad una velocità media del vento di 12-14 m/s e una velocità minima del vento (cut-in) di 3-5 m/s.

Di conseguenza, per massimizzare al meglio l'investimento, dovrebbe essere prevista una velocità del vento almeno pari a quella media.

Figura 1: Esempio di impianto eolico [6]

1.1.2. Idroelettrico

Il principio di funzionamento delle centrali idroelettriche (Figura 2), si basa sulla trasformazione dell'energia potenziale di una massa d'acqua considerata in quiete e/o l'energia cinetica di una corrente d'acqua in energia meccanica. In seguito, attraverso l'uso di turbine, avviene un'ultima trasformazione di quest'ultima in energia elettrica. [7]

Anche se la generazione di energia idroelettrica non emette sostanze in grado di causare l'inquinamento atmosferico, infatti si ha una riduzione di CO_2 pari a circa 670 kWh, o emissioni di gas ad effetto serra, può avere conseguenze ambientali negative. Lo sfruttamento di questa fonte rinnovabile, presenta infatti degli svantaggi, ad esempio la costruzione delle dighe impedisce il normale corso dei fiumi, oppure può compromettere la qualità dell'acqua, delle strutture naturali che indirizzano il suo corso e di conseguenza l'habitat di molte specie animali e vegetali [7].

Pertanto, i pro e i contro di ogni tipo di progetto idroelettrico, devono essere sempre pesati dalle autorità competenti, prima di avviare qualsiasi tipo costruzione. Eppure, se una centrale idroelettrica viene progettata e costruita in maniera adeguata, diventa una fonte sostenibile e non inquinante di energia, in grado diminuire la dipendenza dai combustibili fossili e a ridurre la minaccia del riscaldamento globale.

Dal momento che, per la produzione di energia idroelettrica, è necessaria la presenza di corsi d'acqua come fiumi, torrenti e salti idraulici, la possibilità di utilizzarla come fonte rinnovabile non è uguale in tutte le regioni del mondo.

Oltre agli impianti di grandi dimensioni, negli ultimi anni stanno sorgendo anche impianti idroelettrici di estensioni ridotte.

Inoltre, per diminuire l'impatto che queste hanno sull'ambiente, sarebbe opportuno anche il restauro delle centrali già esistenti e non solo la costruzione di nuove strutture [7].
Infatti, nonostante le dighe siano presenti solo una piccola frazione, i *mini impianti* di produzione idroelettrica (con potenza nominale compresa tra i 100 kW e i 10 MW) o addirittura i *micro impianti* (con potenze nominali inferiori dei 100 kW), [7] sono una soluzione estremamente efficiente, per garantire una risorsa preziosa per la produzione dell'elettricità.
Da un punto di vista tecnico, per generare elettricità mediante l'energia cinetica derivante dai salti idraulici, l'acqua deve muoversi con una velocità e un volume sufficienti per azionare il dispositivo ad elica (turbina), che a sua volta aziona un generatore in grado di produrre energia elettrica.
Entrando più nello specifico di questo tipo di tecnologia, soli 4 litri d'acqua al secondo, che sfruttano un salto idraulico di 30 metri, sono in grado di generare circa 1 kW di potenza elettrica.
Ovviamente, più la portata di acqua che attraversa la turbina è elevata, più l'energia generabile sarà maggiore.
Tornando ora ad un discorso di tipo costruttivo, per incrementare il volume delle dighe, si sfruttano dei sistemi di raccolta dell'acqua, come ad esempi, delle opere in grado di deviare il corso di un fiume, indirizzandolo verso il bacino di raccolta. L'apertura nella diga, invece, usa la forza di gravità per trasportare il fluido dal bacino di raccolta superiore a quello inferiore, mediante un meccanismo che sfrutta la differenza di pressione chiamato *condotta forzata*. Il salto idraulico dall'alto verso il basso, aziona il moto rotatorio delle turbine, che permette a dei magneti interni al generatore di ruotare e creare energia elettrica.
Inoltre, una centrale idroelettrica non può essere essere costruita in un qualsiasi luogo, perchè per il suo funzionamento, necessita di elementi strettamente contingenti al territorio [8].

Figura 2: Esempio di centrale idroelettrica [9]

1.1.3. Geotermica

L'energia geotermica viene definita come "*l'energia generata per mezzo di fonti geologiche di calore*" [10].
Questa è considerata come una fonte di energia alternativa e rinnovabile, ma in tempi relativamente brevi, perché lo sfruttamento continuo di una sorgente geotermica può indurre localmente ad una *riduzione del valore di anomalia termica* [9], ciò implica che la fonte energetica a non sia da considerarsi completamente rinnovabile.
Il fenomeno su cui si basa la geotermia è strettamente legato alla temperatura del suolo, infatti questa tende ad aumentare con la profondità. Di conseguenza, l'acqua a contatto con le rocce ad alta temperatura nel sottosuolo, si riscalda trasformandosi in vapore che viene successivamente sfruttato per la produzione di energia. [10]
Tale fonte di energia naturale si può utilizzare solo in certi limitati contesti territoriali, in quanto dipende dall'eventuale disponibilità di fonti naturali. Ad oggi, la produzione di energia geotermica a livello mondiale è all'incirca pari all'1%, in quanto dipende dalla sua disponibilità e dalle tecniche e metodologie di estrazione.
Uno studio del Massachusetts Institute of Technology, (MIT) afferma che la potenziale energia geotermica prodotta dal nostro pianeta è all'incirca di 12.600.000 ZJ e che con le attuali tecnologie a disposizione, sarebbe possibile utilizzarne "solo" un quantitativo pari a 2000 ZJ.
Poiché il consumo mondiale di energia in generale è pari allo 0,5 ZJ annui, solo con lo sfruttamento del geotermico, *sarebbe possibile soddisfare "l'intero fabbisogno energico planetario con sola energia pulita per i prossimi 4000 anni*" [17], eliminando definitivamente l'utilizzo di qualsiasi altra fonte non rinnovabile o rinnovabile.

Chiaramente, lo studio portato avanti dall'MIT, non ha considerato gli elevati costi di applicazione delle tecnologie idonee a sfruttare questa tecnologia al massimo.
Entrando nello specifico, le sorgenti di energia geotermica sono tre:

- Idrotermiche, sono presenti a profondità non eccessive (1000-2000 m) e prevedono la presenza di acqua all'interno di sacche sotterranee. L'acqua viene riscaldata dall'elevata temperatura a cui si trovano le rocce e, a seconda del suo stato, può essere definita come una sorgente geotermica a vapore o ad acqua. Sono le più utilizzate a livello industriale.
- Geopressurizzate, si trovano ad una profondità molto maggiore delle prime (2500-9000 m), ma sono costituite da temperature relativamente basse e da pressioni altissime. Sono formate principalmente da gas naturali e agenti chimici nocivi.
- Petrotermiche, sono formate da *banchi di rocce* a profondità ancora più elevata delle precedenti, ma non sono presenti delle sorgenti d'acqua. All'incirca l'80% delle sorgenti presenti sul pianeta terra è di questo tipo, ma il loro sfruttamento risulta essere molto complesso. Infatti, poiché non è presente l'acqua, è necessario inizialmente aggiungerla e in seguito aumentare la superficie di scambio frantumando la roccia.

Ovviamente i sistemi di produzione dell'energia geotermica (Figura 3) non sono esenti da critiche, infatti per la produzione di tale sorgente, vengono impiegati pompe o compressori che consumano essi stessi energia.
Inoltre l'"estrazione" di tale energia, può compromettere la stessa stabilità del terreno. Ad esempio a Staufen Breisgau, in Germania, è avvenuto un innalzamento tettonico dovuto a uno strato di anidrite venuto in contatto con acqua, con conseguente formazione di gesso e raddoppiamento del volume. Questo avviene perché i sistemi geotermici, possono dare inizio a scosse di terremoto durante le fratturazioni provocate dall'acqua.
Un altro esempio, invece, è la centrale di Basilea in Svizzera, chiusa e successivamente smantellata, in quanto considerata la causa di più di diecimila scosse, avvenute nei primi sei giorni dopo l'inizio dell'iniezione di acqua.
In realtà gli spazi e la quantità d'acqua necessari per il funzionamento di questi impianti, non sono particolarmente ingombranti, infatti richiedono una superficie di circa 4 chilometri quadrati per produrre almeno 1GW.
Altri aspetti negativi del geotermico, più che altro sono legati agli odori estremamente sgradevoli che vengono prodotti dalle centrali e dall'inquinamento paesaggistico dovuto alla loro costruzione.

Figura 3: Esempio di centrale geotermica [11]

1.1.4. Biomasse

La parola biomassa indica una serie di materiali di origine organica.
E' costituita prevalentemente da scarti animali o provenienti da attività agricole, che vengono inceneriti per ricavare combustibili o direttamente energia elettrica e termica [12]. L'energia proveniente dalle biomasse è, una delle tipologie più controverse di energia alternativa sfruttata [13].
Per prima cosa, il combustibile (Figura 4) viene trasportato e stoccato in centrale, in seguito viene trasferito ad apposite macchine per ridurne le dimensioni, qualora sia necessario, facendolo diventare un composto di materia definito *cippato*.
Successivamente, la biomassa viene ulteriormente lavorata per diventare combustibile, viene suddivisa in base alle dimensioni e in ultimo, viene trasportata al deposito corrispondente. In seguito, tali composti vengono trasportati in appositi forni, *e il calore da loro emesso, consente l'evaporazione dell'acqua presente nel circuito termodinamico, dove diventa vapore e attraversa le tubazioni della caldaia* [13].
I vantaggi legati a questo tipo di energia rinnovabile sono principalmente quattro:

1. Come già citato in precedenza, le biomasse possono essere scarti animali o vegetali, ad esempio comprendono anche residui di lavorazione del legno, pellet o rifiuti organici urbani. Si tratta di fonti rinnovabili e facilmente disponibili.
2 E' una risorsa *carbon free*, ovvero non produce anidride carbonica in eccesso. La distinzione fondamentale tra l'utilizzo di fonti derivanti da biomasse piuttosto che carbone o petrolio, è che l'anidride carbonica sprigionata in atmosfera è già parte integrante dell'ecosistema.

3 E' ampiamente disponibile: essendo prodotta con rifiuti organici, estremamente diffusi in natura, possono, quindi, essere sfruttati per la produzione di energia. Perciò, oltre a contribuire alla riduzione degli sprechi, migliora anche la gestione dei rifiuti.
4 L'energia da biomasse può essere convertita in numerose altre forme, ad esempio può essere sfruttata per produrre gas metano, biodiesel e altri biocarburanti. Oppure sotto forma di calore o elettricità.

Ma il numero degli svantaggi è pari ai vantaggi:

1. Tali scarti non sono del tutto puliti quando vengono inceneriti, infatti sono essi stessi delle fonti inquinanti, a causa dalla combustione del legno e degli altri materiali naturali. Talvolta, l'inquinamento prodotto è quasi pari a quello che deriva dalla combustione del carbone e di altri tipi di fonti fossili.
2. Se non si utilizzano materiali di scarto, il processo di coltivazione di apposite piante per produrre il *cippato*, può incrementare la deforestazione. Poiché il legno è una delle principali fonti per creare tale energia, per produrne una notevole quantità servono ingenti quantità di legno e altri prodotti di scarto.
3. I rendimenti non sono elevati. Un prodotto come il biodiesel o l'etanolo derivante o dalla biomassa è meno inefficiente rispetto alla benzina. Perciò in alcuni casi, devono essere miscelati con la benzina in modo tale da essere impiegati nei motori a combustione.
4. Le centrali di produzione elettrica da biomassa, richiedono molto spazio e sono altamente inquinanti.

Figura 4: Esempio di biomasse [14]

1.1.5. Solare

L'energia solare è una fonte rinnovabile ampiamente disponibile e pulita.
In sostanza, per energia solare si intende quel tipo di energia "sprigionata" dal sole per effetto di reazioni nucleari (fissione dell'idrogeno), che avvengono sulla sua superficie. Questa energia arriva sulla terra sotto forma di radiazione elettromagnetica alla velocità di 300.000 km/s. Per il suo sfruttamento, vengono utilizzate particolari tecnologie che ne permettono la trasformazione in energia termica o elettrica.
Gli svantaggi legati all'energia solare, sono prevalentemente dovuti alle problematiche di *spazio* (ad esempio se si prende in considerazione il caso dei pannelli fotovoltaici, è necessaria un'area abbastanza grande per la loro installazione), di *discontinuità* (l'energia solare dipende dall'alternarsi del giorno e della notte, dalle condizioni metereologiche e dal ciclo stagionale) e infine presenta un *costo* di investimento iniziale elevato, con conseguenti tempi di ammortamento piuttosto lunghi [15].
Esistono diverse tecnologie in grado di sfruttare l'energia solare:

1. *Solare fotovoltaico*: prevede l'utilizzo di *pannelli fotovoltaici*, in grado di assorbire la luce solare e trasformarla in energia elettrica.
   Il componente principale del generatore è detto *cella fotovoltaica*, in cui è presente un sottile strato di silicio, materiale semiconduttore, dove avviene la conversione della radiazione solare in corrente elettrica. I pannelli solari hanno la particolarità di essere realizzati con materiali semiconduttori, ovvero sono in grado di convertire in modo naturale la luce solare in energia elettrica [16].
2. *Solare termico*: la radiazione solare viene sfruttata per il riscaldamento o il raffrescamento di edifici commerciali, residenziali, o anche altre destinazioni d'uso come le piscine. L'elemento fondamentale per la conversione energetica è il *collettore solare*. Non va assolutamente confuso con il pannello, poiché il suo scopo non è convertire l'energia del sole in energia elettrica ma di riscaldare il fluido termovettore che serve per far funzionare l'impianto.
3. *Solare termodinamico*: sono definiti anche impianti solari a concentrazione, solitamente indicati come CSP (Concentrated Solar Power). Sono impianti che vengono sfruttati per la produzione di elettricità. Tale processo è denominato "*conversione indiretta dell'energia solare*" [17] in netta contrapposizione con il principio di funzionamento degli impianti fotovoltaici, che invece, trasformano la radiazione solare *direttamente* in

energia elettrica. I sistemi CSP sono composti principalmente da specchi in grado di concentrare tutta l'energia solare in un punto, per migliorare il funzionamento del sistema. Per questo motivo, gli impianti sono o a concentrazione puntiforme (uno specchio paraboloide incanala tutta la radiazione nel centro della parabola), o a torre centrale (gli specchi, installati sul piano campagna, indirizzano l'energia solare in un punto preciso, posizionato in sommità della torre) o a parabole lineari (prevedono la presenza di tubi paraboloidi privi di copertura superiore, in cui viene riscaldato il fluido termovettore). In seguito, l'energia meccanica, tramite un generatore, viene prima convertita in energia elettrica e in seguito immagazzinata [16].

Figura 5: Esempio di impianto fotovoltaico-Massafra (Ita) [18]

1.2. La normativa Europea

Dal 2007 al 2009, l'Unione Europea ha fissato diverse strategie e obiettivi, i quali hanno tutti in comune il tema del clima, per ridurre progressivamente le emissioni di gas a effetto serra entro il 2050.
Per il raggiungimento di tali scopi, negli anni, sono stati approvati e migliorati diversi piani come il pacchetto *Clima ed Energia 2020* e il *quadro per le politiche dell'energia e del clima 2030* [19].
La definizione di questi obiettivi, porterà l'Europa a compiere il passaggio verso una economia a basse emissioni di ossidi di carbonio non oltre il 2050.
La Commissione Europea, inoltre, sta cercando di sviluppare una metodologia per raggiungere una amministrazione sempre più climate-friendly e meno legata allo spreco di energia e utilizzo di combustibili fossili, che risultano altamente inquinanti.
Infatti entro il 2050, i paesi dell'UE dovranno ridurre le emissioni di gas, legate all'uso domestico, dell'80%, rispetto ai livelli prodotti dal 1990 in poi.
Entrando ora più nello specifico, il pacchetto *Clima ed Energia 2020-"Horizon 2020"*, come già enuncia il nome stesso, raccoglie una serie di leggi per garantire che i membri dell'Unione Europea riescano a raggiungere determinati obiettivi riguardo al clima e all'energia entro tale data.
I punti focali su cui questo si basa, sono principalmente tre:

- La riduzione del 20% delle emissioni di gas serra;
- Il 20% dell'energia utilizzata in Europa dovrà derivare da fonti rinnovabili;
- Si dovrà raggiungere un miglioramento nell'efficienza energetica con la riduzione dei consumi del 20%.

Secondo l'edizione pubblicata nel 2017 del rapporto "*Trends and projections in Europe-tracking progress towards Europe's climate and energy targets*" dell'European enviroment agency (Eea), l'Unione Europea e la gran parte dei suoi stati membri, sarebbero sulla buona strada per raggiungere gli scopi prefissati dal programma Horizon 2020, in ambito di energie rinnovabili ed efficienza energetica. Tuttavia gli aumenti di consumo energetico avvenuti recentemente, stanno imponendo dei grossi limiti sulla tabella di marcia [20].
Di conseguenza, si è optato per prolungare il timestep precedentemente imposto, cercando di ridurre in modo definitivo le emissioni derivanti da combustibili fossili del 40% entro il 2030 e il 60% nel 2040.

Ovviamente, a seconda delle tecnologie utilizzate, per diminuire le emissioni inquinanti è necessaria la collaborazione di tutti i maggiori settori presenti nel territorio europeo, quali: attività di trasporti, centrali di produzione di energia, edilizia legata alle vecchie e alle nuove costruzioni e infine il campo dell'agricoltura.
Vien da sé che i settori sopracitati non influiscono allo stesso modo sull'impatto ambientale, per questo motivo è differente anche la percentuale di riduzione dell'emissioni inquinanti previste in futuro.

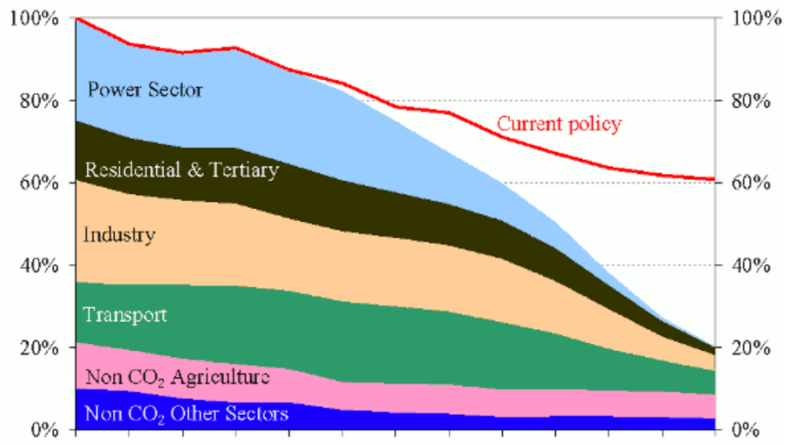


Figura 6: Previsione delle riduzione dell'80% delle emissioni di gas a effetto serra nell'UE [21]

Come mostra il grafico in Figura 6, è più che evidente che le centrali di produzione sono le prime che dovranno ridurre i flussi inquinanti.
Si prevede infatti la totale eliminazione delle emissioni di CO_2 non oltre il 2050.
Inoltre, si cercherà sempre di più di sfruttare l'energia proveniente da fonti rinnovabili quali sole, vento, biomasse o altre sorgenti basso emissive come le centrali elettriche nucleari o quelle legate al consumo di combustibili fossili.
Queste ultime dovranno essere provviste di metodi per la riduzione delle emissioni di ossido di carbonio, ma anche di tecnologie di accumulo
Tale sperimentazione energetica avrà poi lo scopo di sostituire parzialmente le sostanze fossili utilizzate per i trasporti e per il riscaldamento.

Focalizzando ora l'attenzione sull'edilizia, le emissioni provenienti da edifici uso abitativo e terziario, dovranno essere ridotte, all'incirca del 90%, sempre entro il 2050 mediante i seguenti accorgimenti:

- Il rendimento energetico dovrà drasticamente migliorare utilizzando le tecnologie legate al concetto di *passive house* nelle nuove costruzioni;
- Dovranno essere ristrutturati i vecchi edifici per migliorarne la classe energetica conformandola ai nuovi dettami di minore impatto energetico ed ambientale;

- Si dovranno sostituire i combustibili fossili utilizzati per il riscaldamento, il raffrescamento e per il semplice atto di cucinare, con fonti rinnovabili.

Infatti, secondo la Direttiva 2010/31/UE [22], legata alla prestazione energetica in edilizia, gli edifici producono il 40% del consumo globale di energia nell'UE.
Poiché il settore è sempre più in espansione, con conseguente aumento dei consumi energetici, bisognerebbe sfruttare appieno l'energia derivante da fonti rinnovabili.
Siccome l'edilizia agisce sul consumo energetico a lungo termine, se si considerano i diversi cicli di ristrutturazione e costruzione, rispettivamente, di edifici esistenti e non, questi dovrebbero predisporre di requisiti minimi di prestazione energetica, stabiliti in funzione delle condizioni climatiche di riferimento.
E' necessario, perciò, imporre delle misure che siano volte non solo al rispetto delle prerogative minime vigenti negli edifici, ma anche ad imporre una prestazione energetica più elevata per ridurre le emissioni di biossido di carbonio.

Questa descrizione preliminare ha lo scopo di introdurre il capitolo successivo, che analizza le tecnologie legate agli impianti solari termici, il loro funzionamento, i loro componenti principali e le diverse tipologie di materiali utilizzati come fluido termovettore. Questo perché il lavoro di tesi svolto durante questi mesi, ha previsto lo studio e il funzionamento di un impianto solare termico, con sistema di accumulo, che utilizza come fluido termovettore un materiale a cambiamento di fase (PCM).

2. Tecnologie legate allo sfruttamento dell'energia solare

Lo sviluppo delle tecnologie legate all'uso dell'energia solare, è considerata una delle principali soluzioni per far fronte alla sempre più crescente domanda energetica mondiale. Il rapido sviluppo di queste tecnologie di produzione di energia, deve fronteggiare diversi ostacoli tecnici, ad esempio devono garantire un livello minimo di efficienza dell'impianto, anche in caso di condizioni metereologiche non ottimali.
Infine, vi sono anche dei problemi locativi, poichè questo tipo di tecnologia non può essere installata ovunque.
Come già specificato in precedenza, il sole è una delle principali fonti inesauribili di energia dell'intero pianeta e, teoricamente, possiede l'adeguata potenzialità per far fronte alla domanda energetica globale.
A riprova di quanto detto, in letteratura è stato stimato che la terra annualmente assorbe quattro milioni di exaJoules di radiazione solare, di cui solo cinquanta mila exaJoules sarebbero sufficienti a soddisfare il fabbisogno energetico globale. Da questi numeri è chiaro come effettivamente, il solare, potrebbe avere un ruolo principe nella produzione di energia pulita. Si è visto, infatti, che in California introducendo 115 mila sistemi solari termici a concentrazione, si è ridotta l'emissione di CO_2 di 670 mila tonnellate. Pertanto, l'adozione delle suddette tecnologie potrebbe significativamente mitigare ed alleviare tutte quelle problematiche associate all'inquinamento ambientale, economiche. Questo perché sole non prevede lobby di mercato ed è soprattutto un'energia sicura. [23]

2.1. Sistemi che sfruttano l'accumulo di energia solare

Con il sempre più crescente aumento di produzione dell'energia proveniente da fonti rinnovabili, è diventata fondamentale anche la scelta di metodi e tecnologie legate al suo accumulo, per soddisfarne continuativamente la domanda [24].
In generale, questi tipi di meccanismi sono in grado di immagazzinare energia per ritrasformarla e cederla, quando è necessario, all'utenza.
Esistono svariati modi per accumulare la radiazione solare, come ad esempio: sistemi magnetici, sistemi elettrochimici (es. batterie, celle a combustibile etc.) sistemi ad acqua, sistemi pneumatici, oppure sistemi termici (che possono sfruttare diversi fluidi termovettori) [25].
Ogni tipo di accumulo si collega ad un preciso campo applicativo a seconda dell'obiettivo che si vuole conseguire.
La scelta infatti deve essere effettuata basandosi su diversi criteri:

- Disponibilità della risorsa energetica;
- Richiesta e campo applicativo dell'energia;
- Efficienza di accumulo;
- Costi;
- Infrastrutture;
- Altri fattori.

È proprio in quest'ottica che l'utilizzo di sistemi di accumulo diventa, quindi, una prerogativa fondamentale.

Di seguito e nei capitoli successivi, ci si soffermerà in particolare sul funzionamento di impianti ad accumulo termico, in inglese definito come Thermal Energy Storage (TES) la cui prerogativa preponderante è quella di scindere la risorsa dalla domanda energetica.

Infatti l'energia prodotta in eccesso, viene successivamente stoccata per garantire ugualmente un determinato carico termico nei periodi di maggiore richiesta. Inoltre, il calore accumulato risulta disponibile anche quando le condizioni ambientali non sono del tutto favorevoli, ovvero impediscono un diretto soddisfacimento dello stesso carico termico.

In questo modo, la risorsa accumulata viene sfruttata al meglio con conseguente diminuzione della dipendenza dalla rete pubblica, e implica, soprattutto, un vantaggio economico ed un minor impatto ambientale [26].

La crescente richiesta dei sistemi di accumulo termico, ha permesso lo studio e la conseguente sperimentazione di nuove tecnologie meno invasive sugli edifici.

2.2. Le tipologie impiantistiche

Gli impianti solari, si differenziano a seconda del tipo di *circuito solare* e della *circolazione del fluido termovettore* utilizzata per il loro funzionamento [27].
Il circuito solare può essere *aperto,* ovvero quando il fluido termovettore scorre sia nei collettori sia nello stesso circuito di utilizzo dell'impianto, oppure *chiuso*, se il fluido termovettore che circola nei collettori cede calore tramite uno scambiatore.
In più la circolazione del fluido all'interno del sistema, può essere sia *naturale* che *forzata.* La prima avviene attraverso lo scambio convettivo di calore, ovvero quando il fluido si scalda, sale verso il serbatoio d'accumulo. La seconda, invece, prevede l'utilizzo di una pompa che forzatamente "indirizza" il flusso del fluido termovettore dai collettori solari al serbatoio d'accumulo [27,28,29].

2.2.1. Impianti a circolazione naturale

I sistemi a circolazione naturale prevedono un principio di funzionamento molto semplice, sono economici, ovvero non prevedono sovrapprezzi legati all'inserimento di le pompe o le centraline, non richiedono particolari manutenzioni e possono essere completati utilizzando qualunque tipo di pannello solare [28].
La circolazione del fluido vettore (Figura 7), tra collettore e serbatoio di accumulo, è stabilita dal principio di gravità, priva di energia addizionale, solitamente infatti il serbatoio di accumulo è installato al di sopra del collettore. Il fluido termovettore viene riscaldato all'interno del collettore solare e presenta una densità inferiore rispetto fluido freddo contenuto nel serbatoio [27,29].
Pertanto, si crea una differenza di densità tra fluido freddo e caldo, che comporta la circolazione naturale. In seguito, il fluido a maggiore temperatura, cede il suo calore all'acqua del serbatoio e scende nel punto più basso del circuito del collettore.

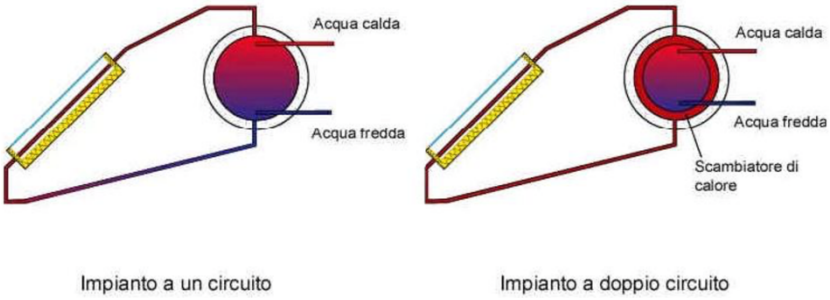


Figura 7: Impianti a circolazione naturale [27]

Negli impianti in cui è presente un unico circuito (Figura 7), l'acqua calda sanitaria circola direttamente all'interno del collettore. Negli impianti a doppio circuito, invece, il fluido termovettore transita prima all'interno delle serpentine del collettore e cede poi calore all'acqua calda sanitaria attraverso uno *scambiatore di calore*.
Gli impianti a circolazione naturale, di solito, sono installati in una specifica struttura di supporto, oppure vengono integrati direttamente sul tetto. Il riscaldamento ausiliario si ottiene mediante l'utilizzo di una *resistenza elettrica* installata all'interno del serbatoio di accumulo, oppure, attraverso una *caldaia istantanea* a valle del serbatoio.
Per quanto riguarda il principio di funzionamento, tutti i sistemi a circolazione naturale si basano sul principio fisico che il fluido interno al circuito primario, riscaldato attraverso la radiazione solare, si "dilata" diminuendo la propria densità. Questo, poi, tende a salire verso l'alto attraverso una circolazione naturale, raggiungendo il serbatoio d'accumulo.
Questi tipi di impianti presentano degli svantaggi legati alle dimensioni, infatti, la circolazione naturale avviene solo per le piccole utenze, all' assenza di *stratificazione del calore*, alla valvola di scarico termico e, inoltre, comportano un forte impatto estetico dovuto al serbatoio a vista.
Nel caso in cui il pannello non venisse integrato al serbatoio, quest'ultimo deve essere sempre posizionato più in alto del pannello ad una distanza minima dal medesimo. Inoltre, le tubazioni di collegamento devono presentare una leggera pendenza per facilitare il trascinamento e l'espulsione dell'aria.
In commercio sono presenti anche sistemi a circolazione naturale in cui il serbatoio è posizionato dietro il pannello [27,29].

2.2.2. Impianti a circolazione forzata

Un impianto a circolazione forzata è costituito da un collettore, collegato ad un serbatoio localizzato, mediante un circuito, al cui interno, solitamente fluisce dell'acqua o un fluido termovettore antigelo [27].
Tale circuito prevede l'utilizzo di una pompa di circolazione, il cui funzionamento è collegato ad un regolatore differenziale di temperatura. Quest'ultimo, si attiva quando la temperatura interna al collettore è maggiore della temperatura di riferimento del serbatoio di accumulo. Il calore, quindi, viene convogliato nel serbatoio e poi ceduto all'acqua sanitaria attraverso uno *scambiatore di calore*.
Durante i mesi estivi, l'impianto solare è in grado di ricoprire l'intero fabbisogno di energia per il riscaldamento dell'acqua sanitaria, mentre in inverno o nei periodi in cui

è presente una scarsa insolazione, è necessario l'utilizzo di un sistema di preriscaldamento dell'acqua.
La parte di serbatoio in cui l'acqua calda è mantenuta a temperatura costante, prevede l'utilizzo di uno scambiatore di calore collegato direttamente ad una caldaia. Il riscaldamento ausiliario, invece, presenta l'uso di un termostato che serve a regolare la temperatura dell'acqua nel serbatoio quando questa scende al di sotto della temperatura nominale desiderata [29].
I sistemi a circolazione forzata, vengono sfruttati in tutte quelle situazioni in cui e il serbatoio di accumulo non può essere installato ad un livello più alto dei pannelli solari [27].
Ovviamente tali tipi di impianti sono più complessi di quelli precedenti, poiché lavorano a temperature più alte, sono più costosi e prevedono una manutenzione più accurata. Al contrario, la loro efficienza è maggiore rispetto agli impianti a circolazione naturale e possono essere integrati architettonicamente senza creare inquinamento visivo [27,28].
La Figura 8, mostra il funzionamento tipico di un impianto a circolazione forzata. Tale tipo di impianto, prevede l'installazione di una pompa tra sistema di accumulo e collettore. Questa è comandata da una centralina elettrica, che determina la differenza di temperatura tra le diverse parti del circuito, e garantisce o meno il passaggio del liquido nel loop primario. Il sistema prevede l'utilizzo di una caldaia a gas in cui è inserito un termostato, in modo da garantire sempre la presenza di acqua calda.

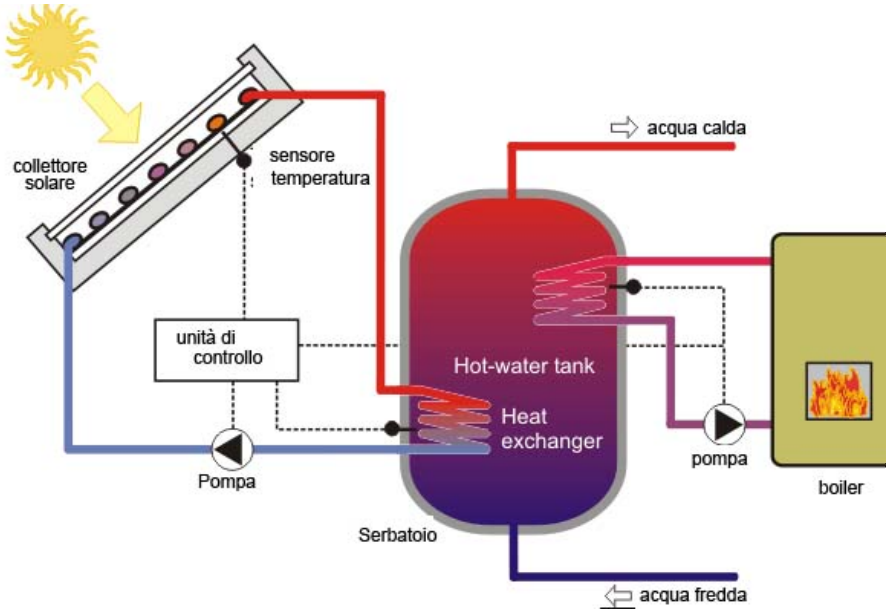


Figura 8: Impianti a circolazione forzata [28]

Se invece un impianto a circolazione forzata viene installato all'interno di un'abitazione, (Figura 9) è necessario che questo sia dotato di collettori estremamente efficienti, come ad esempio a sottovuoto, per poter garantire la temperatura necessaria del fluido termovettore 365 giorni l'anni [27].
Solitamente tali pannelli presentano inclinazioni leggermente più accentuate rispetto ai sistemi installati per la sola produzione di acqua calda.
I boiler usati per questi tipi di impianto, sono di tipo "tank-in-tank", ovvero sono formati da due serbatoi posti l'uno dentro l'altro [27,29].
Il più piccolo, è quello che contiene l'acqua calda sanitaria, solitamente è di forma tubolare e viene collocato nella parte superiore del serbatoio. L'acqua per il riscaldamento, invece, viene accumulata nella zona più grande del serbatoio.

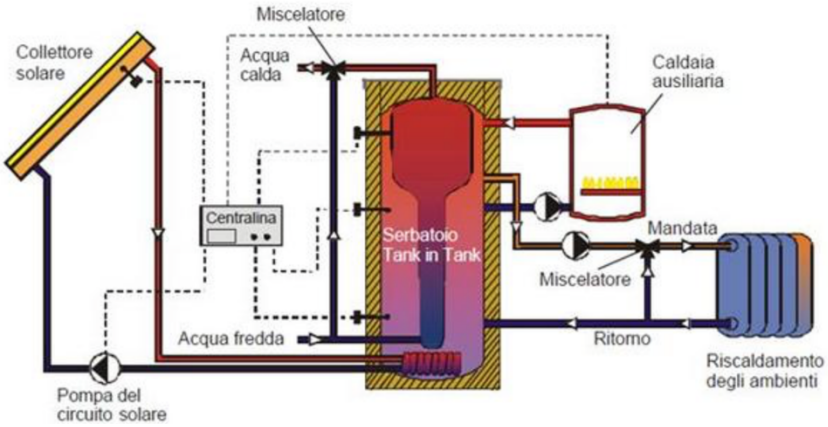


Figura 9: Schema di un impianto solare ternico per la produzione di ACS e riscaldamento [47]

2.3. Storia e principi di funzionamento dell'impianto solare termico

Il primo sistema solare termico ad acqua venne brevettato nel 1891 negli Stati Uniti e in cinque, all'incirca il 30% delle case a Pasadena, California, sfruttava questo tipo di impianto per il riscaldamento dell'acqua calda sanitaria [31]. Infatti tale metodo venne progettato per ovviare al problema della mancanza di acqua calda che, purtroppo, non era presente in modo costante in tutte le abitazioni, creando non pochi disag [30].

Questo primo prototipo era essenzialmente formato da una scatola verniciata internamente di nero, in cui erano poste altre due piccole cassette contenenti dell'acqua, completata poi da uno strato di vetro superficiale. Questo tipo di meccanismo prevedeva inizialmente l'assorbimento dell'energia solare da parte del rivestimento nero e successivamente conversione di questa in calore.

Anche se il vetro garantiva ai raggi solari di penetrare facilmente nella scatola, era in grado di trattenere il calore solo per poche ore al giorno. Infatti l'acqua al suo interno restava ad una temperatura costante dalle prime ore del giorno fino alle prime ore pomeridiane e, non essendo previsto un ulteriore isolamento interno, durante le ore notturne l'acqua si raffreddava rapidamente [32]. Perciò cercare di risolvere questo tipo di problema, in seguito venne inserito un accumulatore nella scatola di legno precedentemente descritta, così da mantenere il fluido ad una determinata temperatura per lunghi periodi di tempo.

Dopo l'avvio di questo primo prototipo, furono brevettati altri dispositivi in grado di garantire l'acqua calda sanitaria all'interno delle abitazioni. Nonostante le sperimentazioni, il binomio calore e accumulo doveva essere considerato come concetto fondamentale per il funzionamento dell'impianto, in relazione anche al tempo meteorologico e alla escursione termica notturna, inoltre l'acqua calda riscaldata durante il giorno, doveva essere garantita anche per quello successivo. Ed è proprio qui che spicca la figura di William J. Bailey, uno dei pionieri del solare termico, il quale brevettò un metodo di riscaldamento dell'acqua rivoluzionario, il cui principio di funzionamento è stato poi sfruttato durante tutto il secolo scorso.

Questi divise l'impianto in due parti: la prima prevedeva un elemento riscaldante esposto alla radiazione solare e collegato a un meccanismo di accumulo posto lontano dalle abitazioni, in modo da garantire una temperatura dell'acqua costante durante tutte le ore del giorno, notte compresa. L'elemento riscaldante era

completato da dei tubi saldati ad una sezione metallica nera installata in una scatola coperta da uno strato di vetro. Poiché l'acqua, per essere scaldata, doveva per forza essere inglobata prima all'interno dei collettori e poi essere scaricata in un serbatoio, Bailey trovò come soluzione il preriscaldamento dell'acqua in modo da ridurne la densità e di conseguenza aumentarne la velocità di scorrimento nelle tubazioni. In questo modo il sistema risultò più efficiente e prese il nome di *Day and Night Solar Hot Water Heater (*Figura 10*).*

Tra gli anni '20-'30 del '900, invece, con l'incremento dei prezzi di importazione del carbone e del legno come carburante, si trovò nel solare termico non solo un'ottima alternativa a tali combustibili, ma anche un sistema molto più economico.

Con la scoperta del bacino di gas naturale nella città di Los Angeles, lo stesso Bailey ne approfittò per spostare l'attenzione sullo sviluppo di un'altra tecnologia che sfruttasse lo stesso gas per il riscaldamento dell'acqua. Per questo progettò il *Day and Night Gas Water Heater*, che a differenza dell'impianto precedente, utilizzava come fluido termovettore il gas che non necessitava di preriscaldamento. L'elevato costo della energia combinato al il clima tropicale della California, trovò in questo tipo di impianto una valida alternativa allo sfruttamento di combustibili fossili.

Figura 10: Day and Night Solar Water Heating [32]

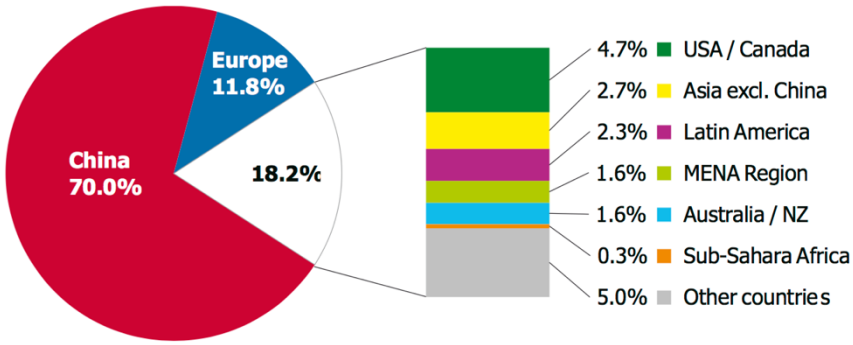
Facendo ora un salto temporale di quasi vent'anni, intorno agli anni '60-'70, anche il Giappone sperimentò un metodo economico per sopperire alla sempre più crescente domanda di acqua calda sanitaria. I coltivatori di riso, in particolare, riscaldavano le pagliuzze di riso per produrre acqua calda che si mantenesse ad una temperatura costante per lunghi periodi di tempo. Tali pagliuzze erano le stesse che servivano per sfamare il bestiame o utilizzate come fertilizzante [32]. Perciò per poter garantire quotidianamente acqua calda sanitaria, una compagnia giapponese brevettò un

meccanismo che consisteva in una tanica di plastica, coperta da una lamina di vetro, in grado di assorbire e accumulare energia solare. Questa venne chiamata *Plastic Solar Water Heater*, la quale assomigliava ad una specie di materasso pieno d'aria, coperto da una calotta plastica. Tale tipo di impianto venne utilizzato fino al 1969. Nello stesso periodo, in America, il mercato legato al solare termico crollò temporaneamente, per poi riprendersi con l'embargo petrolifero del 1973, quando il prezzo del greggio iniziò a crescere spropositatamente. Vennero quindi incrementate nuovamente le produzioni di alcuni prototipi di impianti solari termici e non solo. Inoltre, in seguito alla presa coscienza dei cambiamenti climatici e delle emissioni fossili, per ovviare a tale problema, la sperimentazione ha portato all'installazione degli impianti solari termici anche in zone con climi più freddi, aggiungendo al fluido termovettore scelto, degli additivi antigelo. Fu, però, alla fine degli anni '80 che nazioni come Australia, Spagna e Israele iniziarono a possedere il primato a livello di ricerca, di produzione e di mercato. Furono proprio gli ingegneri e gli studiosi israeliani che nel 1995 idearono una superficie più efficiente per i pannelli solari, in grado di assorbire energia e accumulare calore più velocemente. Inoltre, secondo la legge israeliana, tali pannelli dovevano essere per forza installati in ogni abitazione, per sensibilizzare la popolazione al risparmio energetico.

2.4. Il mercato globale del solare termico

Sulla base dei dati pubblicati nel 2017 [33] da SHC- Solar Heat & Cooling Programme dell'International Energy Agency (IEA), si è riscontato come il mercato del solare termico abbia avuto una notevole crescita ed espansione negli ultimi anni.
Infatti, se nel 2011 erano stati installati 335.1 milioni di metri quadrati di collettori, pari ad una capacità di 234.6 GW_{th},, nel 2016 si è passati alla produzione di oltre 456 GW_{th} per un totale di 652 milioni di metri quadrati di superficie di collettori.
Se si comparano questi dati con quelli relativi ai primi anni 2000, la capacità di installazione è cresciuta di un fattore pari al 7,4%[23].
La produzione di energia da solare termico, sempre nell'anno 2016, è risultata pari a 375 TWh, valore che corrisponde esattamente a una riduzione di consumo di 40.3 milioni di tonnellate di petrolio e 130 milioni di tonnellate di emissione di CO_2.
I due potenze che detengono il primato di produzione e sfruttamento di questo tipo di tecnologia, sono la Cina e l'Europa. Queste, infatti, vengono considerate tra le più influenti nell'utilizzo, in piccola e larga scala, di sistemi solari per il riscaldamento dell'acqua installati nelle abitazioni, di pompe di calore e di impianti fotovoltaici.

Le due potenze economiche citate precedentemente, non sono le uniche a possedere un mercato in espansione. Infatti anche stati come il Sud Africa, alcuni paesi dell'America Latina e dell''India, ora come ora, presentano un piccolo mercato meno competitivo, ma in continua crescita.
Se si fa riferimento anche ad altri studi, la SOLRICO all'inizio del 2017, ha definito il solare termico come un mercato in continua crescita che sta passando, sempre di più, da produzioni in piccola a larga scala, soprattutto per l'elaborazione di sistemi e collettori solari. Sono sondaggi che devono essere considerati positivi, poiché la ricerca continua nell'utilizzo di energia proveniente da fonti rinnovabili, sta dando finalmente i suoi frutti.
Per quanto riguarda, invece, solo l'utilizzo di impianti su larga scala, le statistiche risultano aggiornate fino all'anno 2015 [34].
Infatti è sempre la Cina che si conferma al primo posto con la più vasta capacità di collettori installata (pari al 309.5 GW_{th}), seguita poi dall'Europa (40.2 GW_{th}). Entrambe, insieme, costituiscono l'82.2% della produzione di capacità termica totale presente sul nostro pianeta.
La restante percentuale, invece, si suddivide tra gli USA e il Canada (18.4 GW_{th}), l'Asia (esclusa ovviamente la Cina con l'11 GW_{th}), l'America Latina (11.0 GW_{th}), Israele, la Giordania, il Libano, il Marocco, la Palestina e la Tunisia (6.7 GW_{th}), l'Australia e la Nuova Zelanda (6.4 GW_{th}) e infine alcune zone dell'Africa subsahariana come Burkina Faso, Ghana, Mauritius, il Mozambico etc. (1.4 GW_{th}).



Sub-Sahara Africa:	Mauritius, Mozambique, Namibia, South Africa, Zimbabwe
Asia excluding China:	India, Japan, Korea South, Taiwan, Thailand
Latin America:	Barbados, Brazil, Chile, Mexico, Uruguay
Europe:	EU 28, Albania, Macedonia, Norway, Russia, Switzerland, Turkey
MENA Region:	Israel, Jordan, Lebanon, Morocco, Palestinian Territories, Tunisia

Figura 11: Capacità totale installata a livello mondiale nel 2016 [33]

Perciò il commercio legato alla somma totale di questi ultimi paesi citati, si ha un'incidenza su tutte le installazioni presenti pari al 5% (21.8 GW_{th}).

2.3.1. Le tecnologie installate più diffuse

Questo capitolo tratta sinteticamente, le tecnologie solari termiche più diffuse e riporta le diverse percentuali a seconda dei tipi di impianti maggiormente sfruttati.
L'uso dell'energia solare, ovviamente cambia in percentuale da stato a stato e può essere sfruttata a seconda del tipo di impianto scelto, dal tipo di collettore termico e soprattutto dal modo in cui questo viene sfruttato (se per il riscaldamento di una piscina, per la produzione dell'acqua calda sanitaria, per il riscaldamento di uno spazio confinato abitativo oppure per il raffrescamento o riscaldamento di strutture pubbliche) [33].
Nel mondo, più di tre quarti di tutto il sistema solare termico installato è legato all'utilizzo di termosifoni in primis e in secondo luogo di pompe di calore.
Il mercato cinese è come al solito il più influente a livello mondiale e conta l'89% delle nuove installazioni di riscaldamento a termosifone, mentre il restante 11% sono impianti solari. Questa distinzione così netta è dovuta soprattutto al fatto che i primi tipi di sistemi sopracitati sono maggiormente utilizzati in regioni con climi prettamente caldi.
La percentuale di impianti solari termici che sfruttano l'acqua come fluido termovettore sono più di 108 milioni, di cui il 6% sono utilizzati per il riscaldamento delle piscine, il 63% per la produzione di acqua calda sanitaria in abitazioni monofamiliari e il 28% per abitazioni plurifamiliari, hotel, ospedali, scuole etc. Infine, il restante 2% è legato all'uso di solar combi-system, utilizzati sia per il riscaldamento di acqua calda sanitaria che per lo spazio abitativo.

2.3.4. Analisi dello sviluppo del mercato globale dal 2014 al 2016

In questo capitolo, è stata compiuta un'analisi più approfondita sullo sviluppo del mercato globale negli anni che vanno dal 2014 al 2016. Per prima cosa, è stata analizzata la capacità totale termica installata nei sei stati più influenti sul mercato:

Stati	Capacità installata solo 2014 [GW_{th}]	Capacità totale installata nel 2014 [GW_{th}]	Capacità installata solo 2015 [GW_{th}]	Capacità totale installata nel 2015 [GW_{th}]	Capacità installata solo 2016 [GW_{th}]	Capacità totale installata nel 2016 [GW_{th}]
Globale	46,7	410,2	40,2	435,9	/	456
Cina	36,7	289,5	30,5	309,5	/	/
Europa	3,4	47,5	3,4	49,2	/	/
USA e Canada	0,8	18,0	0,8	18,4	/	/
Australia e Nuova Zelanda	0,5	6,2	0,4	6,4	/	/

Tabella 1:Potenze installate dal 2014 al 2016

Superficie installata nel solo 2014 (milioni di m^2)	Superficie totale installata nel 2014 (milioni di m^2)	Superficie installata nel solo 2015 (milioni di m^2)	Superficie totale installata nel 2015 (milioni di m^2)	Superficie totale installata nel 2016 (milioni di m^2)
66,7	586	57,4	662,7	652

Tabella 2: Superficie totale installata

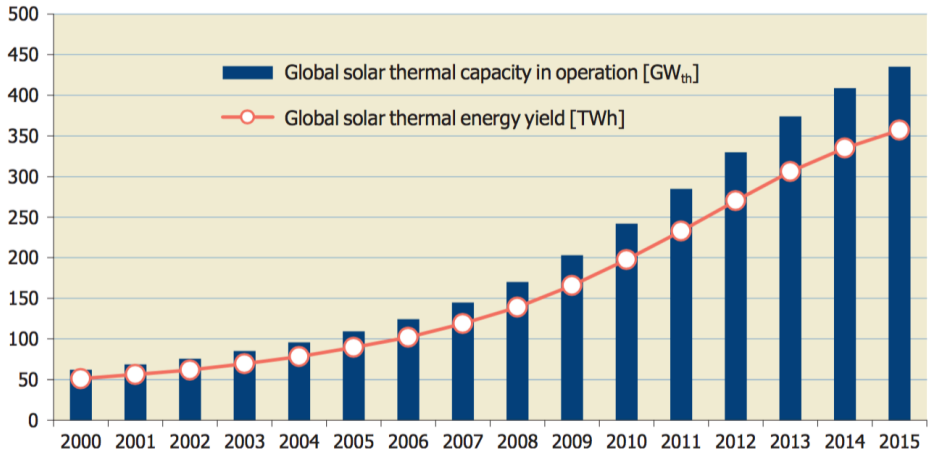


Figura 12: Andamento di potenza e efficienza dal 2000 al 2015 [33]

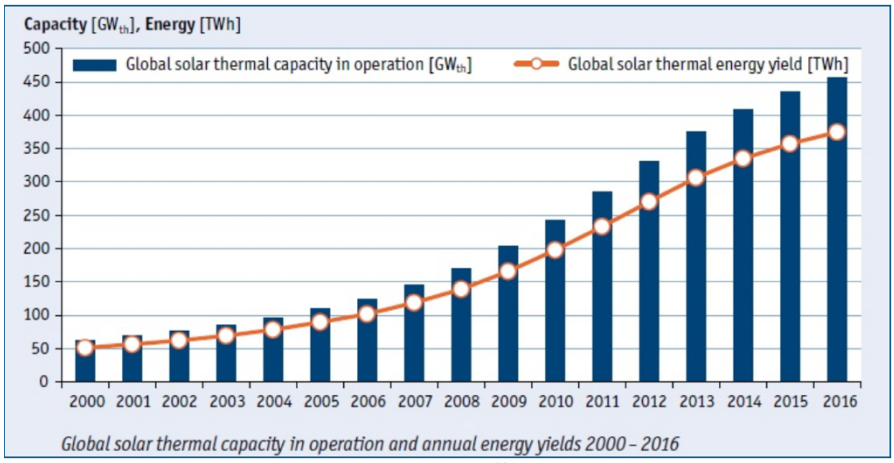


Figura 13: Andamento di potenza e efficienza dal 2000 al 2016 [34]

Nei grafici in Figura 12 e Figura 13, sono evidenziati i diversi andamenti di mercato relativamente alle potenze installate e alle diverse efficienze prodotte. E' possibile notare, anche tenendo conto dei dati riportati in Tabella 1, come la capacità totale installata aumenti annualmente di un valore compreso tra i 20 e i 25 GW_{th}. Inoltre, mentre stati come Europa e Cina, accrescono in modo preponderante la loro capacità, non si può dire lo stesso degli Stati Uniti e del Canada o dell'Australia e Nuova Zelanda, che invece, presentano valori pressoché stabili o, addirittura, in calo [33].
Inoltre, dalla Tabella 2, si nota come la superficie di installazione annuale, sia in continua crescita in modo proporzionale alla capacità totale globale.
Un altro dato interessante da considerare, è quello relativo alle tecnologie solari termiche, come le diverse tipologie di collettori, maggiormente influenti sul mercato globale. Le seguenti tabelle riportano la situazione negli anni tra il 2014 e il 2016:

Collettori solari piani	90,9 [GW_{th}]	129,8 [milioni di m^2]	22,10 %
Collettori solari a tubi evacuati	291,8 [GW_{th}]	416,8 [milioni di m^2]	71,10 %
Collettori ad acqua non smaltati	26,0 [GW_{th}]	37,1 [milioni di m^2]	6,30 %

Collettori smaltati e non smaltati	1,60 [GW_{th}]	2,40 [milioni di m^2]	0,40 %

Tabella 3: Tecnologie maggiormente installate nel 2014[33]

Collettori solari piani	Flat Plate Collector	90,48 [GW_{th}]	129,2 [milioni di m^2]	22,00%
Collettori solari a tubi evacuati	Evacuated Tube Collector	293,44 [GW_{th}]	419,4 [milioni di m^2]	71,50 %
Collettori ad acqua non smaltati	Unglazed Water Collector	25,68 [GW_{th}]	36,5 [milioni di m^2]	6,20 %
Collettori smaltati e non smaltati	Glazed and Unglazed Collectors	1,20 [GW_{th}]	1,80 [milioni di m^2]	0,30 %

Tabella 4: Tecnologie maggiormente installate nel 2015-2016 [34]

Dalla Tabella 3 e dalla Tabella 4, è evidente come il commercio legato ai collettori solari piani , sia quello più diffuso, seguito poi dai collettori a tubi evacuati e da quelli smaltati e non smaltati. Nonostante dal 2014 al 2016, la potenza installata dei collettori solari piani abbia subito un lieve calo, risulta comunque la tecnologia maggiormente diffusa. Di seguito vengono riportati i dati delle maggiori potenze globali, che sfruttano Unglazed Water Collector, Flat Plate Collectors, Evacuated Tube Collectors.

Stati	Capacità totale installata nel solo 2014 [MW_{th}]	Capacità totale installata nel 2015-2016 [MW_{th}]
Cina	289,52	309,47
Stati Uniti	16,99	17,30
Australia	5,85	6,02

Tabella 5: Capacità totale installata in MWth [33]

Stati	Capacità totale installata nel solo 2014 [MW_{th}]	Capacità totale installata nel 2015-2016 [MW_{th}]
Cina	213	226
Stati Uniti	/	/
Australia	260	265

Tabella 6: Capacità totale installata in KWh per 1000 inh [34]

Nelle Tabella 5 e Tabella 6, è evidente come il mercato del solare termico, presenti una espansione continua, sia per quanto riguarda la percentuale di potenza installata, sia per la presenza di tale tecnologia ogni 1000 abitanti. Sono dati positivi, che mostrano come sempre più persone sfruttano questo tipo di tecnologi per usi domestici e non solo.

Focalizzando ora l'attenzione sui grafici presenti in Figura 14 e Figura 15, questi mostrano le percentuali di potenza installata di solare termico, eolico e fotovoltaico.

Si può notare come la potenza solare termica operativa su scala globale, ancora oggi, sia superiore al fotovoltaico (303 GW_{th}) e al solare termodinamico (5 GW_{th}), ma inferiore all'eolico [26]. È evidente sia come queste abbiano subito un picco vertiginoso dal 2008 al 2016, ma anche quali siano le maggiori potenze mondiali ad avere l'esclusiva di questo tipo di mercato.

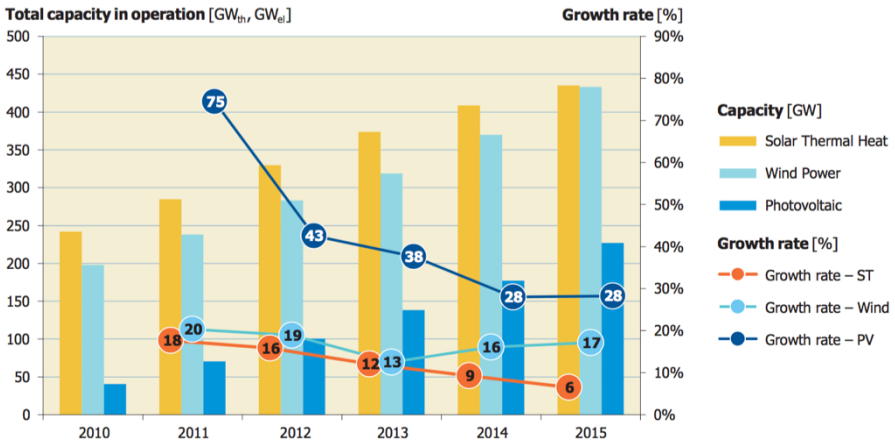


Figura 14: Sviluppo delle installazioni dal 2000 al 2015 [33]

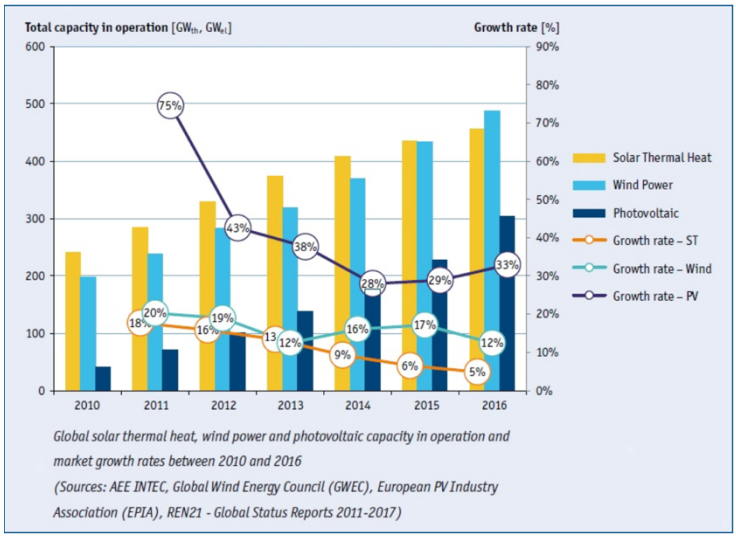


Figura 15: Sviluppo delle installazioni dal 2010 al 2016 [34]

Le tabelle: Tabella 7, Tabella 8, Tabella 9, Tabella 10, mostrano, invece, le maggiori tecnologie di collettori solari sfruttate (Figura 16), a seconda del tipo di fluido vettore che viene utilizzato, della loro capacità totale annua installata e della loro estensione. Tra queste diverse tecnologie, si ha:

- FPC indica i Collettori Solari Piani;
- ETC indica i Collettori Solari Sottovuoto;
- Unglazed indica i Collettori Solari non Smaltati;
- Glazed indica i Collettori Solari Smaltati.

Collettori ad acqua				ad aria		
Stati	Unglazed [MW_{th}]	FPC [MW_{th}]	ETC [MW_{th}]	Unglazed [MW_{th}]	Glazed [MW_{th}]	Totale [MW_{th}]
Australia	3.500	2.258,90	96,60	210	6,20	6,072
Italia	30,70	2.397,80	376,10	/	/	2.805
Canada	555,80	47,10	29,90	275,70	24,50	993
Cina	/	2.2085	267.435	/	/	289.520
Nuova Zelanda	4,90	100,10	6,80	/	/	112
USA	14.935,20	1.963,90	96,50	73,40	29,10	17.098

Tabella 7:Capacità totale annua installata 2014 [33]

Stati	Unglazed [m²]	FPC [m²]	ETC [m²]	Unglazed [m²]	Glazed [m²]	Totale [m²]
Australia	5.000.000	3.227.000	138.000	300.000	8.800	8.673.800
Italia	43.800	3424.404	537,2	0	0	4.006.444
Canada	794.065	67.336	42.775	393.907	34.947	1.333.010
Cina	0	31.550.000	382.050.000	0	0	413.600.000
Nuova Zelanda	7.025	142.975	9.644	0	0	159.645
USA	21.335.936	2.805.542	137.882	104.900	41.500	24.375.731

Tabella 8: Superficie totale annua installata 2014 [34]

Collettori ad acqua ad aria

Stati	Unglazed [MW_{th}]	FPC [MW_{th}]	ETC [MW_{th}]	Unglazed [MW_{th}]	Glazed [MW_{th}]	Totale [MW_{th}]
Australia	3.605	2.308,3	109,9	210	6,30	6,241
Italia	30,70	2.526,6	395,3	/	/	2.953
Canada	559,80	47,10	32,30	280,7	34,20	956
Cina	/	24.885	285.585	/	/	309.470
Nuova Zelanda	4,90	100,10	6,80	/	/	112
USA	15.283,20	1.921.3	102,3	72,6	35,9	17.416

Tabella 9:Capacità totale annua installata 2015-2016 [33]

Stati	Unglazed [m²]	FPC [m²]	ETC [m²]	Unglazed [m²]	Glazed [m²]	Totale [m²]
Australia	5.150.000	3.229.000	157.000	300.000	9.000	8.915.000
Italia	43.800	3609.364	564,76	0	0	4.217.924
Canada	799.656	69.548	46.089	400.999	48.927	1.365.220
Cina	0	35.550.000	406.550.000	0	0	442.100.000
Nuova Zelanda	7.025	142.975	9.644	0	0	159.645
USA	21.833,075	2.744.708	146.183	103,662	52,500	24.880.128

Tabella 10: Superficie totale annua installata 2015-2016 [34]

È chiaro come sia la Cina che gli Usa, abbiano registrato un incremento consistente dal 2014 al 2016. In questo caso particolare, i dati analizzati hanno focalizzato l'attenzione sull'Italia, piuttosto che sull'intera Europa. Questo perché il mercato Italiano, dal 2010 al 2014, ha registrato uno sviluppo e una buona crescita. Purtroppo però, i dati registrati dal 2015 in poi, relativi a tale ambito, hanno previsto un brusco calo.

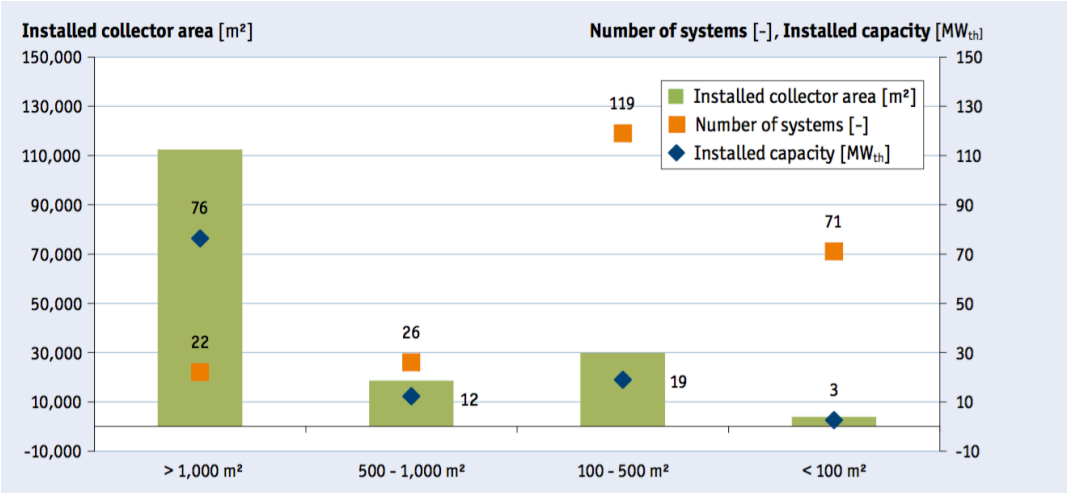


Figura 16:Superficie di collettori solari installata-2016 [34]

2.3.4.1. L'impatto ambientale

L'installazione e la diffusione degli impianti solari, ha avuto lo scopo di incrementare l'utilizzo delle fonti rinnovabili per ridurre le emissioni da fonti fossili, considerate estremamente invasive sull'ambiente.
Per questo motivo, si è compiuta un'analisi per verificare non solo, la percentuale di tecnologie maggiormente diffusa a livello abitativo o terziario, ma anche per conoscere, effettivamente, le riduzioni di inquinanti annuali ad esse legate.

Tipi di sistemi solari termici maggiormente installati		
Acqua calda sanitaria		95%
Abitazioni unifamiliari		68%
Abitazioni plurifamiliari, hotel, scuole etc.		27%
Tipi di riscaldamento per piscine	Sistemi Solari Termici	4%
	Combi-System	2%

Tabella 11:Percentuale di impianti solari termici installati nel 2014 [33]

Sistemi solari termici maggiormente diffusi		
Acqua calda sanitaria		94%
Abitazioni unifamiliari		68%
Abitazioni plurifamiliari, hotel, scuole etc.		26%
Tipi di riscaldamento per piscine	Sistemi Solari Termici	4%
	Combi-System	2%

Tabella 12: Percentuale di impianti solari termici installati nel 2015-2016 [34]

Dalle Tabella 11, è evidente come gli impianti solari termici, siano sfruttati soprattutto per la produzione d'acqua sanitaria. Tale valore, se si osserva la Tabella 12, risulta pressochè invariato anche tra il 2015 e il 2016.
Inoltre è interessante notare come per il riscaldamento degli spazi adibiti a piscine, sia sempre più in espansione l'utilizzo dei combi-system che prevedono sia il riscaldamento dell'ambiente interno, sia la pulizia dell'acqua.

Risparmio energetico legato all'utilizzo di sistemi solari ad acqua		
Stati		335 TWh
Risparmio energetico	Petrolio	36,1 milioni di tonnellate
	CO_2	116,4 milioni di tonnellate
Quantità dei diversi tipi di solari termici installati		
101 milioni		

Tabella 13: Risparmio energetico annuale 2014 [33]

Risparmio energetico legato all'utilizzo di sistemi solari ad acqua		
Stati		357 TWh
Risparmio energetico	Petrolio	38,4 milioni di tonnellate
	CO_2	124 milioni di tonnellate
Quantità dei diversi tipi di solari termici installati		
108 milioni		

Tabella 14:Risparmio energetico annuale 2015 [34]

Come riportato nelle Tabella 13 e Tabella 14, è evidente come i dati annuali riportati siano estremamente positivi e in continua crescita. Infatti si passa a 36,1 milioni di tonnellate di petrolio e 116, 4 milioni di tonnellate di CO_2 non emesse nel 2014

(Tabella 13) a 38,4 milioni di tonnellate di petrolio e 124 milioni di tonnellate di CO_2 nel 2015 (Tabella 14).
I dati relativi al 2016, invece, hanno previsto una riduzione di consumo di 40,3 milioni di tonnellate di petrolio e 130 milioni di tonnellate di emissione di CO_2.
Quindi, l'utilizzo di queste tecnologie sta portando a dei miglioramenti effettivi a livello ambientale, riducendo annualmente, un'ingente produzione di combustibili fossili.

2.3.4.2. I costi del sistema solare termico

Infine, è stata condotta un'analisi di tipo economico per valutare come le diverse tecnologie analizzate, si interfacciano con il mercato globale.

Mercato: costi inferiori per sistemi di accumulo termico	
Impianti di riscaldamento per le piscine (Australia, Brasile)	1 euro-ct/kWh
Impianti per la prodizione di acqua calda sanitaria mediante l'uso di termosifoni (Brasile, India, Turchia, Israele)	2-5 euro-ct/kWh
Riscaldamento di acqua calda sanitaria mediante l'uso di sistemi di pompaggio a portata minore (Australia, Cina)	7-8 euro-ct/kWh
Impianti per il riscaldamento di acqua calda sanitaria mediante l'uso di sistemi di pompaggio a portata maggiore (Brasile, Cina, India, Sud Africa)	2-6 euro-ct/kWh

Mercato: costi maggiori per sistemi di accumulo termico	
Impianti di riscaldamento per le piscine (Canada, Israele)	2 euro-ct/kWh
Riscaldamento di acqua calda sanitaria mediante l'uso di termosifoni (Australia, Cina, Sud Africa)	7-12 euro-ct/kWh
Riscaldamento di acqua calda sanitaria mediante l'uso di sistemi di pompaggio a portata minore (Australia, Austria, Canada, Danimarca, Francia)	12-20 euro-ct/kWh
Riscaldamento di acqua calda sanitaria mediante l'uso di sistemi di pompaggio a portata maggiore (Austria, Canada, Danimarca, Francia)	8-14 euro-ct/kWh
Impianti per il riscaldamento interno e produzione di acqua calda sanitaria (Austria, Cina, Danimarca, Sud Africa)	11-19 euro-ct/kWh

Tabella 15: Analisi economica 2014 [33]

Mercato: costi inferiori per sistemi di accumulo termico	
Impianti di riscaldamento per le piscine (Australia, Brasile)	1 euro-ct/kWh
Impianti per la prodizione di acqua calda sanitaria mediante l'uso di termosifoni (Brasile, India, Turchia, Israele)	2-4 euro-ct/kWh
Riscaldamento di acqua calda sanitaria mediante l'uso di sistemi di pompaggio a portata minore (Australia, Cina)	7-8 euro-ct/kWh
Impianti per il riscaldamento di acqua calda sanitaria mediante l'uso di sistemi di pompaggio a portata maggiore (Brasile, Cina, India, Sud Africa)	2-3 euro-ct/kWh
Impianti per il riscaldamento interno e produzione di acqua calda sanitaria Brasile)	3 euro-ct/kWh
Mercato: costi maggiori per sistemi di accumulo termico	
Impianti di riscaldamento per le piscine (Canada, Israele)	2 euro-ct/kWh
Riscaldamento di acqua calda sanitaria mediante l'uso di termosifoni	7-12 euro-ct/kWh

(Australia, Cina, Sud Africa)	
Riscaldamento di acqua calda sanitaria mediante l'uso di sistemi di pompaggio a portata minore (Australia, Austria, Canada, Danimarca, Francia)	12-20 euro-ct/kWh
Riscaldamento di acqua calda sanitaria mediante l'uso di sistemi di pompaggio a portata maggiore (Austria, Canada, Danimarca, Francia)	8-14 euro-ct/kWh
Impianti per il riscaldamento interno e produzione di acqua calda sanitaria (Austria, Cina, Danimarca, Sud Africa)	11-19 euro-ct/kWh

Tabella 16: Analisi economica 2015-2016 [34]

Per quanto riguarda gli aspetti monetari legati al solare termico, anche per i piccoli impianti utilizzati per la produzione di acqua calda sanitaria, variano notevolmente.
Si va, infatti, da 2 cent€/kWht in India e Brasile per impianti solari adibiti ad edifici con più appartamenti, hotel e ospedali, fino ai 12-14 cent€/kWht degli impianti realizzati in Danimarca e Spagna [34]. Si può notare da questi dati, come vi sia una forte divergenza tra paesi sviluppati e paesi in via di sviluppo.

2.3.5. Il solare termico in Europa

Nel 2016, sempre secondo i dati pubblicati dalla IEA, Figura 17, in Europa sono stati realizzati 37 impianti solari termici di grande taglia (con potenza maggiori di 350 kW). Una crescita non da poco se di confrontano le statistiche dell'anno precedente, in cui ne erano stati installati solo 20.

Per quanto riguarda i dati relativi agli impianti solari termici di piccola taglia, invece, a fine 2016 la superficie totale di collettori solari termici è risultata pari a 43,1 milioni di metri quadrati, valore corrispondete ad una capacità termica installata di 31,3 GW_{th}. Tali dati presentano un incremento del 6,2% rispetto all'anno precedente.

Ovviamente la strada per questo tipo di applicazioni, ora come ora, non si può definire in discesa, anche se esempi come l'impianto di Silkeborg in Danimarca, lasciano ben sperare ad una ulteriore crescita in questo ambito, per raggiungere gli obiettivi prefissatisi entro il 2050.

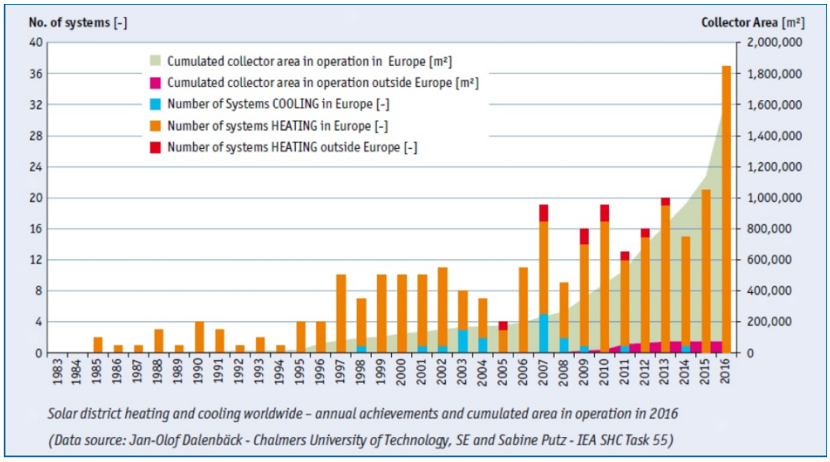


Figura 17: Impianti che sfruttano l'energia solare per il riscaldamento e il raffrescamento [34]

Se si paragona lo sviluppo che sta avendo la Danimarca con gli altri paesi dell'Europa, emerge che l'andamento di espansione non è lo stesso per tutti, ma nonostante ciò, l'Europa può vantare lo stesso di essere una delle maggiori potenze mondiali per l'installazione di impianti su larga scala.

2.3.6. Il solare termico in Italia

Come accennato nel Capitolo 2.3.1. Le tecnologie installate più diffuse, dal 2015 il mercato del solare termico in Italia ha subito un rallentamento non sottovalutabile [35].
I dati analizzati, infatti, hanno mostrato un abbassamento del 25% di installazioni dal 2015 al 2017. Dalle analisi, emerge come le cause di questo indice negativo non siano legate alla inefficienza dei sistemi ad energia solare, ma piuttosto ad una crisi di natura socioeconomica [36].
Tra le cause più influenti, è presente la crisi economica che dal 2008 ha colpito molti settori legati all'industria e all'economia, i prezzi del gas che sono crollati precipitosamente e che hanno permesso alla popolazione di installare impianti che si basano su tale risorsa, e infine probabilmente, lo scarso interesse relativo all'argomento, per quanto siano presenti degli incentivi fiscali che favoriscono la loro installazione.
Un altro punto debole che è stato constatato, è dovuto al fatto che per quanto i costi legati al solare termico siano più che accettabili, il suolo italiano è quasi completamente adibito all'applicazione del solare termodinamico.
I dati registrati dal "Sole24ore" [37] a fine 2016, mostrano come il solare termico in Italia, sia prettamente utilizzato per la produzione di acqua calda sanitaria all'80%, per l'integrazione al riscaldamento in una percentuale pari al 18% e infine per il riscaldamento di piscine al 2%.
Proprio per questo motivo, tra il 2016 e il 2017, sono stati previsti dei nuovi progetti a rilanciare il mercato dei collettori solari sia in ambito domestico che privato.
Per ovviare a tale problema, secondo i dati relativi all'Assolterm, [38] sono stati imposti degli obiettivi attuabili entro il 2030. Ad esempio, il 90% degli edifici adibiti a civile abitazione, dovranno essere provvisti di impianti solari, tra cui appunti quelli termici, per la riduzione delle emissioni inquinanti. Dovrà però, essere soprattutto il settore industriale a prevedere l'installazione di impianti a grandi dimensioni, in una percentuale che, teoricamente, deve incrementare dal 10 al 50/60%.
Ovviamente, per attuare concretamente questo cambiamento, è necessario sia un impegno globale su tutto il territorio italiano, sia devono essere anche garantite delle agevolazioni e sgravi fiscali, così da incentivare direttamente l'uso di questa tecnologia nel futuro prossimo [39].

3. Sistemi solari termici a bassa temperatura

L'obiettivo di questo capitolo, è quello di descrivere i diversi tipi di impianti solari termici, che lavorano a basse temperature. Questi sono utilizzati soprattutto in ambito residenziale, sia per la produzione di acqua calda sanitaria che per la climatizzazione (invernale ed estiva).

Le tecnologie principalmente utilizzate sono:

- I collettori piani vetrati selettivi e non vetrati, Flat Plate Collector (FPC)
- I collettori sottovuoto, Evacuated Tube Collector (ETC), [40,41].

In generale, un collettore solare è principalmente formato da una copertura trasparente, da una piastra assorbente, da un isolante che serve a proteggere le componenti più delicate del collettore, in modo che non si surriscaldino, e infine da una serie di tubazioni in cui scorre il fluido termovettore [16].

3.1. Collettori solari non vetrati

Infine i collettori non vetrati (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**)sono aratterizzati da costi molto più bassi dei precedenti e un impiago prevalentemente estivo. Questi sono realizzati prevalentemente in materiale plastico, per questo motivo poiché sono sprovvisti di una copertura vetrata[1] presentano perdite per convezione estremamente elevate per essere utilizzati con le basse temperature esterne invernali [42].

L'acqua che viene riscaldata percorre solo il collettore, evitando i costi ulteriori legati all'utilizzo di uno scambiatore.

Questo tipo di impianto è la soluzione migliore per gli stabilimenti balneari, piscine esterne, campeggi oppure per tutti gli ambiti residenziali che richiedono un fabbisogno di acqua calda sanitaria estivo.

Figura 18: Esempio di collettore termico non vetrato [42]

3.1.1. Vantaggi e svantaggi

- Il rendimento è elevato quando il tempo è soleggiato e caldo;
- I costi sono molto bassi (100-200 € / m²);
- Presentano una semplicità di installazione;
- Non necessitano di grandi manutenzioni.

Di contro, però, possono essere utilizzati solo nella stagione estiva, in quanto presentano un rendimento estremante inferiore rispetto ai collettori vetrati e sottovuoto. Questo motivo rende il loro utilizzo pressoché inutile nei mesi invernali [54].

3.2. Collettori piani vetrati

I primi citati, sono una tecnologia diffusa e adattabile, inoltre presentano un'ottima resa energetica annuale e dispongono di un vaso mercato di riferimento. Il principio di funzionamento di questi dispositivi, si basa sulle caratteristiche del vetro impiegato. Infatti questo deve essere trasparente alla radiazione solare, ma anche opaco per quella infrarossa, che viene emessa dalla piastra assorbente. Inoltre la piastra stessa deve essere in grado di assorbire la radiazione solare e contenere le sue emissioni nello spettro infrarosso. Questo implica una certa attitudine all'assorbimento della radiazione solare massima all'interno del collettore e la ridotta capacità della lastra e del vetro, di disperdere la radiazione infrarossa all'esterno del dispositivo.
Inoltre le prestazioni stesse del collettore sono tanto migliori quanto migliori sono le caratteristiche d'isolamento [41].

Nei *collettori solari piani* (Figura 19) che sfruttano l'acqua come fluido termovettore, questo principio è utilizzato per riscaldare il fluido che passa all'interno di un assorbitore piano.
Tali tipi di collettori si differenziano a seconda della tipologia di costruzione,
della selettività dell'assorbitore, a seconda dei diversi materiali utilizzati come rame, acciaio inox e alluminio anodizzato, infine se il tipo di impianto è a circolazione forzata o naturale.
Solitamente le dimensioni di un collettore solare piano, prevedono ingombri di massimo 2 m^2, il cui lato più lungo solitamente presenta 2 m di estensione

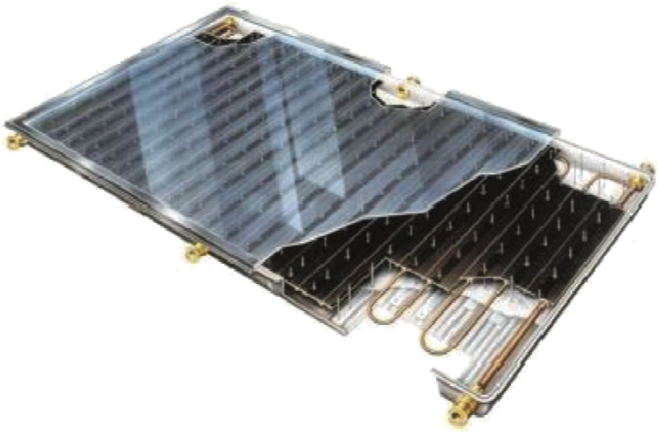


Figura 19: Esempio di collettore piano non vetrato [40]

3.2.1. Tipologie realizzative

Tali tipi di collettori, si differenziano a seconda del tipo di vetro utilizzato per coprire la loro superficie:

- Vetro singolo (standard o con trattamento antiriflesso), presenta un'ottima trasparenza ed è la scelta solitamente più adottata anche se non contrasta completamente le perdite per convezione;
- Vetro doppio: la trasparenza del vetro è inferiore rispetto a quella del precedente, ma presenta maggiori capacità di isolamento termico;
- Policarbonato alveolare: è un materiale estremamente leggero, economico e resistente. Presenta delle perdite per convezione ridotte rispetto al vetro singolo, ma risulta meno trasparente. Inoltre ha un grosso svantaggio, poiché presenta un ciclo di vite inferiore rispetto al collettore in cui viene installato, a causa della tendenza a opacizzarsi nel tempo [40].

3.2.2. Vantaggi e svantaggi

Questi tipi di collettori solari presentano degli ottimi **vantaggi** [40,42]:

- Hanno buone proprietà termiche;
- I materiali costituenti possono essere riciclati a fine vita;
- Sono economici;
- Possono essere realizzati in dimensioni flessibili;
- Hanno grande flessibilità dimensionale anche a livello di portata del fluido;
- Grazie all'adeguata scelta dei materiali utilizzati per i tubi interni al collettore, il fluido termovettore viene riscaldato in range di temperature ottimali.

Ma presentano i seguenti **svantaggi**:

- Sono soggetti alla corrosione dell'alluminio in prossimità delle connessioni con i tubi di rame del circuito primario;
- Presentano numerosi punti di saldatura, che può comportare degli eccessivi costi di manutenzione;
- Hanno alti costi di produzione;
- Non presentano una ottimale trasmissione di calore;
- Hanno un'elevata inerzia termica, quindi sono necessari degli accorgimenti che prevedano l'eventuale raffreddamento del fluido;
- Causano perdite di carico idrauliche non sottovalutabili

3.3. Collettori solari sottovuoto

Per quanto riguarda i collettori sottovuoto (Figura 20), a parità di superficie, hanno un rendimento stagionale migliore, infatti non presentano perdite termiche per convezione e conduzione. Questa tipologia di collettori, in realtà, presenta delle temperature applicative molto più elevate di quelle raggiungibili dai collettori piani [40,41].

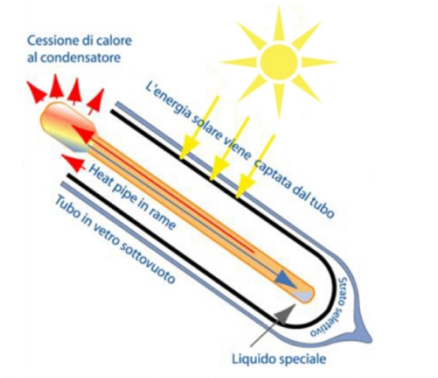


Figura 20: Esempio di collettore sottovuoto [42]

3.3.1. Tipologie realizzative

Il calore assorbito da ciascun tubo sottovuoto, interni all'impianto, solitamente viene fornito all'utenza in due modi differenti [41,42]:

1. La prima metodologia prevede l'utilizzo di circuiti a U, posti all'interno di ogni singolo tubo, in cui circola il fluido primario che in primis, assorbe energia termica scaldandosi, e poi la cede all'utenza;
2. La seconda tipologia è la più diffusa e prevede l'utilizzo di tubi detti "heat pipe". Questi sono in grado di trasportare ingenti quantità di energia termica utilizzando bassi gradienti termici. In generale, gli heat pipe, sono posti nella parte centrale dei tubi di vetro, che compongono il collettore. Posso essere o in rame o in alluminio, per incrementare l'assorbimento di energia solare.

3.3.2. Vantaggi e svantaggi

Questi tipi di collettori solari presentano degli ottimi **vantaggi:**

- Hanno un'elevata efficienza quando le differenze di temperatura con l'ambiente esterno sono elevate;
- Si raggiungono alti livelli di efficienza anche quando l'irraggiamento irraggiamento è contenuto, come nei mesi invernali;
- Il fluido che circola nel secondario può presentare temperature più elevate del fluido termovettore (anche superiori ai 200 °C). Questo permette di utilizzare l'impianto sia per il riscaldamento invernale che per il raffrescamento estivo;
- Se i collettori sono a circolazione diretta, il sistema può essere installato orizzontalmente su un tetto piano, riducendo sia i problemi di ancoraggio che i costi di installazione;
- Presentano un'elevata facilità di trasporto in qualunque sito.

Di contro, invece:

- Presentano alti costi di installazione e produzione, di gran lunga maggiori rispetto a quelli relativi ai collettori solari piani;
- Per gli *heat pipe*, l'inclinazione minima di installazione deve essere di 25°.

4. Il Bilancio energetico di un impianto solare termico

Come visto nei capitoli precedenti, gli impianti solari negli anni hanno avuto uno sviluppo tecnologico notevole.
In generale i sistemi solari termici producono calore sfruttando la radiazione solare (diretta e diffusa).
Questo capitolo ha lo scopo di descrivere il bilancio energetico sia dei collettori solari che dei sistemi di accumulo. Di quest'ultimi, verranno anche analizzate le diverse tecnologie e i materiali maggiormente utilizzati per il loro funzionamento.

4.1. Il rendimento dei collettori solari

Come già spiegato, collettori solari non sono altro che *scambiatori di energia* [25], i quali convertono la radiazione solare o in energia termica del fluido termovettore.
Per i sistemi solari termici, la radiazione assorbita dal collettore serve ad incrementare la temperatura del fluido utilizzato per il funzionamento dell'impianto.
Tenendo conto dell'analisi appena formulata, solitamente i collettori solari si dividono in due categorie principali: a *concentrazione* e a *non concentrazione* [43]. I collettori a *non concentrazione* sono ad esempio i collettori piani non vetrati o vetrati, i collettori a tubi sottovuoto e i collettori ad aria, i quali presentano un'area di intercettazione pari a quella di assorbimento solare.
Solitamente questi tipi di pannelli sono i più utilizzati nelle abitazioni civili, in quanto le temperature in cui operano non sono molto elevate e presentano un buon rendimento termico. Sono ottimi per la produzione di acqua calda sanitaria, per il riscaldamento di ambienti serviti da pannelli radianti a pavimento o per il riscaldamento delle piscine [44,45,46].
Quelli a *concentrazione*, invece, sono dotati di una superficie di riflessione concava per intercettare e centrare le radiazioni solari in un'area di ricezione più piccola rispetto ai precedenti. In questo modo riescono a produrre un'efficienza maggiore anche quando lavorano ad alte temperature [47].
L'elemento principale dei collettori solari piani è la piastra captante, che è in grado di assorbire la radiazione solare incidente e trasformarla in calore. Essa è formata da metallo altamente conduttore, che, per migliorare al massimo l'efficienza, dovrebbe essere caratterizzato da un elevato grado di assorbimento ed un basso fattore di remissività. La piastra è percorsa da una serie di tubazioni in cui viene incanalato il fluido termovettore. Per poter trasferire al fluido la maggiore quantità possibile di energia, deve essere previsto un contatto termico tra l'assorbitore e le tubazioni.

Infine, per ridurre al massimo le dispersioni termiche, bisogna isolare il collettore lateralmente e posteriormente e installare una copertura vetrata sulla parte superficiale piastra. Quest'ultima, infatti, serve per diminuire le eventuali perdite per convezione e irraggiamento.
A seconda dell'uso che devono svolgere, entrambi i tipi di collettori si differenziano a seconda della loro curva di efficienza (Figura 21).
La curva di efficienza è molto utile per capire il comportamento dei collettori e di conseguenza dell'impianto. Ad esempio se questa tende allo zero della differenza di temperatura, il rendimento dei collettori è massimo. Pertanto, in queste condizioni, le perdite di conduzione si annullano e, se sono installati più collettori contemporaneamente, il loro rendimento tende ad uguagliarsi. Al contrario, al crescere della differenza di temperatura, il rendimento tende a diminuire.

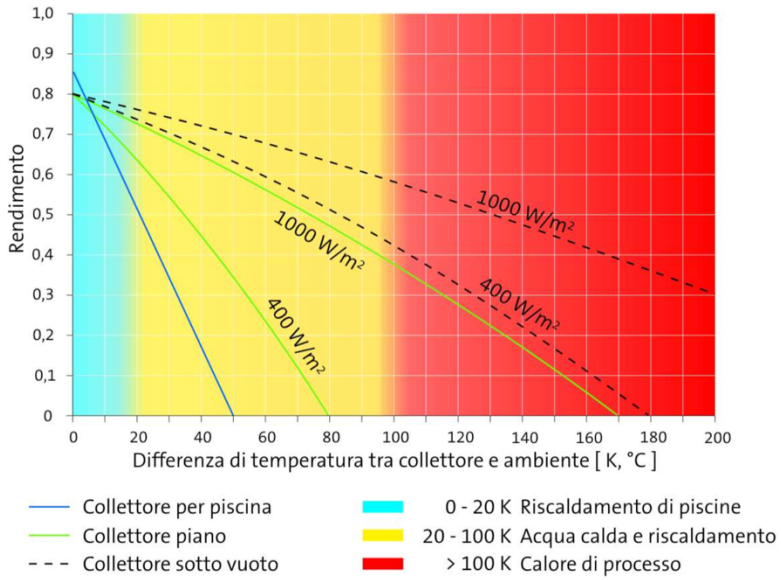


Figura 21: Curve di efficienza di collettori solari termici per tipologie e range di temperatura [47]

Il rendimento del collettore solare è un indicatore prestazionale che è definito come il rapporto tra il calore utile (calore effettivamente trasferito al fluido termovettore al netto delle perdite) e la radiazione solare globale incidente sulla superficie del collettore [48,49]. Il calore utile ottenuto, può essere calcolato attraverso il bilancio energetico del collettore in condizioni stazionarie [49]. Sia le equazioni relative al calcolo del calore utile e all'efficienza prodotta dall'impianto, verranno spiegate nel capitolo successivo.

4.1.2. Bilancio energetico dei collettori solari

Un dato fondamentale per il calcolo del bilancio energetico del collettore è il *calore utile* Q_u. Tale quantità, non è altro che la differenza tra la radiazione solare incidente e le perdite ottiche, e si esprime come il prodotto tra la radiazione solare totale incidente (G_T W/m^2), e i coefficienti, rispettivamente, di trasmissione ed assorbimento del collettore (τ e α). Le perdite ottiche sono dovute alla riflessione e all'assorbimento del vetro. È definita come la porzione di radiazione solare che non è in grado di raggiungere l'assorbitore.

Considerando, ora l'energia assorbita dal collettore, a causa delle perdite per convezione, conduzione e irraggiamento, una sua percentuale viene dispersa. Tali perdite sono esprimibili come il prodotto tra il coefficiente di scambio termico globale del collettore, (U_L[W/m^{2}K]) e la superficie del collettore (m^2), e la differenza tra la *temperature media* della piastra captante (T_{pm} [°C]) della piastra e la *temperatura ambiente*, (T_a [°C]).

Si riportano di seguito i contributi delle perdite sopra citate:

- perdite per convezione: sono generate all'interno dell'intercapedine d'aria posta tra superficie vetrata e piastra assorbente;
- perdite conduttive: sono il flusso di calore che viene trasmesso per conduzione dall'assorbitore al telaio, mediante gli strati isolanti posti dietro l'assorbitore stesso;
- perdite radiative: la temperatura dell'assorbitore emette una radiazione termica nello spettro dell'infrarosso, determinando una perdita di energia.

La Figura 22, schematizza le modalità di scambio termico a cui è soggetto un generico collettore esposto alla radiazione solare diretta e diffusa.

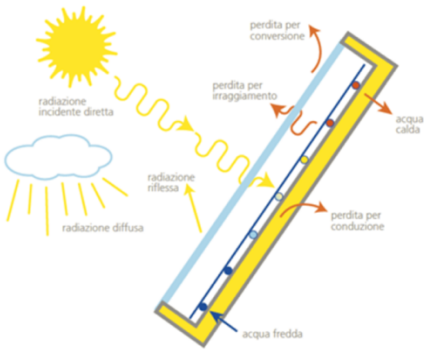


Figura 22: Schematizzazione del funzionamento di un collettore solare [48]

Da queste considerazioni, si può introdurre l'equazione di bilancio [49]:

$$Q_u = \dot{m}c_p(T_{out} - T_{in}) = A_c[S - U_L(T_{pm} - T_a)] \quad (4.1)$$

dove:

- $\dot{m}$ esprime la portata massica del fluido che passa nel collettore [kg/s];
- c_p esprime il calore specifico del fluido termovettore scelto [J/kg/K];
- T_{out} esprime la temperatura in uscita del fluido termovettore [°C];
- T_{in} esprime la temperatura in ingresso del fluido termovettore [°C];
- A_c esprime la superficie utile di captazione [m^2];
- U_L esprime il coefficiente di scambio termico globale [W/m^{2}K];
- S esprime la radiazione solare incidente [W/m^2];
- T_{pm} esprime la temperatura media della piastra [°C];
- T_a esprime la temperatura ambiente [°C];

Sostituendo l'equazione (4.2) nell'equazione (4.1), si ottiene la relazione finale relativa all'efficienza dei collettori solari piani:

$$\eta = \frac{A_c[S - U_L(T_{pm} - T_a)]}{A_c G_T} = \tau\alpha - \frac{U_L(T_{pm} - T_a)}{G_T} \quad (4.2)$$

Ponendo $\frac{(T_{pm} - T_a)}{G_T} = x$, [36] si nota come l'efficienza possa essere considerata linearmente dipendente da x (4.3):

$$\eta = \eta_0 - U_L x \quad (4.3)$$

in cui η_0 rappresenta la massima quota di energia che può essere assorbita potenzialmente dalla piastra, tenendo conto delle perdite ottiche. Questa è dovuta solo ai contributi dei rispettivi coefficienti di trasmissione e assorbimento, i cui valori sono legati alle caratteristiche intrinseche del collettore. Inoltre variano a seconda dell'angolo di incidenza della radiazione solare rispetto al pannello [37]. Si può specificare, dunque che un collettore a parità di radiazione incidente, può avere un'efficienza maggiore se la differenza tra la temperatura media della piastra captante e quella ambiente si riduce. Questo avviene anche grazie alla riduzione della temperatura del fluido termovettore [50].

Bisogna specificare che solitamente il valore relativo alla temperatura media è difficile da trovare, quindi è necessario riformulare l'equazione (4.2), così da esprimere il calore utile in funzione sia della temperatura entrante nel fluido sia del *heat removal factor* (F_R) [49]. Quest'ultimo è definito come il rapporto tra il calore utile ottenuto e il calore che potrebbe essere ottenuto se la superficie esterna del collettore coincidesse

con la temperatura in ingresso del fluido. In questo caso l'efficienza del collettore risulterebbe massima in quanto le perdite termiche sono quasi nulle.

$$F_R = \frac{\dot{m}c_p(T_{out}-T_{in})}{A_c[S-U_L(T_{pm}-T_a)]} \quad (4.4)$$

Il calore utile Q_u diventa [38]:

$$Q_u = A_c F_R[S - U_L(T_{in} - T_a)] \quad (4.5)$$

L' equazione (6) può essere scritta come:

$$Q_u = A_c[F_R(\tau\alpha)_{cv}G_T - F_R U_L(T_{in} - T_a)] \quad (4.6)$$

Dall'espressione (7), si può introdurre il fattore G_{TC} [51], *critical radiation level*, che indica il valore di radiazione per cui il calore assorbito è pari a quello disperso, perciò non è più presente il contributo del calore utile.

$$G_{TC} = \frac{F_R U_L(T_{in}-T_a)}{F_R(\tau\alpha)} \quad (4.7)$$

Infine, è possibile scrivere nuovamente il rendimento come:

$$\eta = \frac{F_R[(\tau\alpha)_{av}G_T - U_L(T_{in}-T_a)}{G_T} = F_R\tau\alpha - \frac{F_R U_L(T_{in}-T_a)}{G_T} \quad (4.8)$$

Bisogna però tener conto del fatto che esistono anche altri modi per definire il rendimento [52] dei collettori solari, che dipende da altri parametri come la temperatura media del fluido o il *collector efficiency factor* [53]. L'efficienza di un collettore solare, dipende molto dal contesto in cui dovrà operare, il quale deve tenere conto di fattori come il clima, la differenza di temperatura tra ambiente esterno e il fluido termovettore che circola nel loop primario, oppure tra la differenza di temperatura esterne e le condizioni di irraggiamento solare. Inoltre la scelta deve anche essere dettata dal tipo di destinazione d'uso che i collettori dovranno servire o lo scopo per cui vengono scelti, come ad esempio la produzione di acqua calda sanitaria, riscaldamento di ambienti in cui sono presenti pannelli radianti etc.

4.1.3. Accorgimenti sulla scelta di un sistema ad accumulo termico

A seguito della produzione di energia termica dei collettori solari, è necessario che questa venga efficientemente accumulata per un ottimale utilizzo futuro.

Perciò, diventa di fondamentale importanza anche la progettazione del sistema di accumulo. Ci sono tre aspetti che devono essere considerati nella progettazione di un sistema solare con accumulo termico (Tabella 17):

- Proprietà tecniche;
- Costi;
- Impatto ambientale.

Il primo aspetto deve principalmente garantire buone capacità di accumulo termico (calore sensibile, latente o energia chimica), che è essenziale per rendere più compatto l'impianto e incrementarne l'efficienza. Inoltre si deve assicurare che una buona percentuale di calore, sia mantenuta tra il materiale di accumulo termico e il fluido termovettore, per garantire il rapido rilascio e assorbimento di energia termica. In terza istanza, il materiale presente nel sistema di accumulo deve avere una buona stabilità per evitare che si degradi chimicamente o meccanicamente, dopo un certo numero di cicli.

Per quanto riguarda i costi, bisogna sempre considerare il tempo di recupero dell'investimento per valutare la convenienza o meno di questa tecnologia. I costi essenzialmente comprendono: i materiali sfruttati per l'accumulo, lo scambiatore di calore e le tecniche utilizzate per la loro installazione.

Infine, si deve considerare l'impatto che tale tecnologia può avere sull'ambiente in cui è inserita e valutarne l'effettiva convenienza.

Criteri	Fattori che ne influenzano il comportamento
Tecnici	1. Grande capacità termica di stoccaggio 2. Buona efficienza di trasferimento di calore tra il fluido termovettore e il materiale d'accumulo 3. Buona stabilità meccanica e chimica del materiale d'accumulo 4. Completa reversibilità di un gran numero di cicli di carico e scarico 5. Compatibilità tra il fluido termovettore, lo scambiatore di calore e il materiale di accumulo 6. Basse perdite termiche
Costi effettivi incidenti	1. Costi dei materiali di stoccaggio 2. Costi legati allo scambiatore termico 3. Costi di spazio e/o di inclusione dello scambiatore termioìco
Ambientali	1. Funzionamento dell'impianto 2. Carico massimo ambientale 3. Temperatura nominale e entalpia specifica 4. Integrazione nelle centrali elettriche

Tabella 17: Criteri di scelta per la progettazione di un impianto solare termico con sistema di accumulo.

4.2. Il principio di funzionamento di un sistema ad accumulo termico

I sistemi di accumulo termico, solitamente, vengono utilizzati sia per la produzione di acqua calda sanitaria, sia per compensare il fabbisogno di riscaldamento [43]. Nella Figura 23, viene riportato un generico schema di funzionamento:

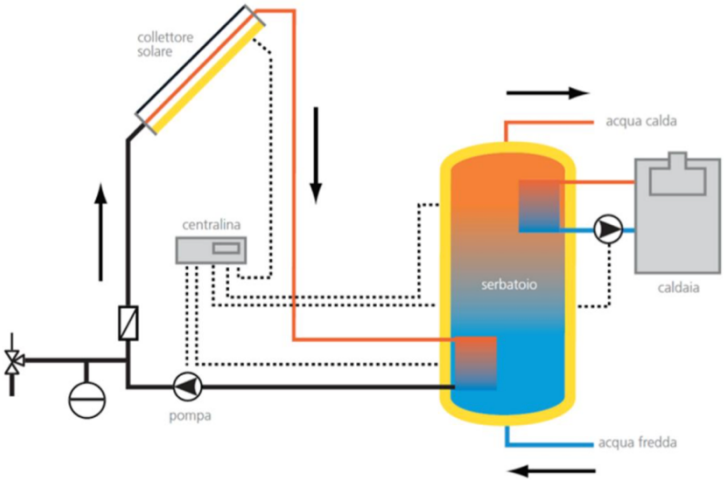


Figura 23: Schema semplificativo di un impianto solare termico con sistema di accumulo [26]

L'accumulo è il secondo componente fondamentale di un sistema solare termico. Il fluido al suo interno viene stoccato e affiancato ad uno scambiatore di calore allacciato all'utenza. Inoltre, sarebbe sempre meglio inserire nell'accumulo una sorgente di calore ausiliaria, per sopperire all'eventuale mancanza o scarsità di radiazione solare. L'introduzione di un sistema di stoccaggio nell'energia nell'impianto, comporta una serie di premesse positive. Ad esempio si ha una maggiore stabilità nella produzione, ma senza sopperire a eventuali picchi della domanda, oppure si ha il disaccoppiamento temporale tra risorsa e utenza con successivo miglior sfruttamento dell'impianto, un aumento del rendimento globale ed una riduzione nell'uso degli ausiliari [54].

4.2.1. Le componenti di un sistema ad accumulo termico

Solitamente un sistema di accumulo è dotato di tre parametri fondamentali che ne determinano la tipologia e il funzionamento [55]:

- L'efficienza, la quale non è altro che il rapporto tra l'energia scaricata e quella immagazzinata durante la carica: $\eta = \frac{mc(T-T_0)}{mc(T_\infty-T_0)}$; (4.9)

  dove:

  - *mc* è la capacità termica totale del mezzo [J/K]

- T e T_0 sono rispettivamente la temperatura massima e minima durante il processo di scarica [°C]
- $T\infty$ è la temperatura massima al termine del processo di carica. [°C]

- La quantità di energia immagazzinabile (capacità di accumulo o densità);
- Il range di tempo entro il quale l'energia può essere conservata nel mezzo senza subire delle perdite energetiche rilevanti.

Ovviamente, un sistema di accumulo può essere considerato efficiente se viene fatto lavorare per lunghi periodi di tempo, se è in grado di minimizzare le perdite termiche e se consente un elevato recupero di energia quando questa viene estratta dall'accumulatore.

Inoltre, per rendere i sistemi TES (Thermal Enery Storage) un'ottima alternativa ad altri sistemi, devono essere rispettati alcuni accorgimenti:

- Il sistema deve operare con una certa stabilità nell'intervallo di tempo richiesto e in un range di temperature piuttosto ampio;
- Deve esserci la possibilità di produrre energia in un periodo di scarsa domanda, stoccarla e poi offrirla quando aumenta la richiesta.

Inoltre la scelta e l'uso di questi tipi di impianti, porta ai seguenti vantaggi:

- Si riducono notevolmente i consumi che derivano dall'utilizzo dei combustibili fossili;
- È possibile acquistare energia in quelle fasce orarie specifiche che prevedono un costo minore;
- Grazie alla presenza di energia accumulata, si aumenta l'affidabilità dell'impianto;
- È possibile recuperare gli scarti energetici provenienti da altri processi di produzione, che altrimenti si perderebbero

4.2.2. Le tipologie dei sistemi di accumulo

La scelta dei fluidi termovettori è legata al tipo di sistema di stoccaggio adottato, all'intervallo di temperatura in cui l'impianto andrà ad operare e alla specifica applicazione.
Si preferisce utilizzare dei materiali che presentino una grande variazione di energia interna per unità di volume, in quanto minimizzano lo spazio richiesto.
Inoltre, per una scelta ottimale, ci sono altri fattori di cui bisogna tenere conto, come la pressione di vapore, la tossicità, la resistenza a corrosione e infine il costo e la reperibilità sul mercato [56].
Entrando più nello specifico, esistono svariati modi che permettono la classificazione dei sistemi di accumulo. Quelli ritenuti fondamentali sono l'intervallo di temperatura di esercizio, il tipo di scambio termico e l'intervallo di stoccaggio (Tabella 18).

Lungo termine stagionale: Underground Thermal Energy Storage (UTES)	Tipologie	Note
	BTES: stoccaggio in pozzi trivellati verticali	Sono principalmente accoppiati ad un solare temico, ad impianti cogenerativi o al recupero di calore di scarto da processi industriali. Mezzo di stoccaggio: acqua. Gli impianti sono di grandi dimensioni per ammortizzare i costi.
	ATES: accumulo in acquiferii	
	CTES: accumulo in caverne di roccia	
	GWTES: accumulo in pozzi di ghiaia e acqua	
	HWTES-Water Tank, Water Pit: accumulo di acqua calda in un serbatoio di acqua interrato o pozzo	
Breve termine/ giornaliero	Sistemi attivi	Associato a materiali costruttivi. Nei sistemi attivi sono accoppiati a collettori solari o ad altre fonti termiche.
	Sistemi passivi	
Breve termine/ variabile	Accumuli per produzione termoelettrica	Impianti per la generazione di vapore.

Tabella 18: Tabella riassuntiva dei sistemi di accumulo

Solitamente, i sistemi d'accumulo si dividono tra attivi e passivi (Figura 24).
I sistemi attivi hanno bisogno di alcuni componenti meccanici per poter funzionare, mentre quelli passivi vengono inseriti all'interno degli edifici e possono lavorare sfruttando il calore latente o a calore sensibile.

Questi ultimi possono essere inseriti all'interno di impianti di ventilazione, nelle parti portanti dell'edificio o, in ultimo, in sistemi posti nelle vicinanze di alcune strutture che prevedono anche la presenza di altri impianti utilizzati per la movimentazione di fluidi o per estrarre il calore.

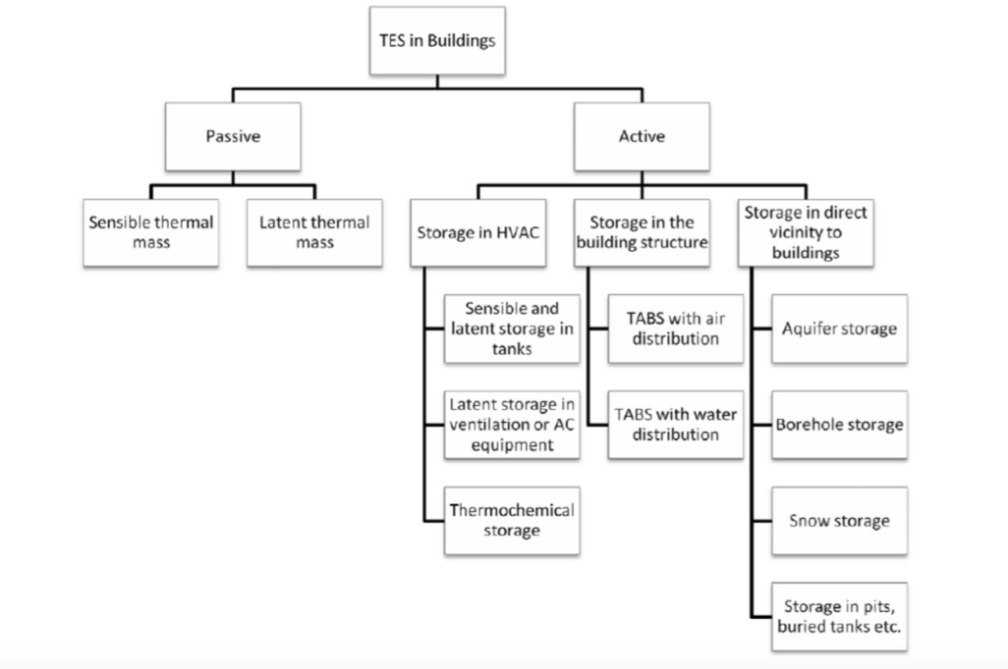


Figura 24: Distinzione tra i sistemi di accumulo attivi e passivi [26]

4.2.3. Sistemi ad accumulo termico a seconda del range di temperatura scelto

Inoltre esistono anche altri sistemi di accumulo che classificano a seconda dei diversi range di temperatura di esercizio:

- High Temperature Thermal Energy Storage (HTTES): prevede degli accumulatori termici ad alta temperatura, normalmente superiori ai 200°C, i quali giocano un ruolo fondamentale nelle tecnologie adottate per le energie rinnovabili e nel recupero del calore di scarto derivante da altri processi.
- Low Temperature Thermal Energy Storage (LTTES): sono degli accumulatori termici a bassa temperatura, che operano in un range tra i 10°C e io 200°C. Vengono utilizzati per il riscaldamento o il raffrescamento degli ambienti e degli edifici. Spesso sono utilizzati insieme a collettori solari o a impianti cogenerativi.
- Cold Thermal Energy Storage (CTES): sono dei metodi di accumulo a freddo. Con temperature inferiori a quelle ambientali (T< 20°C). Quando si accumula

energia termica fredda, si portano le molecole del materiale di stoccaggio ad un livello di energia cinetica o potenziale inferire. Infatti durante il rilascio di energia fredda, il calore viene assorbito dall'accumulatore e viene raffreddato il materiale caldo.

- Medium Temperature Thermal Energy Storage (MTTES): in questo caso l'accumulo termico avviene ad una temperatura compresa tra 100°C e 200°C. E' un tipo di accumulo interessante in quanto viene associato ad impianti solari a concentrazione, o per la per la produzione di freddo mediante macchine frigorifere ad assorbimento (solar cooling).

4.3. Bilancio energetico di un sistema d'accumulo

Gli impianti solari termici in grado di sfruttare il calore, si dividono principalmente in tre categorie a seconda del meccanismo di accumulo utilizzato (Figura 25).
Nello specifico si hanno [29,40,56]:

- Sistemi di accumulo a calore sensibile, che sono le tecnologie più sviluppate e prevedono l'utilizzo di un gran numero di materiali economici disponibili sul mercato. Hanno però lo svantaggio di avere una bassa capacità di accumulo che si traduce in un incremento della dimensione del sistema;
- Sistemi di accumulo a calore latente, che hanno una maggiore capacità di accumulo, ma minore capacità termica se non sono utilizzati per il trasferimento di calore;
- Sistemi termochimici, che possiedono la più grande capacità di accumulo, con conseguenti problemi che ne restringono il campo di applicazione, come eventuali reazioni chimiche, eventuali instabilità chimiche e la debole stabilità e reversibilità a lungo termine.

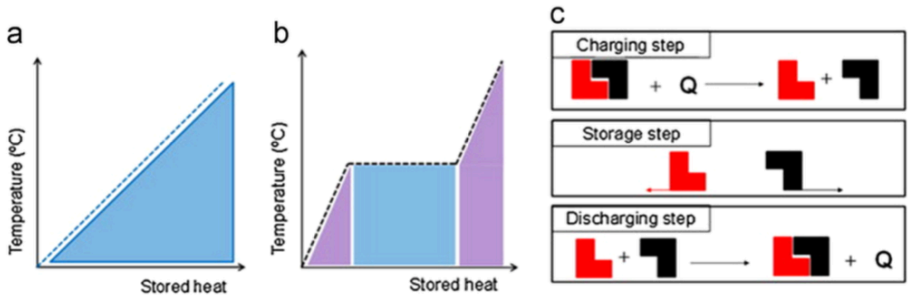


Figura 25: Comparazione tra accumulo a calore sensibile (a), latente (b) e termochimico (c) [56]

La scelta delle diverse tecnologie di stoccaggio è legata a delle caratteristiche fisiche precise, come *l'energia specifica*, ovvero la quantità di energia che viene accumulata per **unità di massa** di materiale, la *densità di energia*, ovvero quella quantità di energia

che viene accumulare per **unità di volume di materiale** e infine le le **perdite per dispersione termica** verso l'ambiente esterno.

4.3.1. Sistemi di accumulo a calore sensibile

Nei sistemi di accumulo termico sensibile, l'energia viene stoccata attraverso la variazione di temperatura di un materiale fluido (acqua, olio) o solido (roccia, mattoni, sabbia). Questo processo non prevede alcun cambiamento di fase nell'intervallo di temperature scelto, infatti quello che varia è solo l'energia interna del mezzo di accumulo [57][58].
La quantità di energia assorbita è pari alla differenza di temperatura finale (T1) e iniziale (T1), alla massa e al calore specifico:

$$Q = \int C \cdot \Delta T = \int_{T0}^{T1} mc_p \Delta T = \int_{T0}^{T1} \rho c_p V dT \quad (4.10)$$

dove:

- C è la capacità termica [J/K],
- m è la massa del materiale [kg];
- c_p è il calore specifico del materiale [J/kgK];
- ΔT è la differenza di temperatura [°C].
- V è il volume del materiale accumulato [m^3]
- ρ è la densità [kg/m^3]

Per controllare le variazioni di temperatura, la densità e il calore specifico vengono considerati costanti. Perciò l'equazione 10, diventa [57]:

$$Q = \rho c_p V \Delta T \quad (4.11)$$

La capacità termica del materiale, con i suo conseguente accumulo di energia, è determinata dal prodotto ρc_p.
Un buon materiale deve presentare un'elevata capacità termica, deve essere economico e deve reperibile facilmente e in grandi percentuali.
Proprio per questo motivo, l'acqua è il fluido termovettore più utilizzato, in quanto soddisfa in parte tutte le caratteristiche sopra citate.
Inoltre, per la scelta del materiale da impiegare nel sistema di accumulo, bisogna tener conto di altri fattori, come la velocità di estrazione del calore in funzione della conduttività e della diffusività termica, le diverse temperature di esercizio, la pressione di vapore, la corrosività e la compatibilità tra i materiali dei diversi che costituiscono l'impianto, le perdite di calore e naturalmente i costi.

Un TES a calore sensibile è costituito dal materiale di accumulo, da un serbatoio, un fluido termovettore diverso da quello utilizzato per l'accumulo e da dispositivi di ingresso e uscita.
Il serbatoio deve essere in grado di mantenere il materiale di accumulo e prevenire le perdite di energia termica.
Inoltre, è fondamentale la presenza di un gradiente termico che attraversi il mezzo e tale caratteristica è chiamata *stratificazione*. Nello specifico, si ha una divisione netta tra una porzione più calda nella parte superiore dell'accumulatore e una più fredda nella parte inferiore. Maggiore è la stratificazione maggiore è l'energia accumulata all'interno del serbatoio [58].

4.3.2. Sistemi di accumulo a calore latente

Per quanto riguarda l'utilizzo di materiali a cambiamento di fase, invece, si ha la possibilità di raggiungere una densità energetica più elevata dei precedenti (circa di 100 kWh/m^3). Questo perché il principio di funzionamento si basa sull'assorbimento o sul rilascio di calore, quando il mezzo di stoccaggio è soggetto ad un cambiamento di fase, quasi isotermicamente.
I materiali a cambiamento di fase, inoltre, sono in grado di garantire una temperatura costante in fase di scarica e possono essere utilizzati sia per un accumulo a breve che a lungo termine [57,58].
I sistemi a calore latente, prevedono l'assorbimento o il rilascio di calore nel momento in cui il mezzo di stoccaggio, presenta un cambiamento di fase, senza significative variazioni della temperatura. Il processo è quasi del tutto isotermico.
Se un materiale presenta una certa temperatura di fusione T_m e viene scaldato entro un range di temperatura $T_0 < T_m < T_1$, l'energia termica Q, viene stoccata e si ha:

$$Q = \int_{T0}^{Tm} mc_p dT + m\lambda + \int_{Tm}^{T2} mc_p dT \quad (4.12)$$

dove λ è il calore latente di cambiamento di fase.

4.3.3. Sistemi di accumulo termochimico

Una caratteristica fondamentale da non sottovalutare in fase di progettazione, riguarda le perdite per dispersione termica. L'unica metodologia in grado di annullare questo genere di perdite è l'accumulo termochimico.
Esso assorbe e rilascia energia durante la formazione e la rottura dei legami molecolari di una reazione reversibile [59].

$$A+B \leftrightarrow C$$

Le reazioni tipiche di questo sistema, presentano una temperatura di inversione T*, alla quale la costante di equilibrio di reazione, è nulla. Questa è calcolabile come il rapporto tra la variazione di entalpia standard e la variazione di entropia standard. Per T>T*, la reazione è endotermica, cioè i prodotti si possono rigenerare e convertire in reagenti, a spese dell'energia termica. Tale passaggio è definito *processo di carica*. Conclusasi questa fase, i reagenti si possono stoccare separatamente a temperatura ambiente, annullando le perdite di calore. Quando poi i reagenti si miscelano nuovamente ad una temperatura inferiore a quella di inversione, si assiste ad un processo esotermico, e quindi il calore accumulato viene successivamente rilasciato nella fase di scarica.
La quantità di energia stoccabile, è paro a [58,59]:

$$Q = a_r m \Delta h_r \quad (4.13)$$

dove:

- m indica la quantità dei reagenti [kg];
- Δh_rindica il calore di reazione [J];
- a_r indica la frazione dei reagenti convertita [/].

Quando si parla di reazioni termochimiche, bisogna sempre considerare che la densità è più elevata se paragonata ai sistemi a calore sensibile e latente. Questa caratteristica, favorisce tale tipo di tecnologia particolarmente indicata ad accumuli a lungo termine.

4.3.4. La scelta dei materiali

La scelta dei materiali è strettamente legata al tipo di sistema di accumulo (Figura 26) che si sceglie di utilizzare, considerando tutte le particolarità elencate nel capitolo precedente. Entrando più nello specifico, esistono diversi tipi di fluidi termovettori sul mercato, a seconda del sistema che dovranno andare a servire, del costo, della reperibilità in commercio, delle dimensioni etc.

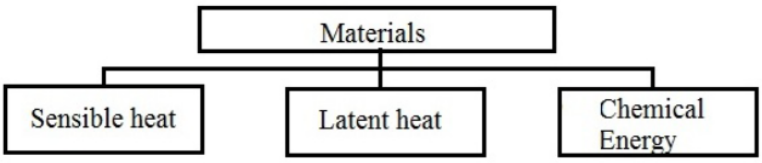


Figura 26: Classificazione dei metodi di accumulo termico [56]

Nel caso dei Sistemi a Calore Sensibile (SHTES, Sensible Heat Thermal Energy Storage) [16,28]. L'energia termica viene immagazzinata durante l'aumento o il decremento di temperatura dei materiali utilizzati nel sistema, che possono essere sia allo stato solido o allo stato liquido. Questo tipo di tecnologia è quella maggiormente utilizzata nelle applicazioni civili e industriali, sia a bassa che ad alta temperatura.
La Tabella 19: Materiali utilizzati per sistemi a calore sensibile, mostra le caratteristiche principali dei materiali allo stato solido più utilizzati in questi specifici sistemi. Questi lavorano a temperature comprese tra i 200°C e i 1200°C e presentano un'eccellente conducibilità termica. Un'altra loro particolarità è che rientrano in range contenuti di prezzo (0.05 US$/kg – 5.00 US$/kg). L'unico aspetto negativo è che la loro capacità termica è piuttosto bassa, infatti varia da un minimo di 0.56kJ/(kg°C) a un massimo di 1.3 kJ/(kg°C), perciò si hanno dei range di accumulo talmente spropositati da essere considerati irrealistici.
Per quanto riguarda Tabella 19, i materiali allo stato liquido (Tabella 20), includono *oli sodio liquido*, silicone, sale sciolto inorganico etc.
I primi citati hanno un'alta pressione di vapore che può causare gravi problemi, perciò necessito di essere utilizzati in un sistema ermetico. Il sodio liquido ha una conducibilità termica maggiore di 71.0 W/(mK) e risulta non del tutto stabile a causa della sua reattività chimica. Il sale fuso, invece, è considerato il materiale ideale nelle centrali solari elettriche, in quanto presenta: un'eccellente stabilità termica ad alte

temperature, bassa pressione di vapore, bassa viscosità, alta conducibilità termica, non è infiammabile e non è tossico.
Dal punto di vista economico, i sistemi di accumulo a calore sensibile, sono tra i più utilizzati per la loro economicità. Infatti, i costi dei materiali utilizzati per il loro funzionamento. si aggirano intorno agli 0,05 US$/kg e 5.00US$/kg, estremamente inferiori se comparati con quelli relativi ai sistemi di accumulo a calore latente (4.28US$/kg-334.0US$/kg).

Solid-state sensible heat storage materials [11].

Storage materials	Working temperature (°C)	Density (kg/m^3)	Thermal conductivity (W/(m K))	Specific heat (kJ/(kg °C))	Specific heat (kW h_t/(m^3 °C))	Cost per kg (US$/kg)	Cost per kW h_t (US$/kW h_t)
Sand-rock minerals	200–300	1700	1.0	1.30	0.61	0.15	4.2
Reinforced concrete	200–400	2200	1.5	0.85	0.52	0.05	1.0
Cast iron	200–400	7200	37.0	0.56	1.12	1.00	32.0
NaCl	200–500	2160	7.0	0.85	0.51	0.15	1.5
Cast steel	200–700	7800	40.0	0.60	1.30	5.00	60.0
Silica fire bricks	200–700	1820	1.5	1.00	0.51	1.00	7.0
Magnesia fire bricks	200–1200	3000	5.0	1.15	0.96	2.00	6.0

Tabella 19: Materiali utilizzati per sistemi a calore sensibile [43]

Molten salts and high temperature oils [11].

Storage materials	Working Temperature (°C)	Density (kg/m^3)	Thermal conductivity (W/(m K))	Specific heat (kJ/(kg °C))	Specific heat (kW h_t/(m^3 °C))	Costs per kg (US$/kg)	Costs per kW h_t (US$/kW h_t)
Hitec® solar salt	220–600	1899	n.a.	1.5	0.79	0.93	10.7
HitecXL® solar salt	120–500	1992	0.52	1.4	0.77	1.19	13.1
Mineral oil	200–300	770	0.12	2.6	0.56	0.30	4.2
Synthetic oil	250–350	900	0.11	2.3	0.58	3.00	43.0
Silicone oil	300–400	900	0.10	2.1	0.53	5.00	80.0
Nitrite salts	250–450	1825	0.57	1.5	0.76	1.00	12.0
Liquid sodium	270–530	850	71.0	1.3	0.31	2.00	21.0
Nitrate salts	265–565	1870	0.52	1.6	0.83	0.50	3.7
Carbonate salts	450–850	2100	2.0	1.8	1.05	2.40	11.0

Tabella 20: Materiali utilizzati per i sistemi a calore sensibile-2 [43]

Nei Sistemi a Calore Latente durante la fase di transizione, l'entalpia dei PCM è solitamente più alta del calore sensibile (Tabella 21). Inoltre i sistemi di accumulo a calore latente, hanno una densità di accumulo molto più alta di quelli a calore sensibile. Inoltre i materiali utilizzati in questi sistemi, durante la transazione di fase, possono lavorare quasi in isotermia. Questo implica che i sistemi di accumulo a calore latente sono più idonei per applicazioni ad alte temperature. Nonostante ciò, il maggior svantaggio di questi materiali è la loro bassa conducibilità termica (0.2W/mK-0.7W/mK) e quindi per garantire un buon trasferimento di calore, bisogna adottare altre tecnologie.

Commercial PCMs materials, inorganic salts and eutectics [11,70].

Storage materials	Phase change temperature (°C)	Density (kg/m^3)	Thermal conductivity (W/m K)	Specific heat (kJ/kg K)	Latent heat (kJ/kg)	Latent heat (MJ/m^3)
RT100 (paraffin)	100	880	0.20	n.a.	124	n.a.
RT110 (paraffin)	112	n.a.	n.a.	n.a.	213	n.a.
E117 (inorganic)	117	1450	0.70	2.61	169	245
A164 (organic)	164	1500	n.a.	n.a.	306	459
$NaNO_3$	307	2260	0.5	n.a	172	389
KNO_3	333	2110	0.5	n.a	226	477
KOH	380	2044	0.5	n.a	149.7	306
$AlSi_{12}$	576	2700	1.6	1.04	560	1512
$MgCl_2$	714	2140	n.a.	n.a.	452	967
NaCl	800	2160	5	n.a	492	1063
LiF	850	n.a	n.a	n.a	n.a	1800
Na_2CO_3	854	2533	2	n.a	275.7	698
K_2CO_3	897	2290	2	n.a	235.8	540
48%$CaCO_3$–45%KNO_3–7% $NaNO_3$	130	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
KNO_3–$NaNO_2$–$NaNO_3$	141	n.a	n.a	n.a	275	n.a
$LiNO_3$–$NaNO_3$	195	n.a	n.a	n.a	252	n.a
$MgCl_2$–KCl–NaCl	380	2044	0.5	n.a	149.7	306

Tabella 21: Materiali utilizzati per sistemi ad accumulo latente [43]

Infine, nei Sistemi Termochimici i materiali più adatti per questi tipi di impianti possono essere organici o inorganici, a seconda che la loro reazione chimica implichi un assorbimento o un rilascio di una grande quantità di calore. Quando si progetta un sistema termochimico, bisogna tener conto di tre criteri fondamentali:

- Reversibilità chimica dei materiali;
- Lavorano in un ampio range di entalpia;
- Presentano reazioni semplici.

Inoltre ci sono degli svantaggi legati al loro uitilizzo:

- Necessitano di reattori specifici per le reazioni chimiche;
- Hanno bassa durata a lungo termine;
- Necessitano di una certa stabilità chimica.

La Tabella 22, indica una lista di materiali utilizzati negli impianti termochimici, che se paragonati a quelli utilizzati per il calore latente (MJ/m^3), hanno una densità di accumulo estremamente maggiore (GJ/m^3). Purtroppo però questi sistemi sono ancora in via di sviluppo e quindi la loro applicazione è ancora abbastanza limitata.
Se si fa una considerazione dei mezzi di accumulo termico a calore latente, a livello nazionale si scopre che il loro utilizzo è limitato solo a dei progetti di ricerca o per applicazioni di riscaldamento/raffrescamento domestico.
Sono quindi tecnologie in via di sviluppo che prevedono diversi tipi di metodologie di utilizzo, ad esempio i sistemi a calore latente, sfruttano l'ingente densità di energia che viene immagazzinata, per incrementare le prestazioni termiche. (Tabella 21)

Materials used as chemical energy storage media.

Materials	Temperature range (°C)	Enthalpy change during chemical reaction	Chemical reaction
Iron carbonate [74]	180	2.6 GJ/m^3	$FeCO_3 \leftrightarrow FeO + CO_2$
Methanolation demethanolation [74]	200–250	n.a.	$CH_3OH \leftrightarrow CO + 2H_2$
Metal hydrides [75]	200–300	4 GJ/m^3	$(\text{Metal } xH_2) \leftrightarrow \text{metal } yH_2 + (x-y)H_2$
Ammonia [76]	400–500	67 kJ/mol	$NH_3 + \Delta H \leftrightarrow 1/2N_2 + 3/2H_2$
Hydroxides, e.g. [75]	500	3 GJ/m^3	$Ca(OH)_2 \leftrightarrow CaO + H_2O$
Methane/water [75]	500–1000	n.a.	$CH_4 + H_2O \leftrightarrow CO + 3H_2$
Calcium carbonate [75,77]	800–900	4.4 GJ/m^3	$CaCO_3 \leftrightarrow CaO + CO_2$
Metal oxides (Zn and Fe) [78]	2000–2500	n.a.	2-step water splitting using Fe_3O_4/FeO re-dox system
Aluminium ore alumina [79]	2100–2300	n.a.	n.a.

Tabella 22: Materiali utilizzati per i sistemi termochimici [43]

5. I PCM

I sistemi di accumulo di energia a calore latente sono essenzialmente basati sullo sfruttamento di materiali a cambiamento di fase, sono conosciuti con la dizione ingelese Phase Change Materials (PCM). Per progettare adeguatamente i sistemi di accumulo di energia a calore latente, è necessario, perciò, conoscere le diverse caratteristiche dei PCM, il loro processo di scambio termico e, in particolare, i processi di fusione e di solidificazione del suddetto materiale [29,60].

In generale, dal punto di vista termodinamico, l'uso dei PCM, risulta più vantaggioso rispetto all' acqua. Questi infatti, presentano una temperatura di fusione coincidente con la temperatura alla quale deve essere mantenuto l'accumulo termico. Ciò è possibile perchè il PCM, in fase di fusione (Figura 27), rilascia energia a temperatura circa costante.

Ovviamente il vantaggio energetico legato all'uso di tali materiali, si riduce quando la temperatura di fusione si discosta da quella di esercizio, in quanto i materiali a cambiamento di fase presentano calori specifici inferiori all'acqua, sia allo stato solido che allo stato liquido.

I PCM possono essere utilizzati per diversi tipi di accumuli a cambiamento di fase, come:

- Accumuli freddi negli impianti di raffrescamento, i quali presentano temperature di esercizio comprese tra i 5°C e i 18°C;
- Possono essere inseriti all'interno dei muri perimetrati di diversi edifici, in questo caso le temperature di esercizio si aggirano intorno ai 22°C e i 25°C. Tuttavia queste temperature non sono standardizzate, ma possono variare a seconda dei climi e delle diverse esigenze di raffrescamento o riscaldamento;
- Accumuli caldi in impianti di riscaldamento, i quali presentano temperature di esercizio comprese tra i 55°C e i 60°C;
- Accumuli che presentano elevate temperature (con valori oltre gli 80°C), per applicazioni a solar cooling.

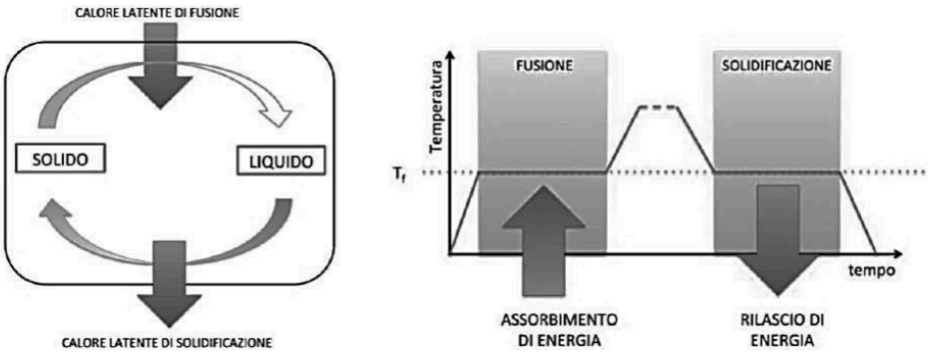


Figura 27: Principio di funzionamento dei materiali ad accumulo termico [61]

Tuttavia, se i materiali a cambiamento di fase vengono utilizzati per l'accumulo di energia in un impianto, questi devono possedere altre proprietà oltre alla sola temperatura di fusione coincidente con quella di esercizio. Queste sinteticamente sono:

- Proprietà termodinamiche;
- Proprietà cinetiche;
- Proprietà chimiche;
- Proprietà economiche.

In ultimo, ma per importanza, la produzione, l'utilizzo e lo smaltimento dei PCM non deve causare problematiche di tipo ambientale. Inoltre, bisogna evidenziare che nonostante in commercio sia presente una cospicua quantità di materiali che lavorano a calore latente, la maggior parte di essi non è in grado di soddisfare molti dei requisiti precedentemente elencati.
In quei casi, ad esempio, si cerca di sopperire alle carenze fisiche o termiche, migliorando la struttura del sistema. Infatti, se un PCM è caratterizzato da bassa conduttività termica, questa può essere migliorata inserendo delle particelle di metallo, oppure se il sottoraffreddamento è estremamente elevato, è possibile ridurlo introducendo agenti di nucleazione.
Si deduce, quindi, che i vantaggi derivanti dall'utilizzo di PCM rispetto all'acqua come fluido termovettore, sono molteplici:

- È possibile accumulare maggiore energia termica rispetto agli accumuli sensibili con conseguente riduzione delle dimensioni dell'impianto. Ovviamente, è necessario sottolineare nuovamente che ciò è possibile solo se l'intervallo di temperatura di esercizio è coincidente con il punto di fusione del PCM;

- Si ha una temperatura circa costante durante le fasi di solidificazione e fusione del materiale;
- Il numero dei cicli di funzionamento degli ausiliari o dell'accumulatore, risulta minore rispetto al caso degli impianti che operano a calore sensibile.

Chiaramente è necessario conoscere anche gli svantaggi legati all'uso di questo tipo di materiale:

- I costi iniziali legati all'acquisto dei PCM sono elevati;
- Si può incorrere nel rischio legato alla perdita di stabilità del materiale o della erosione dell'incapsulamento esterno dello stesso PCM;
- Possono essere presenti delle problematiche (non ancora del tutto quantificate) a livello di inquinamento ambientale a seconda del PCM utilizzato.

5.1. Classificazione dei PCM

I PCM più usati in commercio si suddividono in tre grandi categorie (Figura 28):

- Organici: acidi grassi, esteri, alcoli e glicoli;
- Inorganici: sali idrati e derivati dei metalli;
- Miscele eutettiche.

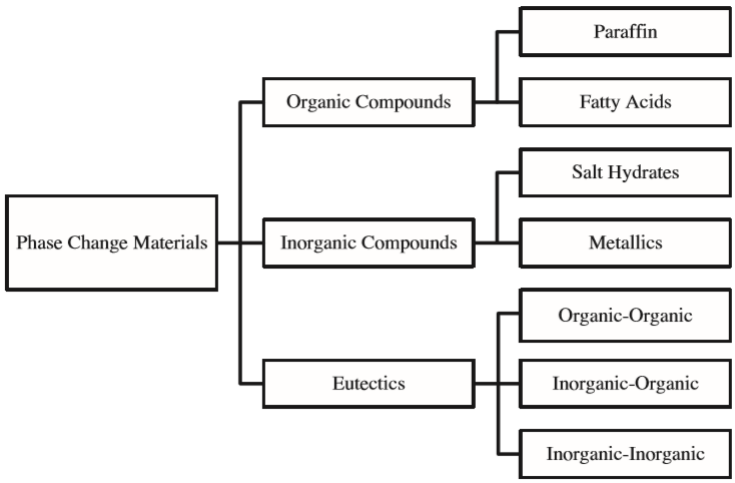


Figura 28: Classificazione dei PCM [62]

Ciascuna delle categorie sopra elencate ha a sua volta delle sottoclassi.

5.1.1 PCM organici

I PCM organici possono essere suddivisi in due categorie, paraffine e non-paraffine. Le prime sono degli idrocarburi saturi con struttura del tipo C_nH_{2n+2}.In generale sono caratterizzate da una buona capacità di accumulo termico. La composizione atomica di questi materiali influisce notevolmente le loro proprietà, infatti all'aumentare del numero di atomi di carbonio si ha un conseguente aumento della temperatura di fusione e del valore del calore latente [29].
I composti non-paraffinici presentano un alto valore del calore di fusione per range di temperatura bassi. Questa particolarità però va a decrementare la velocità di scambio termico che quindi risulta non ottimale. A causa di ciò e poiché risultano essere molto costosi e corrosivi, i materiali non-paraffinici vengono poco utilizzati rispetto alla controparte paraffinica.
I materiali organici nel complesso presentano le seguenti caratteristiche: [62]

- Lavorano in un ampio range di temperature;
- Calore latente di fusione elevato;
- Valore di sottorafreddamento per la solidificazione contenuto;
- Valori di densità più bassi rispetto gli inorganici;
- Calore specifico elevato;
- Possono essere infiammabili;
- Bassa conduttività termica, che riduce la loro capacità di accumulo;
- Variazione di volume elevate durante la transizione di fase, che li rende quindi incompatibili con contenitori di plastica;
- Riciclabili.

5.1.2. PCM inorganici

I PCM inorganici sono suddivisi in sali idrati e metalli. I sali idratati, non sono altro che una combinazione di acqua e sale, infatti durante il cambiamento di fase possono idratarsi o disidratarsi in modo completo o parziale [62,63]. Questi PCM dopo la solidificazione, a causa della loro natura, assumono una struttura cristallina.
I materiali inorganici presentano le seguenti caratteristiche:

- Economici rispetto a qualsiasi altro tipo di PCM;
- Calore latente di fusione/solidificazione alto;
- Conduttività termica elevata;
- Corrosivi;
- Grado di sottorafreddamento elevato;

- Deterioramento durante i cicli, a causa della presenza di una segregazione di fase.

5.1.3. PCM Eutettici

La peculiarità di questi PCM è di essere costituiti da due o più materiali, che non interagiscono chimicamente. Questi materiali sono miscelati in specifiche proporzioni a seconda dell'utilizzo specifico per cui vengono utilizzati.

5.2. Incapsulamento dei PCM

I PCM potendo trovarsi allo stato liquido durante il loro utilizzo, presentano delle problematiche relative al loro contenimento. Infatti è noto che le molecole di un liquido hanno un'energia cinetica maggiore di quella di un solido e sono libere di muoversi l'una rispetto al l'altra. Perciò non hanno forma [63].
Per questi motivi i PCM necessitano di essere inseriti in un contenitore che ne impedisce la loro dispersione in fase liquida, in quanto potrebbero causare dei danni all'ambiente circostante oppure potrebbero essere contaminati da agenti esterni.
L'operazione di incapsulamento dei PCM deve quindi essere ottimale per perseguire i seguenti obiettivi:

1. Garantire la resistenza meccanica, la flessibilità, la resistenza a corrosione e la stabilità termica;
2. Proteggere il PCM da interazioni nocive con l'ambiente;
3. Fornire una superficie ottimale di scambio termico;
4. Fornire stabilità strutturare e semplificarne la manipolazione.

I principali metodi di incapsulamento sono due [62]:

- Macro-incapsulamento: è il processo di impacchettamento del materiale mediante contenitori aventi un diametro maggiore del centimetro. A seconda del tipo di applicazione possono avere forme diverse (sferiche rettangolari o con forme indefinite). Le capsule devono essere opportunamente progettate per aumentarne la resistenza meccanica, in quanto devono accompagnare il PCM durante la variazione di volume, che avviene durante il cambiamento di fase. Se ciò non accade, si possono formare stress che ne causano la rottura. Questo metodo non consente né di incrementare la capacità termica, né la diffusività termica, ma riduce l'infiammabilità del materiale.

- Micro-incapsulamento (Figura 29): è il processo di impacchettamento di particelle solide o gocce di liquido del PCM, e può avvenire per via fisica o chimica. L'incapsulamento di questo tipo, si effettua mediante l'ausilio di un altro materiale (conchiglia) che avvolge il PCM. Queste capsule hanno diametri variabili compresi in un range che va dai 0.05 μm ai 5000 μm. L'obiettivo del micro-incapsulamento è:
  -proteggere il PCM da interazioni con l'ambiente esterno;
  - aumentare la stabilità strutturale;
  - rendere il materiale facile e sicuro da maneggiare;
  -aumentare la diffusività termica poiché aumenta la superficie di scambio termico [29,60];
  -rendere più semplice la miscelazione del PCM con altri materiali conduttivi.
  Lo svantaggio di questa tecnica è che a causa della "conchiglia", per via del suo spessore non trascurabile e del materiale da cui è costituita (tipicamente polimerico), la capacità termica risulta limitata.

Figura 29: Esempio di micro-incapsulamento con sfere di cera paraffinica contenute in cilindri di materiale polimerico [29]

5.3. Scelta del PCM

Molti materiali sono stati studiati come potenziali PCM, ma solamente una piccola parte è stata resa commerciale. È necessario quindi definire una metodologia di scelta sulla base di specifici fattori che vengono riportati in Tabella 23 [63]:

Criteri di selezione	
Proprietà termodinamiche	1. Temperatura di fusione nel range desiderato; 2. Elevato calore latente di fusione per unità di volume; 3. Elevata conduttività termica; 4. Elevato calore specifico e elevata densità; 5. Variazioni di volume contenute durante il cambiamento di fase e piccola pressione di vapore alla temperatura di esercizio per ridurre i problemi di contenimento; 6. Fuso congruente.
Proprietà cinetiche	1. Velocità di nucleazione elevata per evitare il super cooling; 2. Velocità di cristallizzazione elevata per recuperare adeguatamente il calore dal sistema di accumulo.
Proprietà chimiche	1. Completa reversibilità nel cambiamento di fase; 2. Stabilità chimica; 3. Assenza di degradazione dopo i cicli di fusione e solidificazione; 4. Non sia corrosivo; 5. Non sia tossico, infiammabile e esplosivo.
Proprietà economiche	1. Costo contenuto; 2. Facilmente reperibile in commercio. 3. Il materiale deve essere abbondante in natura

Tabella 23 Criteri di selezione dei PCM

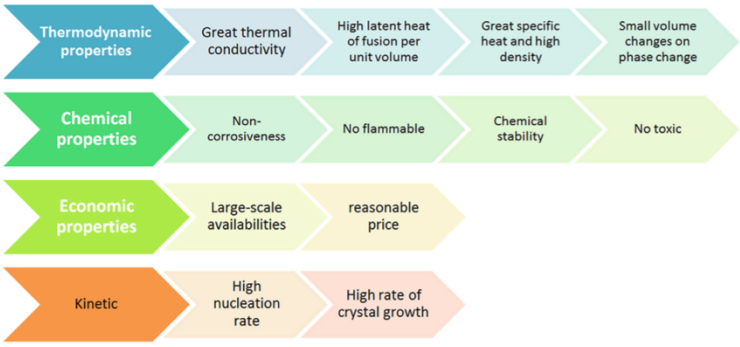


Figura 30: Caratteristiche tipiche dei PCM [64]

Questi criteri di valutazione (Figura 30) non permettono di effettuare una scelta univoca del PCM, ma bisogna pesare quali aspetti sono più critici o meno a seconda dell'applicazione che si va ad effettuare [63].

5.4. Problematiche principali dei PCM

Nonostante gli innumerevoli vantaggi dell'impiego dei PCM negli impianti solari termici ad accumulo, questi materiali possono presentare delle problematiche come la bassa conduttività termica, la segregazione di fase, la separazione di fase, l'isteresi e il supercooling [62].

5.4.2. Bassa conduttività termica

Come già ripetuto la diffusività termica è un importante fattore per la valutazione delle perfomance dei PCM. In generale, i PCM sono caratterizzati da un basso valore di conduttività termica, compreso tra 0.2 e 0.5 W/(mK). L'importanza di questa proprietà è legata alla capacità di stoccaggio del calore da parte del materiale, poichè va a creare dei gradienti di temperatura. A causa della formazione di questi gradienti durante la transizione di fase (solidificazione/liquefazione), solo parte del materiale viene coinvolto, in quanto non possiede una temperatura omogenea su tutto il volume [63,64].

5.4.3. Segregazione di fase

La segregazione di fase avviene quando il processo di solidificazione, legata al raffreddamento, è molto veloce e crea delle trasformazioni incongruenti. Tale fenomeno causa la formazione di grani stratificati la cui composizione media risulta non omogenea, discostandosi dalla posizione di equilibrio (differisce tra nucleo e parte esterna).

5.4.4. Separazione di fase

La separazione di fase è la conversione di un sistema da mono-fase a multi-fase. Infatti, quando una sostanza è formata da due o più componenti, che sono presenti secondo una certa composizione, questi si possono separare in strati composti da fasi differenti. L'effetto che ne causa la formazione, è la differenza di densità che per effetto della gravità, forma i suddetti strati [64]. Se si analizzano, ad esempio, i sali idratati allo stato liquido, si può verificare, a causa del fenomeno citato in precedenza, la sedimentazione di questi sul fondo della miscela. Questo effetto è riscontrabile anche nelle miscele di acqua e PCM microincapsulati. Infatti in queste miscele si manifesta la separazione di fase creando uno strato superficiale di PCM concentrato (creaming), che è meno denso, sull'acqua, che è più densa. Viene a crearsi in entrambi i casi un sistema bifasico, che porta ad un discostamento delle concentrazioni locali dalle condizioni iniziali e progettuali, causando così una disomogeneità delle proprietà della miscela. Per ovviare a questo problema si può usare:

- Miscelazione meccanica;
- Tensionattivi ed additivi.

5.4.5. Isteresi

L'isteresi si manifesta quando il PCM ha comportamento differente in caso di riscaldamento o raffreddamento. Questo fenomeno porta alla formazione di temperature di transizione e capacità termiche latenti differenti (in caso di solidificazione o liquefazione). L'isteresi può essere causata da diversi fattori:

- Grado di cristallizzazione basso;
- Diffusione lenta in fase solida;
- Irreversibilità della trasformazione (Il solido ottenuto dal fuso differisce dal solido di partenza).

5.4.6. Superraffreddamento

Se il PCM permane allo stato liquido anche quando si trova ad una temperatura inferiore a quella di solidificazione, si crea il fenomeno del superraffreddamento. Il processo di solidificazione è guidato dalla nucleazione, che consiste nella formazione di cristalli solidi iniziali (chiamati nuclei) [64]. La solidificazione inizia efficacemente solo quando sono presenti nuclei con un raggio sufficientemente grande. Se la nucleazione non si verifica, o il tasso di nucleazione è troppo basso, il PCM rimane liquido anche a temperature inferiori alla temperatura di solidificazione. Poiché il cambiamento di fase non è attivato correttamente, questo processo di superraffreddamento coinvolge soltanto il calore sensibile. Quando il processo di transizione di fase è attivato, la temperatura aumenta fino a raggiungere la temperatura di transizione e non varia fino al completamento della solidificazione.
Il superraffreddamento può essere risolto o ridotto aggiungendo particelle solide di PCM o tensioattivi, in grado di fungere da nucleatori, al liquido superrafreddato. Il superraffreddamento può anche essere considerato una forma di isteresi locale

5.5. I PCS

I Phase Change Slurry (PCS) è altro che fluidi termovettori ottenuti miscelando PCM con acqua o acqua più glicole. Come si evince dalla Figura 31,

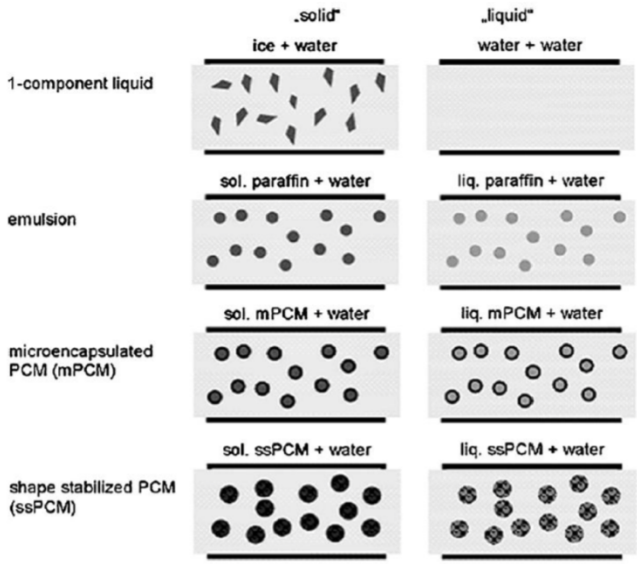


Figura 31: Tipologie di slurry [64]

esistono quattro differenti tipologie di slurry a seconda del modo in cui sono integrate fase dispersa (PCM) e fase disperdente (acqua).

- Ice slurry: ha come unico componente l'acqua che forma dei cristalli di ghiaccio se la temperatura risulta inferiore rispetto a quella di solidificazione. Per mantenere trasportabile lo slurry, si può aggiungere un additivo chimico, tipicamente dell'alcool, in modo da evitare che questo cambi interamente fase. Questo tipo di slurry è l'unico a non presentare distinzione tra le due fasi sopracitate.
- Emulsion slurry: come dice il nome stesso, lo slurry in questo caso è ottenuto come emulsione di acqua e PCM mediante l'utilizzo di agenti emulsionanti. Gli agenti emulsionanti possiedono due estremità, una idrofobica ed una idrofilia. La prima estremità ne consente il legame con il PCM (anch'esso idrofobico) e l'altra con l'acqua, in questo modo si ottiene un'emulsione evitando che le due sostanze persistano in modo totalmente separato. Purtroppo questi materiali già con un numero contenuto di cicli presentano un decadimento delle proprietà fisiche e meccaniche.
- Micro incapsulated slurry: questo metodo di miscelazione, prevede l'utilizzo di una capsula polimerica contenente il PCM che evita il diretto contatto con l'acqua. Questo tipo di meccanismo è il più diffuso.

- Shape stabilized PCM slurry: è una mistura basata sulla stabilizzazione della forma del PCM, mediante l'utilizzo di una struttura in polietilene.

5.6. I sistemi di accumulo in ambito residenziale

Solitamente i sistemi di accumulo applicati per gli edifici, possono essere o attivi o passivi. I primi, per attivare il cambiamento di fase del PCM, necessitano di alcuni componenti meccanici. Un esempio applicativo di questo tipo di impianto, è quello di utilizzare un sistema solare termico con accumulo sfruttando il composto di PCM come fluido termovettore. Infatti, sfruttando le fonti di calore naturali, si riduce l'eventuale consumo di energia legato alla ventilazione meccanica per la climatizzazione estiva e invernale. Questi sistemi possono essere realizzati integrando ad esempio i PCM o alle pareti o all'interno di componenti vetrati. Gli impianti di riscaldamento e raffrescamento che utilizzano i PCM si dividono principalmente in tre categorie: sistemi di riscaldamento solare passivi, sistemi di riscaldamento attivi e sistemi di raffrescamento notturno.

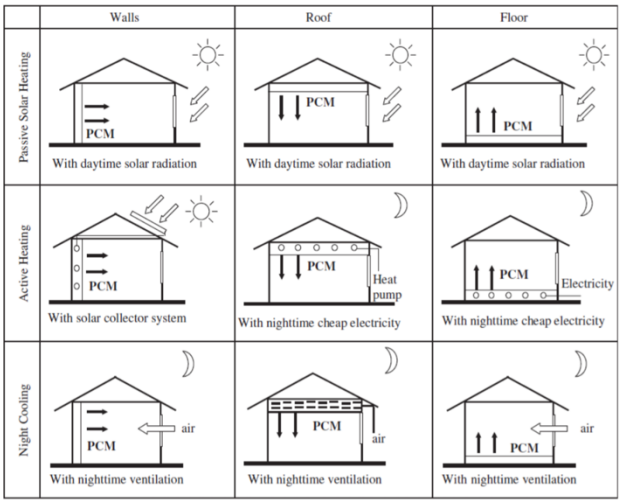


Figura 32: Metodo di integrazione dei PCM negli edifici [26]

Ovviamente ognuna di queste categorie presenta delle distinzioni a seconda del luogo in cui viene integrato il PCM (se a parete, a soffitto o a pavimento) come si può evincere dalla Figura 32.

Per quanto riguarda i sistemi di riscaldamento passivi, questi sono in grado di apportare miglioramenti al confort dell'intero edificio, aumentando la capacità termica dello stesso, così da ritardare il picco di carico termico e ridurne la fluttuazione

giornaliera. Ad esempio la Figura 33, indica i picchi termici di attenuazione e sfasamento a seconda che venga usato, o meno, un materiale a cambiamento di fase.

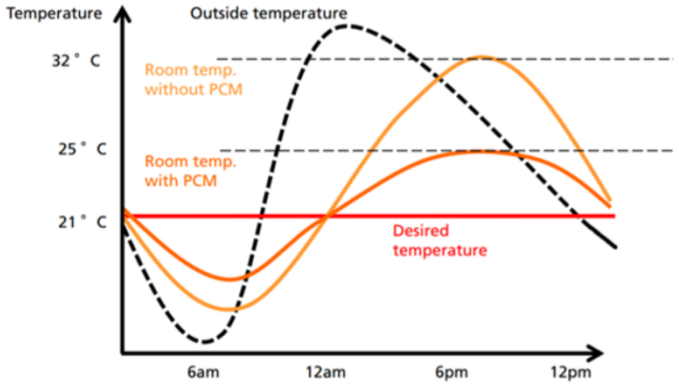


Figura 33: Attenuazione e sfasamento picchi termici interni [58]

Al contrario i sistemi attivi, possono avvalersi dello sfruttamento dei PCM a parete solo se sono presenti delle fonti in grado di attivarli, come ad esempio, i collettori solari. Infatti in questo modo le superfici opache sono in grado di accumulare una quantità di energia termica maggiore durante le ore diurne, che verrà poi rilasciata durante la notte per mantenere una temperatura costante all'interno dello spazio abitato. Per quanto riguarda, invece, l'utilizzo dei PCM integrati a soffitto o a parete, per la loro attivazione, è necessario utilizzare delle pompe di calore o altri sistemi elettrici [65,66]. Questo tipo di sfasamento, permette di avere un ingente risparmio economico, soprattutto nei periodi in cui si ha domanda energetica inferiore in quanto quando l'utenza non richiede energia, invece di venire reimmessa nell'ambiente, viene accumulata e utilizzata successivamente. Infine, si hanno i sistemi di ventilazione notturna per il raffrescamento, che lavorano in questo modo: quando si ha una temperatura esterna inferiore a quella interna, tali impianti si attivano raffreddando il materiale a cambiamento di fase solidificandolo. Perciò durante le ore diurne il materiale accumula energia termica dall'interno dell'abitazione, riducendo così il carico di raffreddamento e la conseguente dipendenza dai sistemi di climatizzazione.

5.7. Accumuli latenti passivi

5.7.1. I PCM integrati nei solai

Secondo lo studio fornito da Xu et al [71] la migliore integrazione dei PCM è quella a pavimento. Il PCM posto nel pavimento stesso, viene direttamente colpito dalla radiazione solare e pertanto le potenze in gioco sono maggiori e la termocinetica del sistema risulta accelerata. Sempre questo studio ha verificato come le prestazioni termiche sono legate a diversi fattori stratigrafici del solaio [61]. come il materiale utilizzato per la soletta, lo spessore scelto di PCM, la sua temperatura di fusione, la conducibilità e il calore di fusione [66]. La soluzione ottimale di progetto si ha quando è presente uno spessore di PCM superiore ai 20 mm, la conducibilità termica deve essere pari a 0,5 W/mK mentre il calore di fusione deve essere pari a 120 kJ/kg.

5.7.2. I PCM integrati nelle pareti

Questa metodologia risulta la più diffusa nel mercato, poiché l'integrazione dei PCM nelle pareti è estremamente semplice. Il materiale a cambiamento di fase assorbe calore durante il giorno per poi rilasciarlo nelle ore notturne. Perciò una volta che viene disattivato l'impianto di riscaldamento/raffrescamento, nello spazio interno si mantiene un certo confort termoigrometrico, per un lasso di tempo maggiore rispetto a quello delle pareti normali [61,68]. La massima capacità di stoccaggio giornaliera, avviene quando il PCM presenta il suo punto di fusione quasi pari alla temperatura media interna. Un altro metodo che ha portato a ottimi risultati è stato quello di integrare il PCM all'interno del calcestruzzo. Secondo gli studi di Cabeza et al [67] se ad una struttura di calcestruzzo viene aggiunta una certa percentuale di PCM, si verifica una riduzione della fluttuazione di temperatura interna dell'edificio [68]. Nonostante tutto, questa tipologia di utilizzo dei PCM presenta degli svantaggi. L'uso di questi materiali in grande quantità, può compromette le proprietà meccaniche della struttura ed è possibile che i PCM vengano espulsi nel tempo [69].

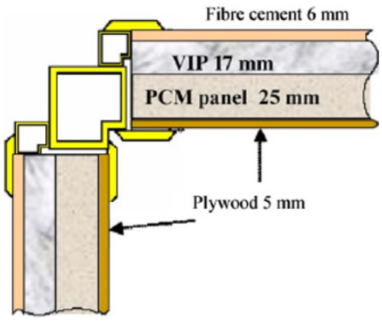


Figura 34: Esempio di PCM integrati nel muro o nel solaio di interpiano [69]

Un altro studio in piccola scala, è stato condotto da Memon et. al. [70] su un aggregato di calcestruzzo leggero (LWAC), contenente dei materiali parafficini macro incapsulati che possono essere inseriti all'interno dei muri. (Figura 35 a sinistra)

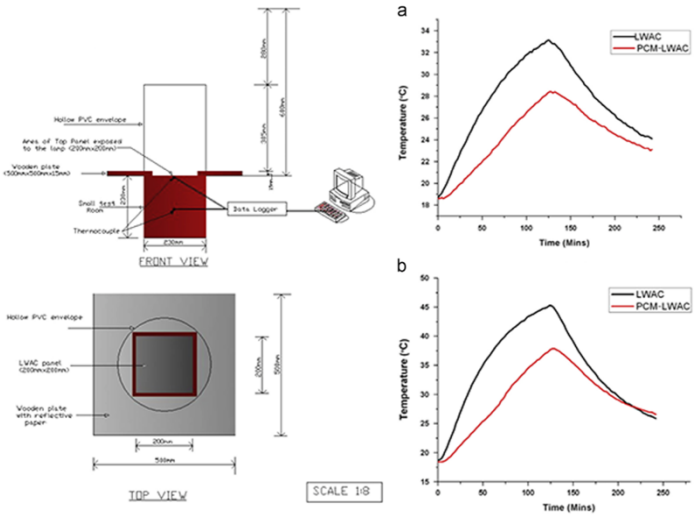


Figura 35:Schema riassuntivo dei risultati ottenuti dallo studio di PCM inseriti nel componente murario [70]

Questo test, svolto all'interno di un simulatore di uno spazio abitativo, ha svelato che le macro particelle di PCM sono in grado di ridurre la temperatura intera al centro della stanza e sulla superficie del pannello, rispettivamente di 4.7°C e 7.5°C (Figura 35 a destra). Inoltre, da questo studio è emerso che l'inserimento di tali componenti all'interno del muro, riduce annualmente 465 kg di CO_2 [70].

Altri studi portati avanti da Kong et al. [58], vertono sulla performance termica di due nuovi composti a cambiamento di fase incorporati all'interno di componenti edilizi. L'esperimento ha previsto l'installazione di *acido caprico* (PCMOW) e *acido caprico con 1-dodecanolo* (PCMIW) all'interno e in superficie di alcuni muri (Figura 36).

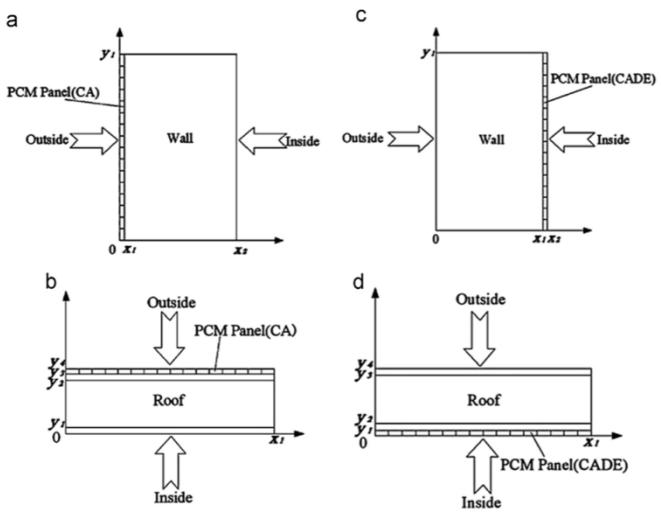


Figura 36: Uso di PCMOW e PCMIW all'interno di muri e tetti [64]

Lo studio che è stato condotto, effettuato attraverso l'uso di un software computazionale fluidodinamico (CFD), ha analizzato il cambiamento di temperatura interna e il risparmio di energia termica mediante free cooling e l'apertura di porte e finestre durante le ore notturne [70]. L'esperimento ha mostrato che la prestazione termica del PCMIW risulta migliore del PCMOW, in particolare attraverso l'apertura notturna degli infissi. Quindi, questo studio ha mostrato l'effettiva efficacia dell'utilizzo di tali materiali all'interno degli edifici [64].

5.7.3. I PCM integrati nei componenti vetrati

I PCM inseriti nelle pareti vetrate funzionano allo stesso modo di quelli integrati nelle pareti opache. Subiscono quindi in primis una trasformazione endotermica e in seguito un processo esotermico di scarica.

I materiali a cambiamento di fase che vengono inseriti nell'intercapedine di un doppio vetro, hanno una trasmittanza luminosa di circa 0.4 W/m^2K, che anche se risulta inferiore rispetto a quella di un vetro tradizionale, garantisce una riduzione delle perdite termiche di una facciata esposta a sud del 30%, e una riduzione degli apporti termici di circa il 50%. Se questo tipo di meccanismo viene confrontato con un vetro tradizionale, si ha un miglioramento in tutte le diverse condizioni ambientali, tranne che nelle giornate prevalentemente nuvolose.

Uno studio compiuto da Glaswerke Arnold e ZAE Bayern, [71] ha portato allo sviluppo di un progetto legato allo sfruttamento di una parete ad accumulo traslucida. Nel caso in cui il PCM fosse parzialmente trasparente, si può ottenere un componente vetrato che trasmette la radiazione solare ed illumina l'interno della struttura, in

specifiche condizioni climatiche. Da questo progetto, è stato commercializzato un prototipo chiamato GLASSX crystal, [71] che è composto da quattro elementi principali: un isolante trasparente costituito da tre vetri basso emissivi, una protezione per gli eventuali surriscaldamenti, in cui è presente una lastra di vetro con superficie prismatica che riflette la luce quando l'angolo di incidenza solare è superiore a 40°, un assorbitore e un accumulo di calore formato da macrocapsule di cloruro di calcio esaidrato con un range di temperatura di fusione, compresa tra i 26°C e i 28°C. In estate la radiazione solare si riflette all'esterno dal pannello prismatico, mentre in inverno l'angolo di incidenza risulta inferiore, pertanto la radiazione solare passa l'intero elemento senza complicazioni. Il processo di carica del PCM può essere così osservato: se la facciata oggetto di studio è opaca il sale idrato è scarico (si è allo stato solido), se al contrario la parete risulta traslucida, allora il materiale a cambiamento di fase si sta caricando o è quasi completamente carico (stato liquido).

Un altro studio condotto da Zhong et al., [70] ha analizzato l'effettivo trasferimento di calore di una parete vetrata in cui era inserito del PCM (PCM-filled glass window-PCMW), sia in una giornata estiva soleggiata che piovosa. Sono stati misurati sia Il calore che la temperatura interni all'intercapedine vetrata, in cui era stato inserito del componente paraffinico MG29. L'esperimento ha analizzato gli effettivi parametri influenti sul comportamento del PCM, tra cui la temperatura di fusione e il calore latente di fusione. I risultati (Figura 37 a-b) hanno mostrato come i picchi di temperatura per l'HW sia di 2.6°C e 2°C per il PCMW, mentre il valore massimo dei cooling loads, si raggiunge all'incirca in 2h-3h. Il PCMW diminuisce il calore entrante all'interno dell'edificio del 18.3%.

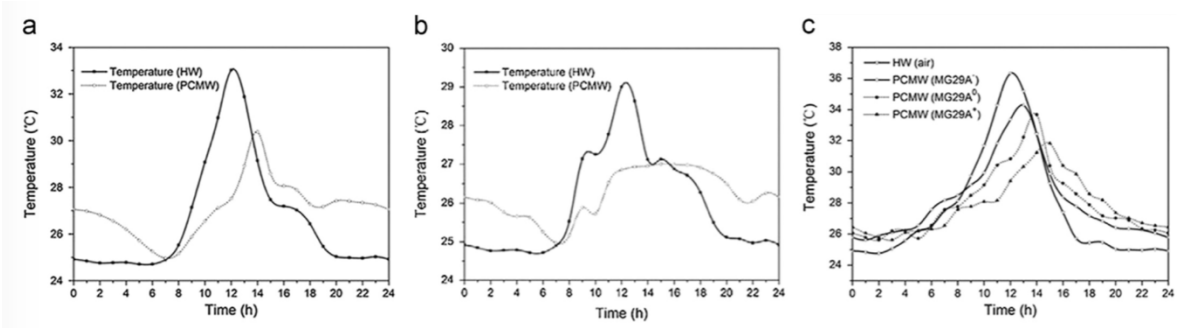


Figura 37: Temperatura superficiale interna del PCMW e HW in (a) giorno soleggiato, (b) giorno piovoso, (c) vetro analizzato [64]

5.8. Accumuli latenti attivi

Anche i sistemi attivi, come quelli passivi, prevedono l'integrazione di PCM all'interno delle pareti, dei pavimenti o dei tetti, ma per raggiungere il cambiamento di fase, necessitano di una sorgente aiusiliaria, come ad esempio i sistemi di accumulo allacciati a impianti solari o a pompe di calore. Oppure, è possibile utilizzare i PCM all'interno di sistemi HVAC o in semplici scambiatori di calore.

5.8.1. PCM in buffer ed in impianti HVAC

I PCM utilizzati negli accumuli termici o in impianti di climatizzazione, costituiscono la principale categoria di funzionamento dei sistemi attivi.

Lo studio di Cithelet et al.[72] ha visto che utilizzando l'acqua come fluido termovettore, il suo vantaggio legato alla sua capacità di stratificazione. Sfruttando questa caratteristica, è possibile utilizzare un serbatoio ad acqua con una certa concentrazione di PCM, di cui 90% acetato di sodio e 10% grafite, posto nella zona superiore dell'accumulo. Quando la temperatura dell'acqua è pari a quella di fusione del PCM (54°C), questo inizia a liquefarsi, incrementando la capacità di accumulo (Figura 38)

Altri studi compiuti da Nkwetta et al. [73] invece, hanno confrontato la diversa influenza che la posizione dei PCM hanno nel sistema di accumulo. Si è ottenuta infatti una migliore stratificazione del PCM nella parte superiore del tank, rispetto ad una posizione intermedia o sul fondo. Infine, Kunamar et al. [74], hanno preso in considerazione il diverso incapsulamento del PCM, mediante l'analisi di un accumulo stratificato ad acqua e PCM, nella parte superiore del serbatoio.

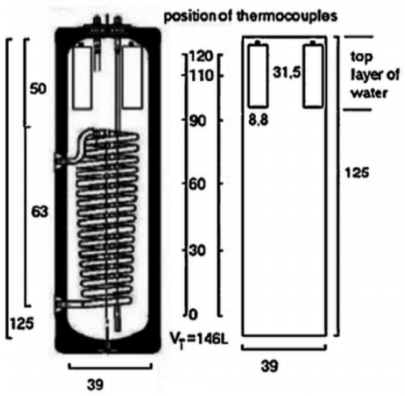


Figura 38: Schema di accumulo a PCM [72]

Un altro possibile utilizzo dei materiali a cambiamento di fase, prevede lo sfruttamento di due o più moduli di PCM con diverse temperature di fusione. Questo sistema, consente di separare la carica dei singoli moduli dalle sorgenti, ma mantenendo dei livelli di temperatura adeguati. Al contrario, Il processo di scarica si ottiene mediante l'uso di una tubazione che percorre i moduli internamente. (Figura 39)

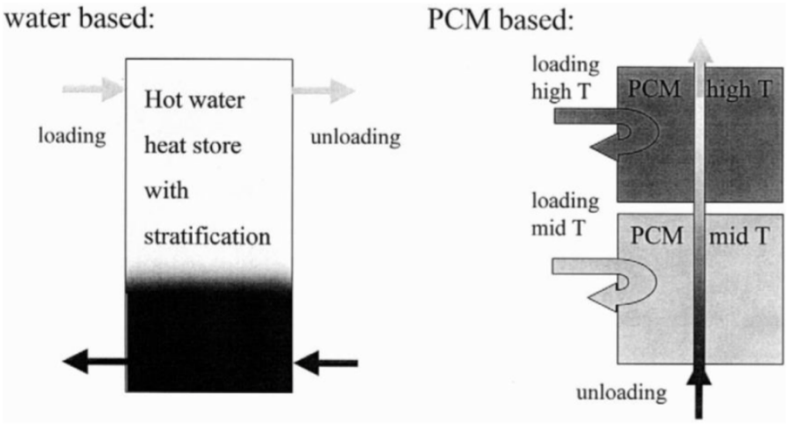


Figura 39: Accumulo ad acqua con stratificazione (sinistra) e sistema con PCM (destra)

La tecnica di sfruttare due PCM è stata oggetto anche di alti studi (Vakilaltojjar [75]) per il funzionamento di un sistema di accumulo termico collegato ad un impianto di climatizzazione estiva e invernale [76]. Per quanto riguarda la stagione invernale, l'aria accumulata giornalmente riscalda entrambi i PCM a temperature (fase di carica). Questa viene poi ceduta all'ambiente al contrario (fase di scarica) riscaldandolo. Inizialmente si sfrutta il calore accumulato dal primo PCM, che presenta una temperatura inferiore, per poi passare attraverso il secondo PCM che invece ha temperature maggiori. In estate, il processo è inverso e la fase di carica avviene durante le ore notturne in cui il PCM si solidifica riscaldando l'aria fredda che proviene dall'impianto di climatizzazione. Al contrario, di giorno, il calore latente di liquefazione appartenente a entrambi i PCM, è in grado di raffrescare l'aria dell'ambiente interno.

Infine, Yamaha e Misaki [77] hanno studiato il comportamento di un impianto HVAC, utilizzando come materiale di accumulo dei PCM paraffinici (Figura 40). Nelle ore diurne avviene il processo di carica e l'aria, circolante in un circuito chiuso, passa prima attraverso il PCM e poi raggiunge l'impianto di condizionamento. Una volta che tutto il materiale si trova allo stato liquido, l'impianto lavora a configurazione standard e bypassa l'accumulo. Durante le ore di carico massimo, si ha il rilascio del calore del PCM, rendendo l'impianto autosufficiente.

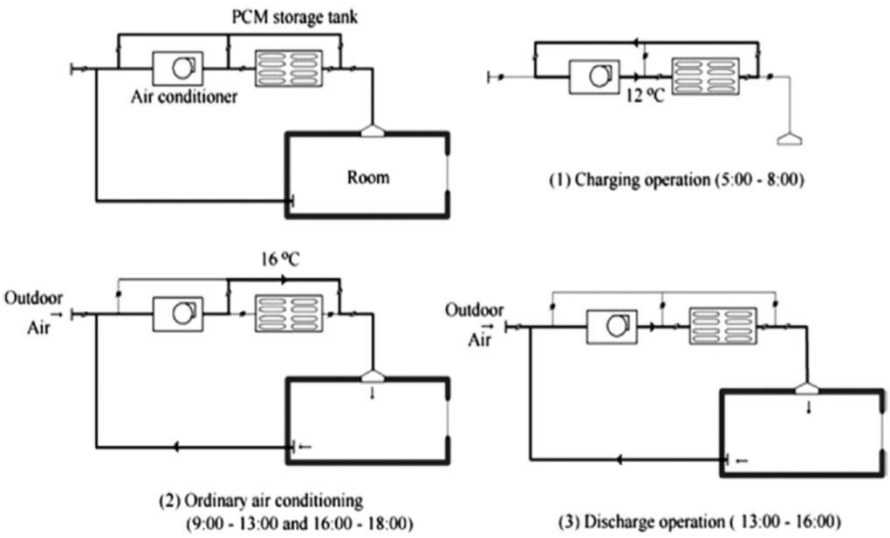


Figura 40: Impianto di condizionamento ad aria con accumulo di PCM [77]

5.8.2. PCM integrati nel pavimento

La gran parte dei sistemi attivi a pavimento, può essere sfruttata per ridurre il carico termico notturno, quando il costo dell'elettricità risulta inferiore. [75] Un sistema di riscaldamento a pavimento, prevede l'utilizzo di uno strato di 30mm di paraffina, la cui temperatura di fusione di 40°C, posizionato a metà della superficie scaldante e le piastrelle. Questo spessore è in grado di coprire il carico termico giornaliero sotto determinate condizioni ambientali. Da questo tipo di installazione, il calore prodotto dal pavimento, aumenta da 30 a 75W/m^2, perciò il sistema elettrico è fondamentale solo per 8 ore notturne di *off-peak load* (Figura 41).

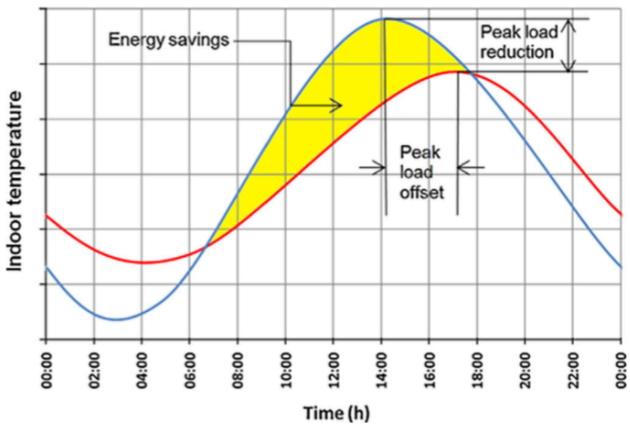


Figura 41: Potenziale spostamento del carico di punta e risparmio di energia mediante l'applicazione di PCM [64]

Farid e Kong, [77] invece, analizzarono il comportamento di una lastra di cemento con PCM (CaCl2·6H20) confrontandola con una analoga ma formata solo da calcestruzzo. Includendo il PCM, hanno scoperto che la fluttuazione risultava minore, inoltre temperatura sulla superficie del materiale rimaneva pressoché accettabile per tutto giorno, anche l'impianto di risaldamento non veniva attivato per più di otto ore [76].

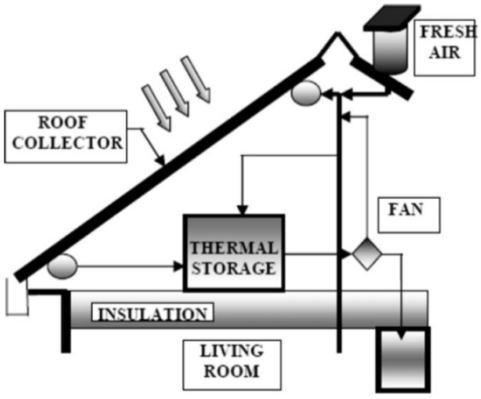


Figura 42:Esempio di impianto solare ad aria con accumulo a PCM [76]

5.8.3. PCM integrati nelle pareti e nel soffitto

I pannelli a PCM integrati nel soffitto (Figura 43), sono ottimali per mantenere costante la temperatura all'interno dello spazio abitato, per l'intero arco della giornata. Un gruppo di ricercatori americani, ha maturato un prototipo di impianto solare termico ad aria, connesso ad una fonte di accumulo a soffitto [78]. Questo sistema sfrutta il tetto come *assorbitore* solare, in cui viene incorporata una certa quantità di accumulo termico a PCM (cloruro di calcio esaidrato). In questo modo, il sistema di accumulo sfrutta al massimo il calore assorbito dal sistema e riduce la dipendenza dalle fonti tradizionali. Altri studi portati avanti da Koschenz and Lehmann, [79] portarono allo sviluppo di un pannello a soffitto, in cui era contenuta una percentuale di paraffina collegata ad una pompa di calore. Si è notato come tale impianto era in grado di innescare termicamente il pannello mediante l'uso di un sistema capillare di tubi in cui era presente dell'acqua. Questa configurazione, prevede l'utilizzo di una lastra in gesso di 5 cm, in cui solo il 25% in peso di mPCM sono idonei a garantire un buon range di temperatura all'interno di un un edificio standard adibito a terziario. Purtroppo in letteratura non sono presenti altre fonti legate allo studio di un sistema riscaldamento a soffitto. Questo è dovuto al fatto che il calore stratificandosi per convezione naturale nella parte alta degli ambienti, crea un gradiente termico verticale estremamente elevato, con conseguente diminuzione dell'efficienza di

accumulo. Bisogna sottolineare, però, che questo tipo di soluzione progettuale risulta particolarmente efficiente in regime estivo oppure in quelle situazioni in cui è indispensabile asportare il calore prodotto dai diversi carichi interni all'edificio durante l'arco di un anno.

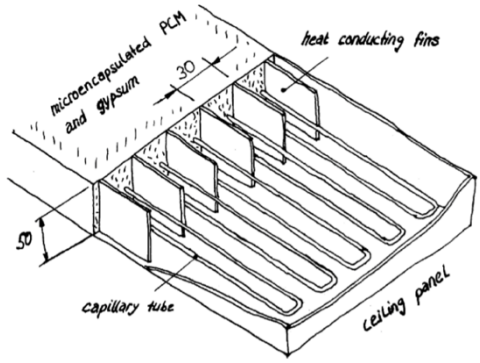


Figura 43: Schema di un pannello a PCM a soffitto [26]

6. Il caso studio

Lo stesso Politecnico di Torino, dal 2012, analizza il comportamento di un impianto solare termico che però sfrutta, come fluido termovettore, un composto a cambiamento di fase fluidizzato.

Il progetto di ricerca, chiamato SolHe-PCM (Solar Heating Phase Change Materials), è stato inizialmente finanziato dalla Regione Piemonte con l'aiuto delle aziende Teseo e Teknoenergy. La prima ha fornito la centralina di controllo e ha sviluppato il software, in ambiente LabVIEW, per il monitoraggio e il controllo automatico del sistema. La seconda, invece, ha messo a disposizione il pannello solare termico e il sistema di accumulo.

Lo scopo di questa tesi è quello di verificare l'effettivo funzionamento dell'impianto, con il materiale a cambiamento di fase. monitorandolo giornalmente e studiandone i dati ottenuti e gli effettivi vantaggi che si possono avere utilizzando un sistema solare termico ad accumulo latente basato, appunto, sull'utilizzo di mPCS.

6.1. L'impianto

L'impianto oggetto di studio, è installato sul tetto del Dipartimento di Energia del Politecnico di Torino. Dalla Figura 44, è possibile vedere tutta la composizione del sistema, che prevede, principalmente, la presenza di un collettore solare termico, e l'ulteriore connessione dell'impianto al sistema di accumulo.

Figura 44: L'impianto

Il collettore solare (Figura 45), esposto verso sud per fornire il massimo dell'efficienza, è un modello PSA002/C della Teknoenergy e ha un'area netta di 1.99 m^2 e un ingombro complessivo di 2206x1040x100 mm. È provvisto di una tendina avvolgibile e controllabile manualmente, che mira a proteggere il pannello per evitare che il fluido si riscaldi eccessivamente.

Figura 45: Collettore solare con tendina aperta e chiusa

Nello specifico (Figura 46), il collettore è formato da una piastra assorbente di vetro trasparente temprato (4 mm), da una piastra captante, da tubazioni in rame, da un isolante in lana di roccia (50 mm) e da un fondo di alluminio. L'isolante è presente anche sui lati (20 mm), in cui all'interno è posto un telaio in alluminio anodizzato.

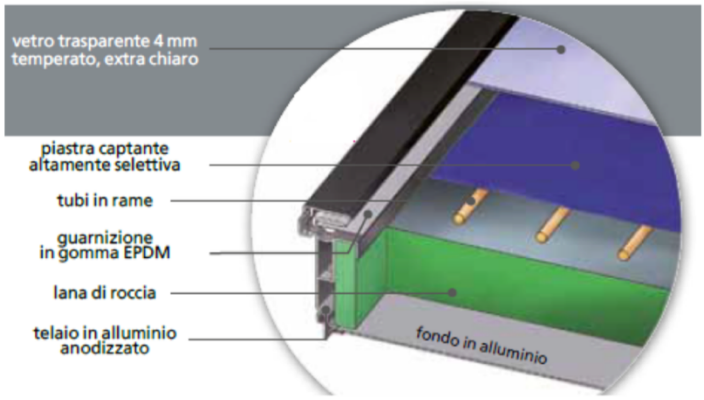


Figura 46: Schema semplificativo del collettore [26]

All'interno del collettore sono presenti otto tubature in rame: il fluido *freddo*, che viene immesso nella parte inferiore del collettore, viene scaldato mediante la radiazione solare e in seguito viene convogliato nella parte superiore del collettore fino a raggiungere il sistema di accumulo nella parte finale. Inoltre, per monitorare la temperatura del fluido all'interno del collettore sono state inserite cinque termocoppie corazzate.
All'apice del pannello,(Figura 47) precisamente alla sua sinistra, è stato posizionato un solarimetro (LP02 Pyranometer, prodotto da Campbell Scientific) la cui selettività spettrale è compresa tra 305 a 2000 nm(+/- 5%) mentre la sensibilità è di 10-40 μV/Wm-2. Poiché questo ha la stessa inclinazione del pannello, è in grado di registrare la sua radiazione solare incidente sulla superficie inclinata di 45° [31].

Figura 47: Solarimetro

Usando il pannello fotovoltaico come tettoia, è stato posizionato il serbatoio di accumulo (Figura 48), con capacità di 300 litri. Questo connette il sistema primario con quello secondario dell'utenza.
Il serbatoio è provvisto di 7 termocoppie corazzate, equi distanziate, per la valutazione e il controllo della temperatura del fluido termovettore contenuto nell'accumulo

Sempre dalla Figura 48, sono visibili altre 3 inserite nei tubi di collegamento di rame tra tanica e impianto.

Come è visibile dalla Figura 48, sulla destra del serbatoio è stato inserito un motore, collegato ad un miscelatore, il cui scopo è quello di movimentare il fluido per evitare la eventuale formazione di creaming nel PCS. Il mixer è a sua volta allacciato ad un inverter provvisto di un sistema timeraggio.

Figura 48: Serbatoio di accumulo con focus su termocoppie e motore (destra)

Per la movimentazione forzata del fluido nel loop primario, l'impianto è dotato di una pompa peristaltica (Figura 49) della serie Vantage 3000 C R3i della Verdeflex. Tale modello è in grado di modulare la portata all'interno del pannello controllando il numero di giri tra i 10 RPM e i 250 RPM.

Figura 49: Pompa peristaltica per il circuito primario

La temperatura di uscita del fluido dal pannello, è usata per controllare il funzionamento del sistema. Proprio per questo motivo, per controllare il percorso del fluido all'interno del circuito primario, sono state posizionate due valvole motorizzate (Figura 50) sia in prossimità del serbatoio, sia nel circuito di ritorno tra pannello solare e il sistema di accumulo.

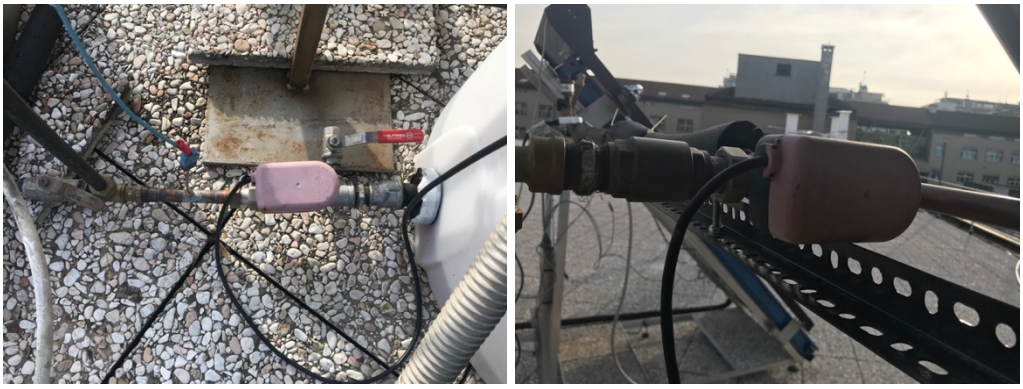


Figura 50: Valvola posta all'ingresso del serbatoio (sinistra) e valvola posta tra pannello e serbatoio (destra)

Un'altra pompa (Figura 51), è stata posizionata nel loop secondario per la simulazione dell'utenza.

Figura 51: Pompa sul ramo di ricircolo dell'utenza

Sul circuito secondario è posizionato un dispositivo in grado di misurare la portata massica chiamato misuratore di portata di Coriolis (Figura 52). Questo è della serie SITRANS F C ed è composto dal sensore di flusso MASS 2100 e dal trasmettitore MASS 6000. Questo sistema è in grado di misurare la portata in ingresso allo scambiatore di calore.

Figura 52: Misuratore della portata massica

Infine, sempre nel circuito secondario, sono presenti altre due valvole motorizzate (Figura 53), che permettono la deviazione del flusso nella direzione desiderata,

l'apertura/chiusura del rami e il conseguente scarico dell'acqua dal circuito.

Figura 53: Valvole motorizzate

Per quanto riguarda il sistema di controllo (Figura 54), alla destra dell'accumulo, sono stati posizionati sia l'inverter che e il generatore di corrente, il cui scopo è quello di fornire energia a tutto l'impianto

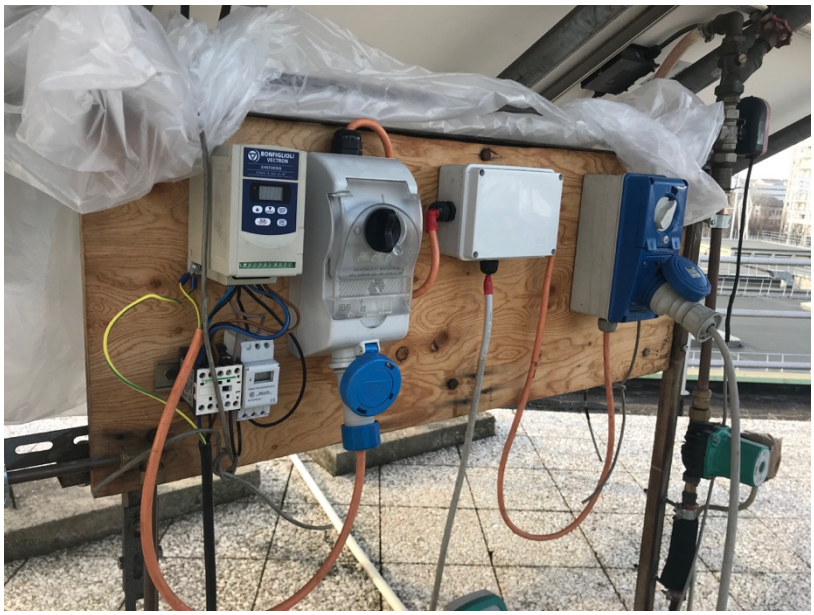


Figura 54: Sistema di controllo manuale

6.2. Il sistema di controllo in ambiente LabView

Come specificato precedentemente, il software di controllo è stato progettato dalla azienda Teseo. Questo è stato settato in ambiente LabView e permette di gestire manualmente, istante per istante, le diverse componenti dell'impianto. Poiché si tratta di un impianto sperimentale al cui interno circola un fluido termovettore a cambiamento di fase, la logica di funzionamento è ovviamente più complessa rispetto ad un comune impianto ad acqua. Il programma permette di gestire in toto l'impianto, è possibile perciò controllare e regolare il funzionamento del loop primario e del secondario. La Figura 55 presenta la logica di controllo del software. Durante gli anni sono state apportate delle modifiche fisiche all'impianto, ma non al software di controllo. Ad esempio, nella schermata principale di quest'ultimo è presente il comando relativo ad una pompa P2 che è stata tolta.

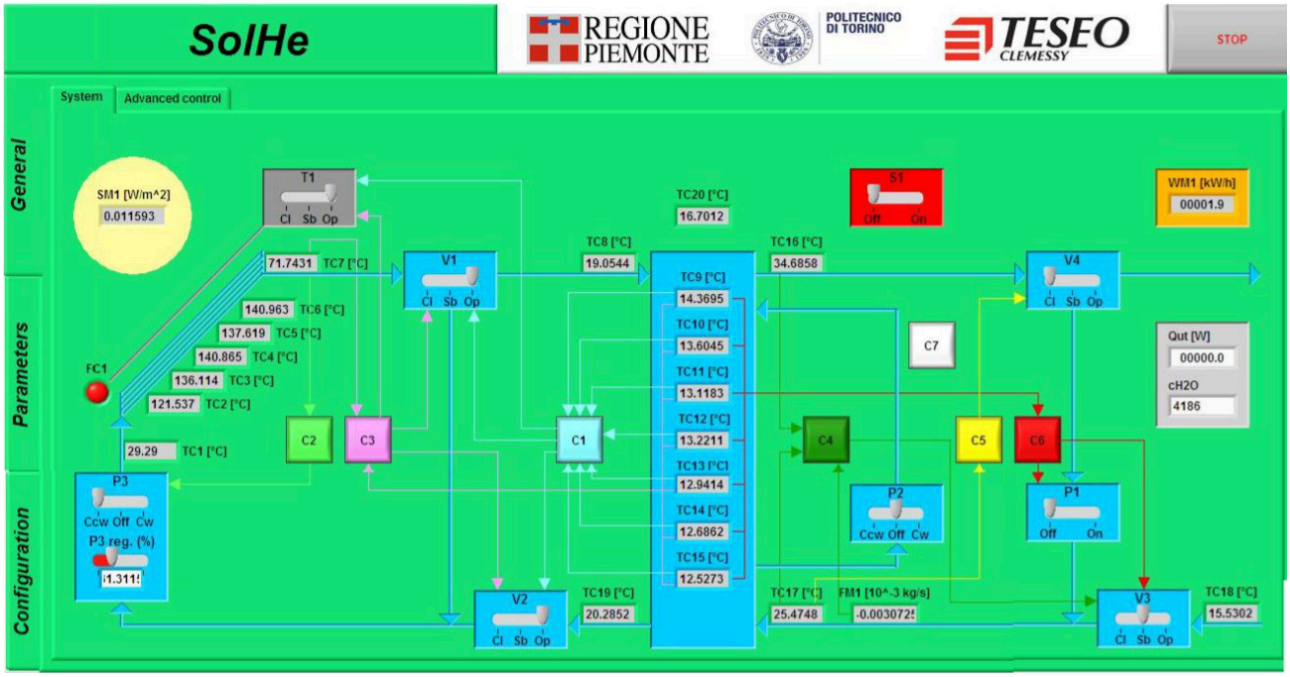


Figura 55: Schermata principale di controllo del software SolHe [26]

Nella Figura 56sono evidenziati altri tipi di controlli manuali. Dalla scheda "Parameters", è possibile inserire dei valori stabiliti per far funzionare in modo diverso l'impianto. Ovviamente la logica di controllo e meccanismo di lavoro sono le stesse, ma in questo caso è anche possibile bypassare direttamente il controllo automatico dei singoli dispositivi, cambiando le impostazioni nella sezione "Actuation".

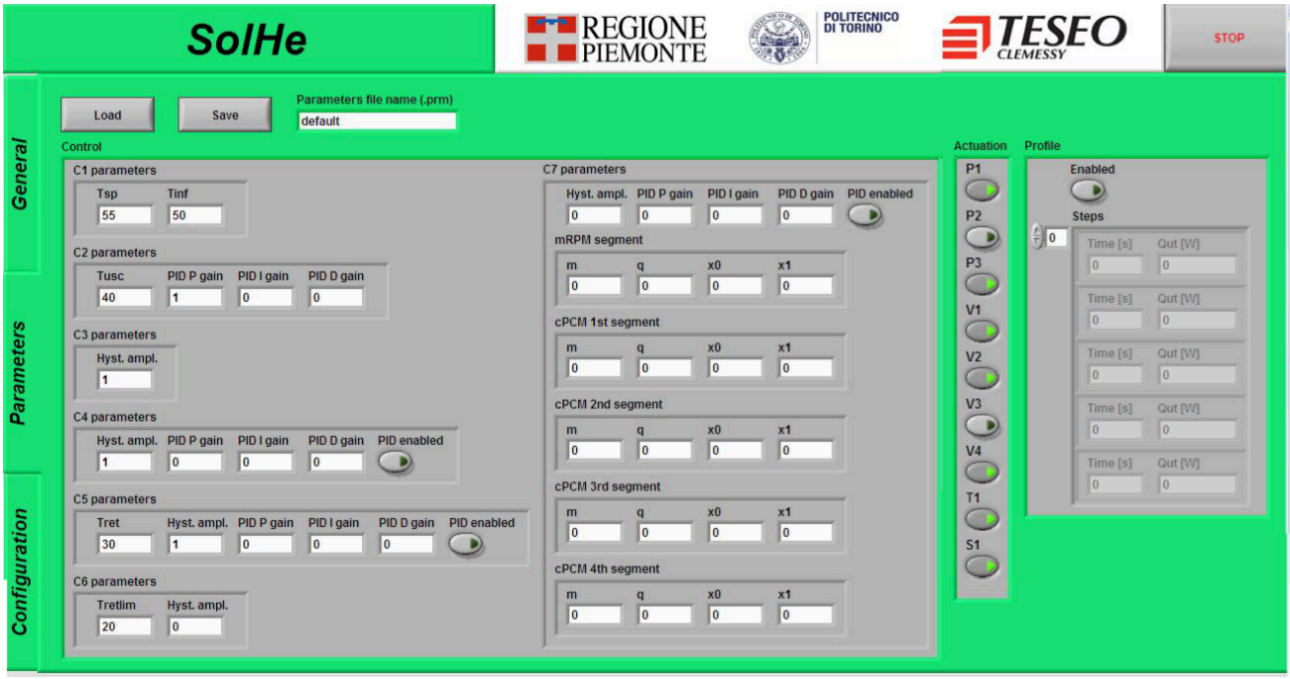


Figura 56: Schermata "Parameters"[26]

6.2.1. Dispositivi di controllo del circuito primario (C1,C2,C3)

Quando si ha a che fare con un qualsiasi tipo di impianto, soprattutto se è sperimentale, bisogna sempre tener conto dei suoi limiti tecnologici. In questo capitolo verranno enunciati i diversi comandi relativi al controllo del loop primario dell'impianto oggetto di studi.

- il *controllo C1* serve per impedire che il sistema d'accumulo raggiunga una temperatura critica di 60°C. Questo valore, infatti, potrebbe danneggiamento i visori, perciò quando una delle le termocoppie corazzate (TC9, TC10, TC11, TC12, TC13, TC14 , TC15-Figura 55), presenti all'interno del serbatoio, riconosce una temperatura superiore ai 60°C, si viene azionato il ricircolo in cui si chiudono entrambe le valvole V1 e V2. In questo modo il pannello e l'accumulo si disaccoppiano e la tendina si chiude automaticamente per evitare che il fluido circolante nel pannello si scaldi ulteriormente.
- Il *controllo C2* è invece fondamentale dal punto di vista energetico. Questo riceve come dato di input la temperatura della termocoppia TC7 in uscita dal pannello e regola la velocità di rotazione della pompa P3 al fine di raggiungere la temperatura desiderata. Quest'ultima è fondamentale in quanto corrisponde a quella di fine cambiamento di stato dello mPCS, in modo da ottenere il massimo rendimento dalla fase di stoccaggio.

- il *controllo C3*, infine, impedisce al fluido passante nel pannello di raggiungere l'accumulo quando questo non è utile ad incrementarne l'entalpia. Perciò si attiva il ricircolo quando la temperatura della termocoppia TC7 si discosta da quella media dell'accumulo. Inoltre, si chiude anche automaticamente la tendina.

6.2.2. Dispositivi di controllo del circuito secondario (C4,C5,C6)

Il circuito secondario simula un'utenza che sfrutta un impianto solare per alimentare un sistema di riscaldamento radiante a pavimento. Solitamente da quest'ultimo tipo di impianto, si ha una temperatura di ritorno di circa 27°C. Per ottenere questo valore, il *controllo C4* serve per calcolare la portata (1) che dovrebbe circolare all'interno scambiatore per sopperire al carico termico. In sintesi serve per confrontare il risultato ottenuto con la portata reale stimata dal misuratore di Coriolis e conseguentemente apre/chiude la valvola V3 dall'acquedotto.

$$\dot{m} = \frac{Qut}{cH_2O \cdot (TC16 - TC17)} \quad (6.1)$$

Ad impianto appena acceso è necessario far ricircolare più volte l'acqua nello scambiatore per raggiungere la temperatura che si desidera.
Il *controllo C5*, invece, regola la valvola V4 attraverso la temperatura indicata dalla termocoppia TC17 in ingresso all'accumulo.
Infine il *controllo C6* separa l'utenza dall'accumulo se la temperatura di ritorno del fluido è superiore a quella dell'accumulo. In questo caso si spegne automaticamente la pompa P1 e si chiude la valvola V3.

6.2.3. Il fluido utilizzato

L'impianto oggetto di analisi, può utilizzare per il suo funzionamento, diversi tipi di fluido termovettore, come acqua o acqua glicolata, oppure un composto di PCM e acqua o PCM acqua glicolata.

Il materiale a cambiamento di fase scelto per la composizione fluido termovettore è MPCM37. L'azienda produttrice di questo tipo di materiale è la *Microtek Laboratories Inc*, e attraverso la sua scheda tecnica, è possibile conoscerne le proprietà (Tabella 24):

Composizione	Colore da bianco a bianco sporco
Materiale di base	Paraffina
Temperatura di fusione	37°C
Calore latente di fusione	190-200 J/g
Percentuale del nucleo paraffinico	85-90% in peso
Micro-incapsulamento polimerico	10-15% in peso
Diametro delle particelle	17-20 μm
Peso specifico	0,9
Stabilità alle temperature	Estremamente stabile (tranne per temperature superiori ai 250°C, in cui si ha perdita dell'1% di stabilità)
Cicli termici	Multipli

Tabella 24: Proprietà del MPCM37

Lo slurry dello MPCM37, così come qualsiasi tipo do mPCS, ha un diverso comportamento reologico, in relazione alla diversa della concentrazione di particelle presenti e della temperatura. Da studi precedenti, è emerso che utilizzando come fluido termovettore l'acqua, o l'acqua glicolata, con concentrazioni di PCM comprese tra 0%-30%, lo slurry presenta un comportamento pari a quello di un fluido newtoniano. Se invece si aumenta tale percentuale oltre il 30%, il comportamento è non newtoniano.

Nello specifico, un fluido è di tipo *newtoniano* se la sua viscosità è, ad una data temperatura, una costante caratteristica del fluido, per qualunque forza o velocità di deformazione a cui è sottoposto. Questi fluidi presentano una certa dipendenza tra lo sforzo tangenziale e la velocità di deformazione angolare lineare. La retta che descrive il loro comportamento, passa per l'origine degli assi mentre il valore del loro coefficiente angolare è pari alla viscosità dinamica. I fluidi *non newtoniani*, invece, non sono schematizzabili con una retta passante per l'origine, ma sono definiti da una equazione reologica, del tipo $\tau = f(\dot{\gamma})$,

dove:

- τ rappresenta è lo sforzo di taglio [MPa];
- $\dot{\gamma}$ rappresenta la velocità di deformazione [mm/s]

Inoltre, i fluidi *non newtoniani* si suddividono in tre categorie:

- fluidi le cui proprietà sono indipendenti dal tempo,
- i fluidi per cui le proprietà dipendono dalla durata della sollecitazione o della deformazione
- fluidi che possiedono alcune caratteristiche tipiche dei solidi e che reagiscono alle deformazioni con una parziale reversibilità.

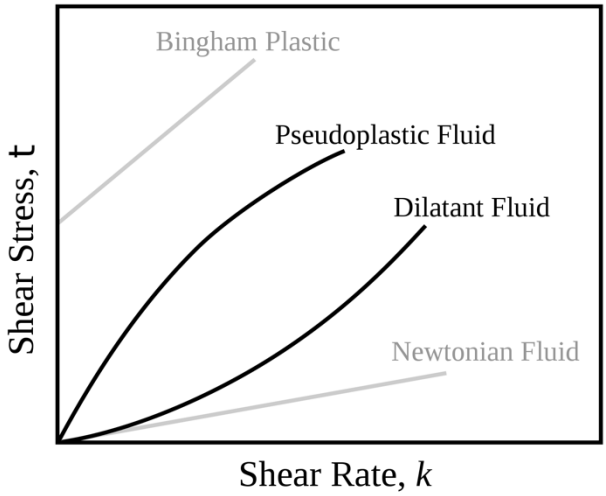


Figura 57: Curve reologiche per fluidi di tipo newtoniano e non newtoniano [85]

Il composto di MPCM37 più acqua, è un fluido indipendenti dal tempo e si evitano tutte le problematiche connesse alle altre due classi. Il suo comportamento inoltre, dipende anche e soprattutto dalla temperatura della miscela. Questa caratteristica lo porta ad avere viscosità diverse in punti diversi dell'impianto.

7. Analisi sperimentale

L'obiettivo principale di questo lavoro di tesi, è stato quello di confrontare le diverse prestazioni dell'impianto solare termico oggetto di studio, utilizzando come fluidi termovettori, prima l'mPCS e poi l'acqua.

7.1. Analisi del PCM fluidizzato

Durante i primi giorni di febbraio del corrente anno, sono stati attuati i primi test a mPCS. Questo tipo di slurry, composto da una miscela di MPCM37, acqua e glicole, era stato precedentemente preparato e analizzato da altri tesisti. Non conoscendo, però, la concentrazione esatta del materiale a cambiamento di fase, si è proceduto con delle prove atte a misurare la percentuale in massa del composto disperso in miscela.
Per svolgere questo esperimento, sono stati utilizzati tre provini:

- Un becher da 50 ml in vetro pyrex;
- Un becher da 100 ml in vetro duran;
- Un semplice bicchiere di vetro da 250 ml.

Figura 58: Strumentazione utilizzata

Prima di dare inizio all'esperimento, sono stati pesati i contenitori vuoti (Figura 58), per verificarne la taratura, dopodiché sono stati rispettivamente riempiti con il composto di mPCS, precedentemente miscelato per ovviare al problema del creaming, e nuovamente pesati per conoscere il peso totale di composto e acqua e glicole (Figura 59).

Figura 59: Provini

Infine, per sapere la percentuale esatta di PCM, i provini sono stati posizionati in un forno ventilato (Figura 60) per circa 7 ore a 95°C, in modo da fare evaporare in toto la componente liquida.

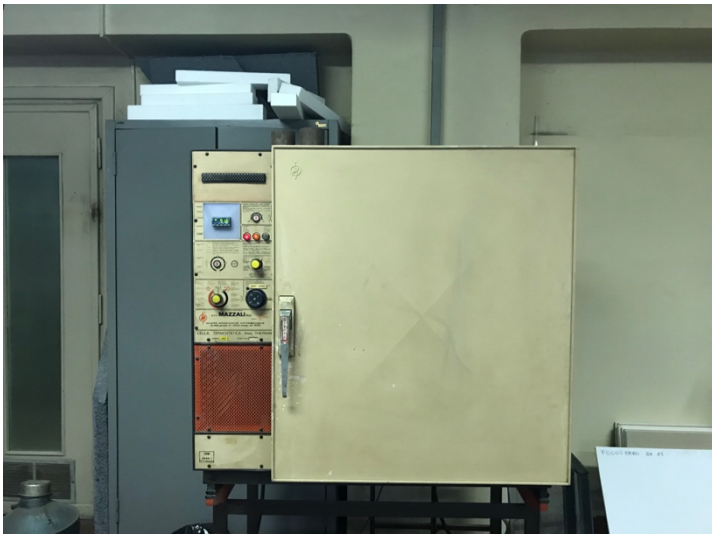


Figura 60: Forno ventilato

Dopo la completa eliminazione dell'acqua glicolata, che alla temperatura a cui era impostato il forno è avvenuta rapidamente, è stato possibile misurare, e di conseguenza conoscere, il peso effettivo del componente a cambiamento di fase.
Sono stati, quindi ulteriormente pesati i provini con il solo MPCM37 ormai ridotto in polvere, ed è stata trovata la percentuale reale.

Figura 61: Composto di PCM essiccato

Entrando più nello specifico dell'esperimento, per conoscere l'effettiva percentuale del materiale a cambiamento di fase, si è proceduto in questo modo:

1. Misurazione del provino per conoscerne la tara [g]:
2. Misurazione del provino con slurry + tara, per conoscerne il peso iniziale [g];
3. Misurazione del solo slurry interno al provino (sottraendo la tara al peso del provino trovato nel punto precedente) [g];
4. Dopo aver fatto evaporare completamente la componente liquida, è stato pesato nuovamente con il solo PCM [g];
5. Dal peso finale del provino è stata ulteriormente sottratta la tara [g]
6. E' stata calcolata (7.1) la percentuale finale di PCM [%]:

$$PCM[\%] = \frac{(peso\ finale - tara)}{(peso\ iniziale - tara)} \quad (7.1)$$

Nella Tabella 25 e nella Tabella 26, sono riportati i risultati ottenuti, durante i due giorni di prove:

Provini	Pirex 50 ml	Duran 100 ml	Bicchiere vetro
Tara [g]	32,40	48,70	173,60
Peso iniziale con PCM [g]	85,50	145,80	363,50
Peso dello slurry [g]	53,10	97,10	189,90
Peso finale con PCM [g]	35,60	54,80	184,20
Peso finale senza tara [g]	3,20	6,10	10,60
Percentuale di PCM [%] (prima prova)	6,03	6,30	5,60

Tabella 25: Prima prova

Provini	Pirex 50 ml	Duran 100 ml	Bicchiere vetro
Tara [g]	32,40	48,70	173,60
Peso iniziale con PCM [g]	85,70	143,20	307,90
Peso dello slurry [g]	53,30	94,5,0	134,30
Peso finale con PCM [g]	35,80	55,10	182,20
Peso finale senza tara [g]	3,40	6,40	8,60
Percentuale di PCM [%] (prima prova)	6,40	6,80	6,41

Tabella 26: Seconda prova

Dalla prima (Tabella 25) e seconda prova (Tabella 26), è possibile notare come la percentuale di MPCM37, sia compresa tra un minimo di 5,60% e un massimo di 6,80%.

Per verificare che il range percentuale ottenuto fosse quello effettivo, è stata effettuata *un'analisi statistica* utilizzando le seguenti grandezze:

- x_m: valore medio;
- n: numero di test;
- $s = \sqrt{\frac{n \cdot \sum x^2 - (\sum x)^2}{n \cdot (n-1)}}$ è la deviazione standard;
- $x_l = x_m - s \cdot k_3$ valore limite inferiore;
- $x_u = x_m + s \cdot k_3$ valore limite superiore;
- k_3 $fattore\ moltiplicativo\ per\ il\ livello\ di\ confidenza$;

Nel caso in questione, seguendo la [ISO 16269-6:2005(E), Annex C] [81], è stato scelto un livello di confidenza al 95% (Figura 62) , con tolleranza statistica a due lati.

ISO 16269-6:2005(E)

Table C.3 — Confidence level 90,0 %
($1 - \alpha = 0,90$)

n	p					
	0,50	0,75	0,90	0,95	0,99	0,999
2	1,187	1,842	2,446	2,909	3,490	4,254
3	1,013	1,640	2,236	2,697	3,277	4,040
4	0,924	1,527	2,114	2,473	3,151	3,913
5	0,872	1,456	2,034	2,390	3,066	3,827
6	0,837	1,407	1,977	2,330	3,003	3,764
7	0,813	1,371	1,935	2,285	2,955	3,715
8	0,795	1,344	1,902	2,250	2,917	3,675
9	0,781	1,323	1,875	2,222	2,886	3,643
10	0,770	1,306	1,854	2,198	2,861	3,616
11	0,761	1,292	1,836	2,179	2,839	3,593
12	0,754	1,281	1,821	2,162	2,821	3,573
13	0,748	1,271	1,809	2,148	2,804	3,556
14	0,742	1,262	1,797	2,136	2,790	3,541
15	0,738	1,255	1,788	2,125	2,778	3,527
16	0,734	1,248	1,779	2,115	2,767	3,515
17	0,730	1,243	1,772	2,107	2,757	3,504
18	0,727	1,237	1,765	2,099	2,748	3,494
19	0,724	1,233	1,759	2,092	2,740	3,485
20	0,722	1,229	1,753	2,086	2,733	3,477
22	0,717	1,222	1,744	2,075	2,720	3,463
24	0,714	1,216	1,736	2,066	2,709	3,450
26	0,711	1,211	1,729	2,058	2,699	3,439
28	0,708	1,207	1,723	2,052	2,691	3,430
30	0,706	1,203	1,718	2,046	2,684	3,422
35	0,701	1,195	1,708	2,034	2,670	3,405
40	0,698	1,190	1,700	2,025	2,659	3,392
45	0,695	1,185	1,694	2,018	2,650	3,382
50	0,693	1,182	1,689	2,012	2,643	3,373
60	0,690	1,177	1,682	2,004	2,632	3,360
70	0,688	1,173	1,677	1,998	2,625	3,351
80	0,686	1,170	1,673	1,993	2,619	3,344
90	0,685	1,168	1,670	1,990	2,614	3,338
100	0,684	1,166	1,667	1,987	2,610	3,334
150	0,681	1,161	1,660	1,978	2,599	3,320
200	0,680	1,159	1,656	1,974	2,594	3,313
250	0,679	1,157	1,654	1,971	2,590	3,309
300	0,678	1,156	1,653	1,969	2,588	3,306
400	0,677	1,155	1,651	1,967	2,585	3,302
500	0,677	1,154	1,650	1,966	2,583	3,300
1 000	0,676	1,152	1,646	1,963	2,580	3,295
∞	0,675	1,151	1,645	1,960	2,576	3,291

Table C.4 — Confidence level 95,0 %
($1 - \alpha = 0,95$)

n	p					
	0,50	0,75	0,90	0,95	0,99	0,999
2	1,393	2,062	2,669	3,031	3,713	4,477
3	1,160	1,812	2,415	2,777	3,459	4,222
4	1,036	1,668	2,265	2,627	3,307	4,071
5	0,960	1,574	2,168	2,526	3,204	3,967
6	0,910	1,509	2,093	2,451	3,129	3,891
7	0,875	1,460	2,039	2,395	3,070	3,832
8	0,849	1,423	1,996	2,350	3,024	3,785
9	0,828	1,394	1,961	2,313	2,985	3,746
10	0,812	1,370	1,933	2,283	2,953	3,712
11	0,799	1,351	1,909	2,258	2,926	3,685
12	0,788	1,334	1,889	2,236	2,903	3,660
13	0,779	1,320	1,872	2,218	2,882	3,639
14	0,772	1,308	1,857	2,201	2,864	3,620
15	0,765	1,298	1,844	2,187	2,848	3,603
16	0,759	1,289	1,832	2,174	2,834	3,588
17	0,754	1,281	1,822	2,163	2,821	3,574
18	0,749	1,274	1,812	2,152	2,809	3,561
19	0,745	1,267	1,804	2,143	2,799	3,550
20	0,742	1,261	1,797	2,135	2,789	3,540
22	0,736	1,251	1,783	2,120	2,772	3,521
24	0,730	1,243	1,772	2,108	2,758	3,505
26	0,726	1,236	1,763	2,097	2,745	3,491
28	0,722	1,230	1,755	2,088	2,735	3,479
30	0,719	1,225	1,748	2,080	2,725	3,469
35	0,713	1,214	1,733	2,063	2,706	3,446
40	0,708	1,206	1,723	2,051	2,691	3,429
45	0,704	1,200	1,714	2,041	2,679	3,416
50	0,701	1,195	1,708	2,033	2,669	3,404
60	0,697	1,188	1,697	2,022	2,655	3,387
70	0,694	1,182	1,690	2,013	2,644	3,374
80	0,691	1,178	1,684	2,007	2,636	3,365
90	0,689	1,175	1,680	2,002	2,629	3,357
100	0,688	1,173	1,677	1,998	2,624	3,351
150	0,684	1,166	1,666	1,985	2,609	3,332
200	0,681	1,162	1,661	1,979	2,601	3,322
250	0,680	1,160	1,658	1,975	2,596	3,316
300	0,679	1,158	1,656	1,973	2,592	3,312
400	0,678	1,156	1,653	1,970	2,589	3,307
500	0,678	1,155	1,652	1,968	2,586	3,304
1 000	0,676	1,153	1,649	1,964	2,581	3,297
∞	0,675	1,151	1,645	1,960	2,576	3,291

4 D

Copyright International Organization for Standardization
Reproduced by IHS under license with ISO
No reproduction or networking permitted without license from IHS

© ISO 2005 – All rights reserved

Not for Resale

Figura 62: Confidenza del 95% (destra) [86]

Di seguito, sono riportati i risultati ottenuti:

1. $n = 6$;
2. $x_m = 6{,}24\ \mathrm{ml}$;
3. $s = \sqrt{\frac{n \cdot \sum x^2 - (\sum x)^2}{n \cdot (n-1)}} = 0{,}40$;
4. $k_3 = 2{,}45$;
5. $x_l = 5{,}25\ \mathrm{g}$;
6. $x_u = 7{,}23\ \mathrm{g}$.

Dal valore limite inferiore (xl) e superiore (xu), è possibile notare come la concentrazione minima e massima di PCM presente nello slurry, sia compresa tra un valore pari a 5,25 g e 7,23 g.

7.2. Funzionamento dell'impianto a MPCM37 fluidizzato

La prima fase di lavoro svolto sull'impianto, è stata quella di valutare il corretto funzionamento delle venti termocoppie presenti sia sul collettore solare, sia sui tubi di raccordo del circuito primario e secondario, sia sul serbatoio di accumulo.
Lo step iniziale, è stato quello di sostituire le termocoppie precedentemente installate, con delle nuove termocoppie corazzate. Infatti, dal lavoro svolto dalla precedente tesista Gaia Prearo, era emerso un mal funzionamento della termocoppia TC5 installata nella superficie posteriore del collettore. Con la sua sostituzione, è stato possibile ovviare a questo errore e, di conseguenza, dall'analisi dei dati assorbiti giornalmente, si riscontrato il corretto funzionamento. In seguiyo, poiché l'impianto è stato recentemente soggetto a lavori di miglioramento e risultava inattivo da qualche mese, sono state compiute delle prove idrauliche per verificare l'effettiva tenuta delle tubazioni, sia nel loop primario che in quello secondario.
Quindi sono state fatte delle prove ad acqua per circa tre giorni consecutivi per verificare l'effettivo funzionamento dell'impianto e la sua tenuta idraulica, in seguito si è proceduto con l'analisi sperimentale mediante l'uso di mPCS.
Come precisato in incipit del capitolo 7, nel mese di dicembre sono state svolte delle prove iniziali, per testare il corretto andamento di tutti i componenti del circuito (tubi, raccordi, valvole, pompe), sia nel loop primario che secondario.
Tale fase sperimentale, effettuata nei giorni 12-13-14 dicembre 2017, ha previsto il funzionamento dell'impianto utilizzando l'acqua come fluido vettore.
Dopo aver verificato la corretta tenuta di tutti gli elementi sopra citati, si è passati allo svolgimento della fase preliminare dei test utilizzando lo slurry di MPCM37 come fluido termovettore.
Il lavoro svolto in questo step, si è suddiviso in due parti: la prima ha previsto il funzionamento dell'impianto per cinque giorni consecutivi, precisamente dal 10 febbraio 2018 al 14 febbraio 2018, lasciandolo acceso continuativamente per le 24 ore giornaliere.
La seconda fase, invece, ha previsto la regolazione meccanica del miscelatore presente all'interno del serbatoio d'accumulo. Quest'ultimo, è stato precedentemente installato per risolvere l'effetto di creaming, tipico dei composti a PCM, che si viene a formare dopo un certo tempo all'interno dello slurry. Il creaming altro non è che la separazione del materiale a cambiamento di fase dall'acqua. Poiché quest'ultima presenta un peso specifico maggiore, il PCM tende a galleggiare nella parte superiore del composto, impedendo il corretto funzionamento dell'impianto.

L'inverter che regola il motore del mixer, è collegato ad un sistema di timeraggio in grado di azionarlo e spegnerlo, per diciassette cicli. A causa di questa "limitazione" del timer, sono stati effettuati ulteriori test per validare il corretto funzionamento del mixer in modo da evitare la formazione di creaming.
La prima prova, ha previsto l'attivazione del timer ogni 84 minuti., con un funzionamento continuativo di 2 minuti., così da coprire tutte le 24h giornaliere.

Cicli	Attivazione Timer	Disattivazione Timer
1	8.00	8.05
2	8.45	8.50
3	9.30	9.35
4	10.15	10.20
5	11.00	11.05
6	11.45	11.50
7	12.30	12.35
8	13.15	13.20
9	14.00	14.05
10	14.45	14.50
11	15.30	15.35
12	16.15	16.20
13	17.00	17.05
14	17.45	17.50
15	18.30	18.35
16	19.15	19.20
17	20.00	20.05

Tabella 27: Cicli di funzionamento giornaliero del timer

Osservando il comportamento del PCM, è stato possibile notare come il composto iniziasse a prevedere una minima presenza di creaming (ca. 2-3 mm) dopo un'ora dalla fine del primo ciclo (Figura 63).

Figura 63: Formazione del primo strato di creaming

Dopo circa un'ora e trenta minuti, la separazione tra PCM e acqua glicolata è risultata non più trascurabile (Figura 64).

Per questo motivo, nonostante si rientrasse perfettamente negli 84 minuti per il corretto funzionamento dell'impianto, per evitare di incombere in problematiche legate al creaming, si è deciso di cambiare il ciclo di timeraggio, riducendo il time step con cui si attiva/disattiva il ciclo (Tabella 27)

E' per questo motivo che la seconda fase ha previsto l'attivazione dei 17 cicli ogni 40 minuti, per un andamento continuativo di 5 minuti.

Inoltre, studiando lo stesso comportamento dell'inverter, si è riscontrato un mal funzionamento dello stesso alla sua massima potenza. Ovvero, quando l'impianto ad una velocità di 50 [/], ogni quattro cicli il sistema presentava un errore di *sovracorrente a velocità continua*, interrompendone istantaneamente il funzionamento.

E' per questo motivo, che dopo alcuni tentativi, si è deciso di impostare la velocità del miscelatore pari a 20 [/].

Scegliendo quest'ultimo valore di velocità, l'errore sopra citato non è stato mai riscontrato.

In sintesi, l'attivazione del mixer collegato al sistema di timeraggio, era prevista per dodici ore, precisamente dalle 8 fino alle 20.05 di sera.

Si è optato per questa scelta, poiché per il funzionamento dell'impianto, era necessario monitorare il solo andamento della radiazione solare.

Figura 64: Presenza di creaming

7.2.2. Analisi dei dati ottenuti mediante il funzionamento dell'impianto ad acqua

Dall' attivazione dell'impianto, è stato possibile constatarne il funzionamento analizzando i dati quotidiani ottenuti.
Poiché questi ultimi venivano assorbiti con una sensibilità al secondo, la loro analisi iniziale è risultata particolarmente complessa. Per questo motivo, si è deciso di impostare, inizialmente, un codice di calcolo in Matlab (vedi Appendice A) in grado di mediarli al minuto. In seguito, invece, grazie all'aiuto e alla collaborazione dall'Ing. Ylenia Cascone, è stato utilizzato un altro programma MedieT, con il quale è stato possibile mediare i dati ulteriormente ogni 15 minuti.
Durante il test condotto sull'impianto, sono state imposte le seguenti condizioni operative:

- Velocità della pompa P3, nel primario, pari al 15 % (45 RPM);
- Valvole nel primario V1 e V2 chiuse, in modo da far circolare il fluido nel collettore con un ritorno dello stesso nel serbatoio di accumulo;
- Valvole nel secondario V3 e V4 in collegamento don l'acquedotto aperte, in modo tale da consentire uno scaricamento dell'accumulo e non superare la temperatura limite di 60°C;
- Pompa P1, nel secondario, attiva per permettere il passaggio dell'acqua nella diramazione di collegamento tra le valvole V3 e V4;

La portata massica del secondario passante nel Coriolis, quindi nello scambiatore che simula l'utenza, è risultata sempre compresa tra 230 kg/h e 260 kg/h, ovviamente è risultata non costante durante l'arco della giornata, a causa della pressione variabile dell'acquedotto (Figura 65).

Figura 65: Misura della portata nel circuito secondario

Nei giorni del 19-20-21 febbraio 2018, sono state effettuate delle prove utilizzando solo acqua come fluido termovettore e in seguito, sono stati analizzati i dati ottenuti, sia per verificare il buon funzionamento dell'impianto, sia per compararli con quelli ottenuti dall'impianto ad acqua.

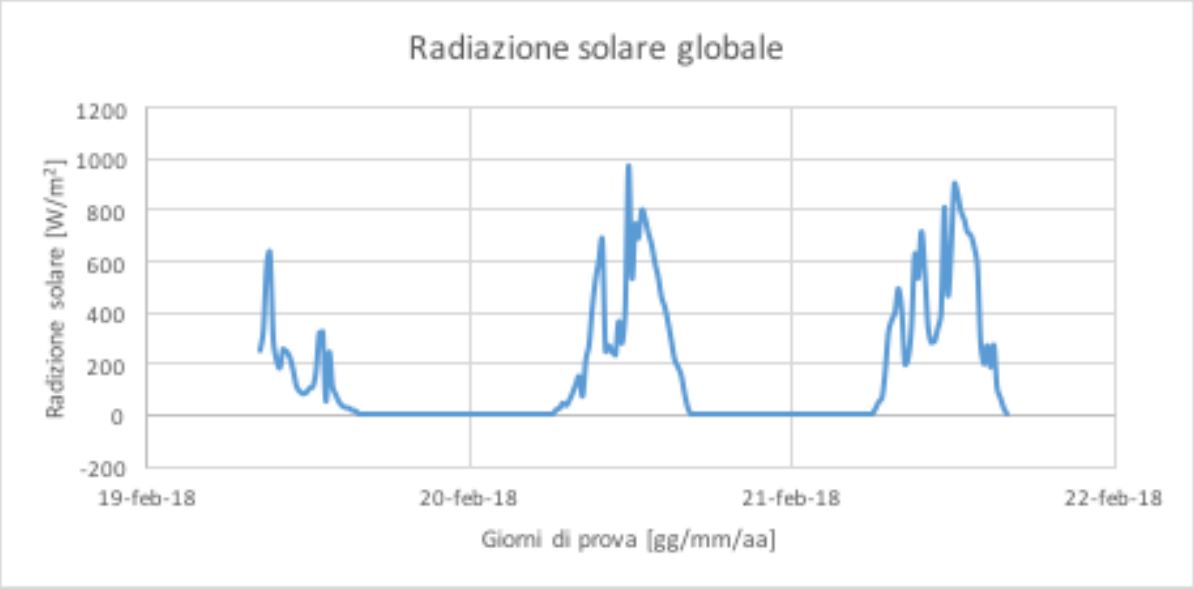


Figura 66:Radiazione solare globale

Dalla Figura 66, è possibile notare come l'irradianza misurata dal solarimetro, abbia un andamento oscillatorio a causa della presenza di nubi. Quindi confrontando questo grafico con quello analizzato precedentemente a PCM, si nota come durante una giornata serena, il valore della radiazione solare misurabile è pari a 1000 W/m^2, mentre quella riscontrabile in presenza di nuvole è di circa 600 W/m^2.

Si evince come i dati presenti in letteratura, siano effettivamente riscontrabili nelle analisi sperimentali (Figura 67).

Radiazione solare	Condizioni atmosferiche							
	Cielo sereno	Nebbia	Nuvoloso	Disco solare giallo	Disco solare bianco	Sole appena percettibile	Nebbia fitta	Cielo coperto
globale	1000 W/m^2	600 W/m^2	500 W/m^2	400 W/m^2	300 W/m^2	200 W/m^2	100 W/m^2	50 W/m^2
diretta	90%	50%	70%	50%	40%	0%	0%	0%
diffusa	10%	50%	30%	50%	60%	100%	100%	100%

Figura 67: Quantità di radiazione solare a seconda delle differenti condizioni climatiche [87]

Anche in questo caso, la radiazione solare ottenuta si riferisce a quella globale sul piano inclinato di 45°. Perciò, sono stati calcolati i contributi della radiazione solare diretta e diffusa sul piano inclinato, utilizzando il programma di calcolo RadSol.
Inserendo gli stessi dati in input utilizzati per il PCM, il programma restituisce in automatico i valori di radiazione diretta e diffusa in output (Figura 68):

- Modelli di calcolo: Erbs et al. (1982), Perez et al. (1990)
- Ora in input: ora convenzionale;
- $\Delta h = -0.5$;
- Albedo: 0.2;
- Latitudine: 45°;
- Longitudine: 7.49°;
- Altitudine: 245 m sul livello del mare;
- Fuso orario: UTC 00:00;
- Input piano: orientamento 0°, inclinazione 45°;
- Output piano: orientamento 0°, inclinazione 45°;

dove:

- It indica l'irradianza globale sul piano inclinato ottenuta dal solarimetro;
- Ib indica l'irradianza diretta sul piano inclinato;
- Id indica l'irradianza diffusa sul piano inclinato.

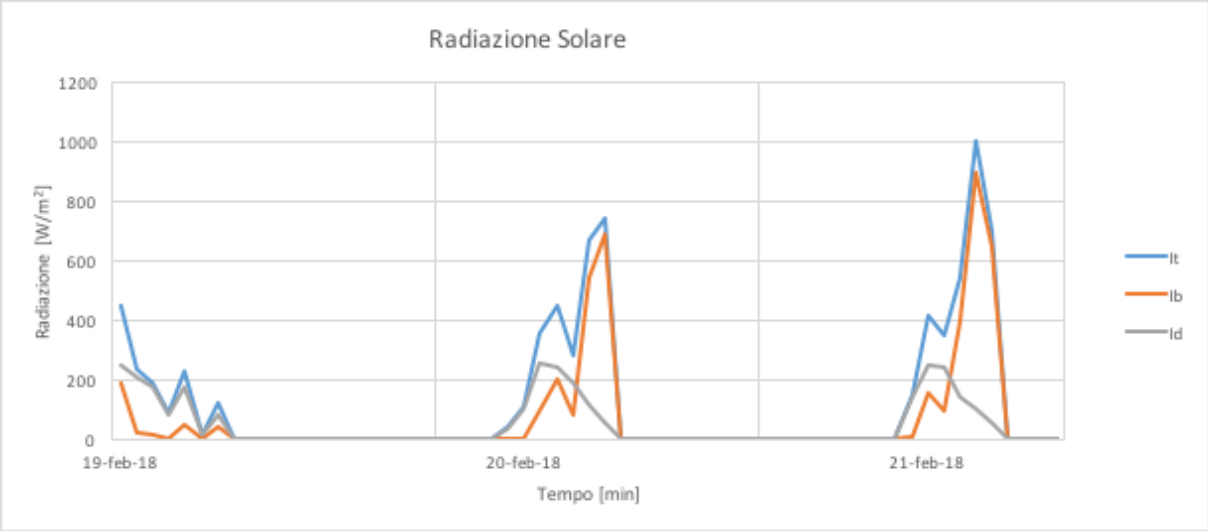


Figura 68: Radiazione solare diretta e diffusa

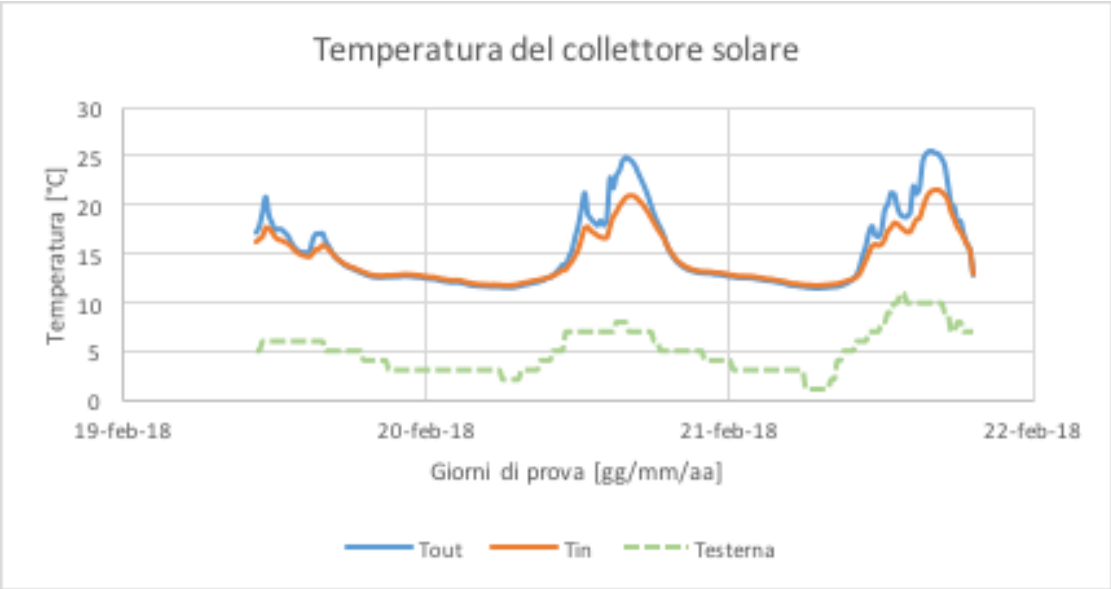


Figura 69: Temperatura in entrata e uscita dal collettore solare

Come nel caso precedente, è stata confrontata tra la temperatura in ingresso al collettore (Tin) e quella in uscita (Tout). Anche nella Figura 69, si nota la presenza di un ΔT di circa 10°C, in cui il collettore, durante il suo normale funzionamento, effettua un innalzamento dell'entalpia del fluido.

Se si confrontano questi dati con quelli relativi alla temperatura esterna, è possibile notare come abbiano quasi lo stesso andamento. Ad esempio, il giorno 20 febbraio, il collettore presenta dei picchi a livello di Tin e Tout, corrispondenti a dei valori di Testerna maggiori, e viceversa.

Dai dati ottenuti relativi al ΔT, è stato possibile calcolare il calore utile.

7.2.2. Calcolo del calore utile

Per analizzare il buon funzionamento dell'impianto, è necessario conoscere prima il valore del calore utile (Figura 71), prodotto durante i giorni di prova.
Questo viene calcolato mediante l'equazione:

$$\dot{Q} = \dot{m} c_p \Delta T \quad (7.2)$$

dove:

- $\dot{Q}$ è il calore utile [W];
- $\dot{m}$ è la portata massica [kg/s];
- c_p è il calore specifico e per l'acqua è pari a 4189 [J/kgK],
- ΔT è la differenza di temperatura in ingresso e in uscita [kJ/kg].

Anche in questo caso per conoscere il valore relativo alla portata massica, nota la velocità della pompa peristaltica in RPM e nota la sua curva caratteristica (Figura 70), è stato possibile conoscere il suo valore effettivo.

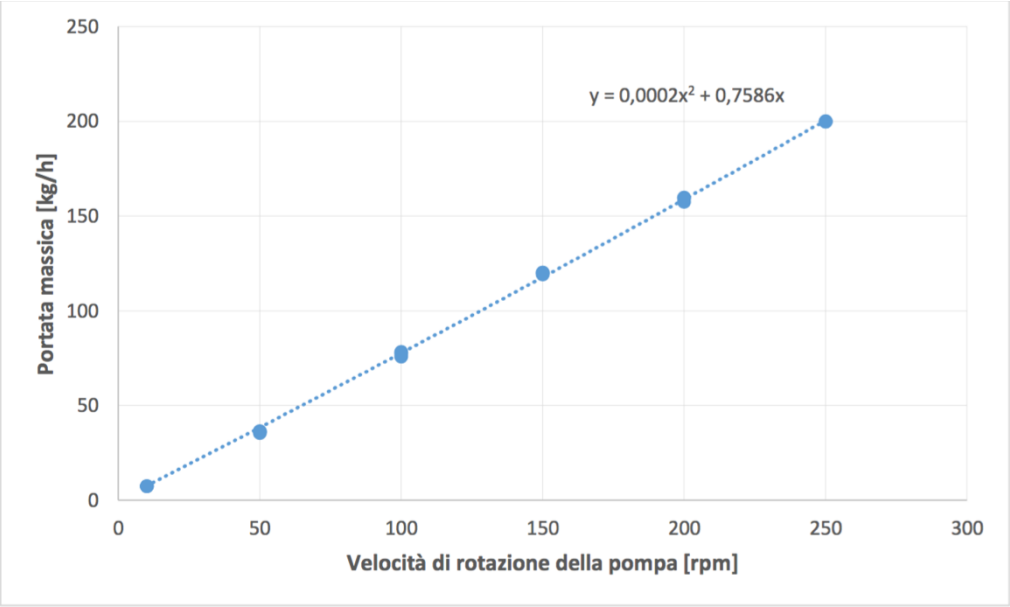


Figura 70: Portata massica della pompa R3

Per calcolare il calore utile di un impianto classico ad acqua, è necessario conoscere il calore specifico.

Figura 71: Calore utile prodotto dall'impianto utilizzando acqua come fluido termovettore

Dalla Figura 71, si evince come questo sia compreso tra un valore di poco inferiore allo 0 W e poco superiore a 1000 W.

7.2.3. Calcolo dell'efficienza dell'impianto

Dai valori ricavati precedentemente, è stato possibile calcolare l'efficienza stessa dell'impianto, come:

$$\eta = \frac{\int Q_u}{A_c \int G_T \cdot dt} \quad (7.3)$$

dove:

- Q_u è il calore utile ottenuto [W];
- A_c è superficie utile di captazione [m^2];
- G_T è l'irradiazione solare incidente per unità di superficie [W/m^2];
- dt è l'intervallo temporale infinitesimo.

Figura 72: Efficienza del sistema

La Figura 72, mostra i diversi andamenti di efficienza nel tempo. Il picco massimo si ha il giorno 20 febbraio, con un valore pari a η=32 %. Valore inferiore rispetto all'utilizzo di mPCS come fluido termovettore.

Se si confronta il risultato ottenuto con il grafico a Figura 21, questo valore può essere considerato coerente in quanto per i collettori solari piani, aventi un range di temperatura compreso tra 20-40°C, si ha un rendimento dell'impianto tra il 30-40 %.

7.2.4. Temperature relative al serbatoio d'accumulo

In seguito, sono state comparate le diverse temperature in entrata al serbatoio (Tin), quindi in uscita dal collettore, le temperature interne al serbatoio (Tstorage) e quelle in uscita (Tout) dallo stesso.

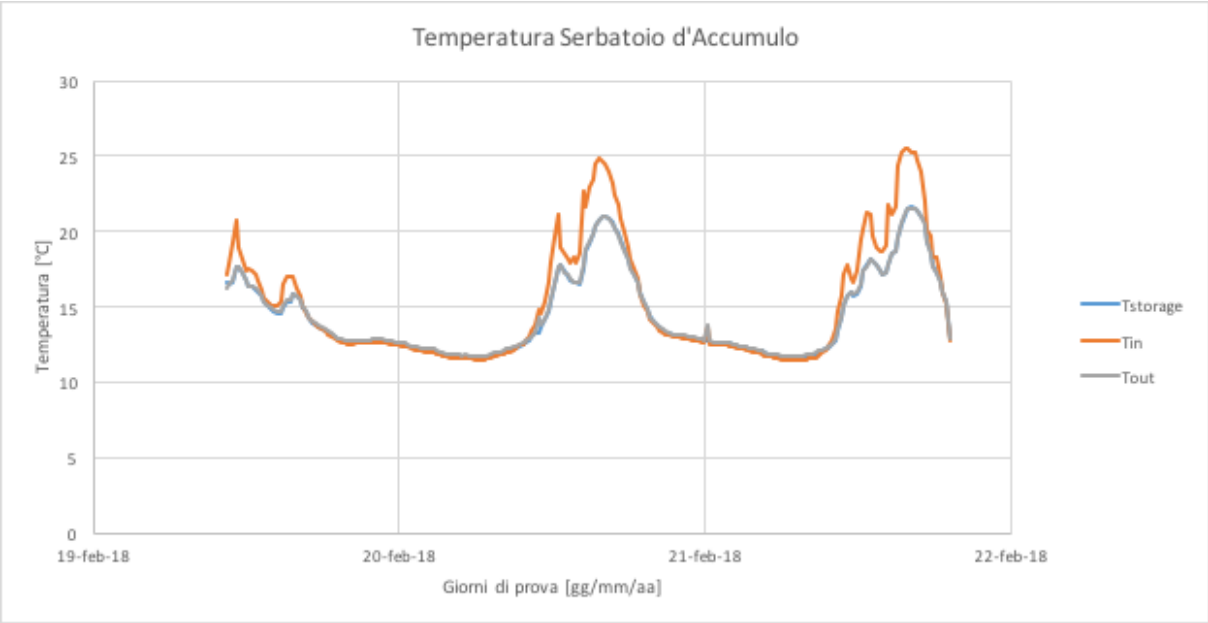


Figura 73: Temperature relative al serbatoio d'accumulo

Dalla Figura 73, è possibile notare come le temperature del serbatoio e quelle in uscita siano completamente coincidenti. Quelle entranti nel serbatoio, invece, sono superiori di diversi ordini di grandezza rispetto a quelle precedenti, in quanto risentono ancora dell'influenza del collettore.

7.3. Analisi di funzionamento dell'impianto a PCM

Come ultimo step di questo lavoro di tesi, si è analizzato il funzionamento dell'impianto solare termico, utilizzando l'acqua come fluido termovettore.
Prima di dare inizio a questa fase, l'impianto è stato ripulito del tutto, in modo che non fossero presenti delle tracce di PCM tali da alterare i risultati.

Anche in questo caso, i dati venivano monitorati con una sensibilità al secondo, quindi si è deciso di usare lo stesso codice di calcolo in Matlab per mediarli al minuto e poi ogni quarto d'ora con il programma MedieT.
Per quanto riguarda il test condotto sull'impianto, si è deciso di mantenere le stesse impostazioni, previste per il funzionamento dell'impianto ad acqua:

- Velocità della pompa P3, nel primario, al 30 % (90 RPM) nei primi tre giorni e al 70 % (210 RPM) negli ultimi due. Si è deciso di operare in questo modo per analizzare la differente quantità massica (m) circolante nell'impianto. Se è notato inoltre, quindi che per quanto la diffenza di RPM fosse ampia, $\dot{m}$ risultava pressocchè simile;
- Valvole nel primario V1 e V2 chiuse, in modo da far circolare il fluido nel collettore con un ritorno dello stesso nel serbatoio di accumulo;
- Valvole nel secondario V3 e V4 in collegamento don l'acquedotto aperte, in modo tale da consentire uno scaricamento dell'accumulo e non superare la temperatura limite di 60°C;
- Pompa P1, nel secondario, attiva per permettere il passaggio dell'acqua nella diramazione di collegamento tra le valvole V3 e V4;

Inoltre, è risultato che la portata massica del circuito secondario passante nel Coriolis, quindi nello scambiatore che simula l'utenza, fosse compresa tra 230 kg/h e 260 kg/h. Tale portata non risulta costante durante l'arco della giornata, in quanto la pressione dell'acquedotto cambia durante le ore diurne (Figura 74).
Poiché, però, negli studi svolti dalla precedente tesista Gaia Prearo il valore relativo alla portata massica risultava pari a 410 kg/h, è stato svolto un test per verificare che i dati ottenuti nei giorni 10-14 febbraio, non presentassero delle anomalie.
Per validare questa analisi sono stati utilizzati:

- Un contenitore di plastica;
- Una bilancia;
- Un cronometro.

Inizialmente è stato pesato il contenitore vuoto per verificarne la taratura (1.2 kg), in seguito si è cronometrato se in 1 minuto, dal circuito secondario venivano espulsi 4 kg d'acqua (corrispondenti al range di portata massica sopra descritto).
A fine prova è stato ulteriormente pesato il contenitore di plastica (5.2kg) e poiché effettivamente si è riscontrata la presenza di 4kg (sottraendo dal peso finale la tara), non è stata constatata la presenza di anomalie. Per avere l'effettiva certezza del dato ottenuto, la prova è stata ripetuta tre volte.

Figura 74: Andamento della portata massica

Di seguito, si hanno le immagini che mostrano l'andamento della radiazione solare, della temperatura del collettore, la temperatura dell'accumulo termico, il calore utile prodotto e l'efficienza dell'impianto.

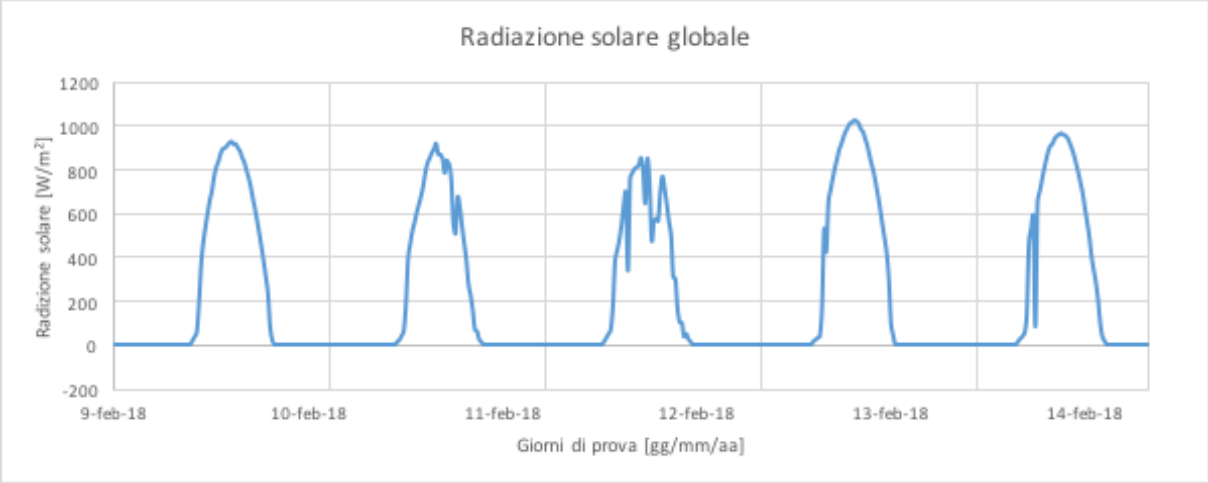


Figura 75: Radiazione solare globale sul piano inclinato di 45° misurata dal solarimetro

Come è visibile dalla Figura 75, che mostra l'irradianza misurata dal solarimetro, i giorni 10-13-14 febbraio sono stati prettamente soleggiati, mentre i restanti due parzialmente nuvolosi.
Inoltre, si può notare come la radiazione solare globale incidente sul piano inclinato sia compresa in un range che va da 0 W/m^2 a poco più di 1000 W/m^2.
Poiché, appunto, la radiazione solare ottenuta si riferisce a quella globale sul piano inclinato di 45°, si è deciso di calcolare anche il contributo di quella diretta e diffusa. Per fare ciò, sempre con l'aiuto e la collaborazione dell'ing. Ylenia Cascone, è stato utilizzato un programma di calcolo chiamato RadSol, che in automatico, inserendo tali in input, restituisce in output, il valore della radiazione solare diretta, normale e diffusa sul piano inclinato (Figura 76):

- Modelli di calcolo: Erbs et al. (1982), Perez et al. (1990)
- Ora in input: ora convenzionale;
- $\Delta h = -0.5$;
- Albedo: 0.2;
- Latitudine: 45°;
- Longitudine: 7.49°
- Altitudine: 245 m sul livello del mare;
- Fuso orario: UTC 00:00;
- Input piano: orientamento 0°, inclinazione 45°;
- Output piano: orientamento 0°, inclinazione 45°;

dove:

- It indica l'irradianza globale sul piano inclinato ottenuta dal solarimetro;
- Ib indica l'irradianza diretta normale sul piano inclinato;
- Id indica l'irradianza diffusa sul piano inclinato.

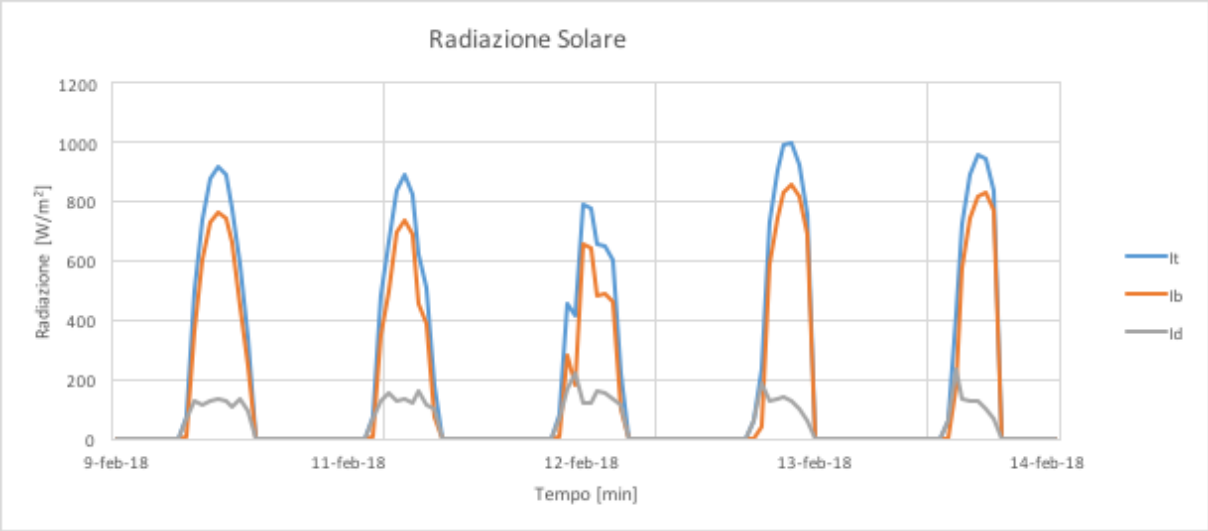


Figura 76: Radiazione solare diretta e diffusa

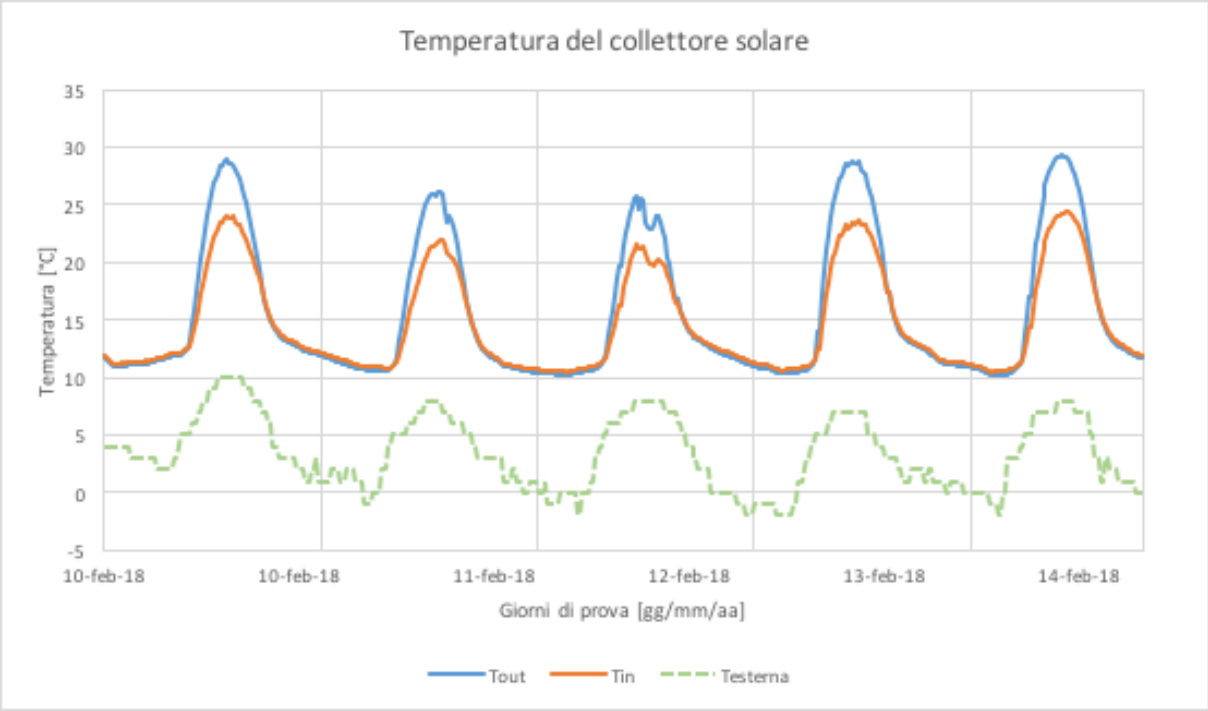


Figura 77: Temperatura in entrata e in uscita dal collettore

Successivamente, in Figura 77, è stato compiuto un confronto tra la temperatura in ingresso al collettore (Tin) e quella in uscita (Tout). È possibile notare la presenza di un ΔT di circa 10°C, quindi il collettore effettua un innalzamento dell'entalpia del fluido, come effettivamente ci si aspettava.

Utilizzando i valori registrati di temperatura in uscita e in entrata al collettore, mediante il metodo T-History, è stato possibile calcolare anche il calore utile.

Partendo dalla formula (7.5) del calore specifico (c_p), è possibile ricavare la differenza di entalpia del sistema.

$$c_p = \frac{\Delta H}{\Delta T} \quad (7.4)$$

da cui:

$$\Delta h = c_p \Delta T \quad (7.5)$$

Le equazioni riportare in precedenza, servono per calcolare il calore utile. Infatti, come si evince dalla formula (7.7), questo è in funzione della differenza di entalpia e della portata massica dello slurry che scorre all'interno del collettore.

$$\dot{Q} = \dot{m}\Delta h \quad (7.6)$$

dove:

- $\dot{Q}$ è il calore utile [W];
- $\dot{m}$ è la portata massica [kg/s];
- Δh è la differenza di entalpia in ingresso e in uscita [kJ/kg].

Per prima cosa è stata calcolata la *portata massica*. Nota la velocità della pompa peristaltica in RPM, nota la sua curva caratteristica, e nota la percentuale di PCM presente nello slurry, è stato possibile conoscere il valore di portata massica effettiva, (Figura 78).

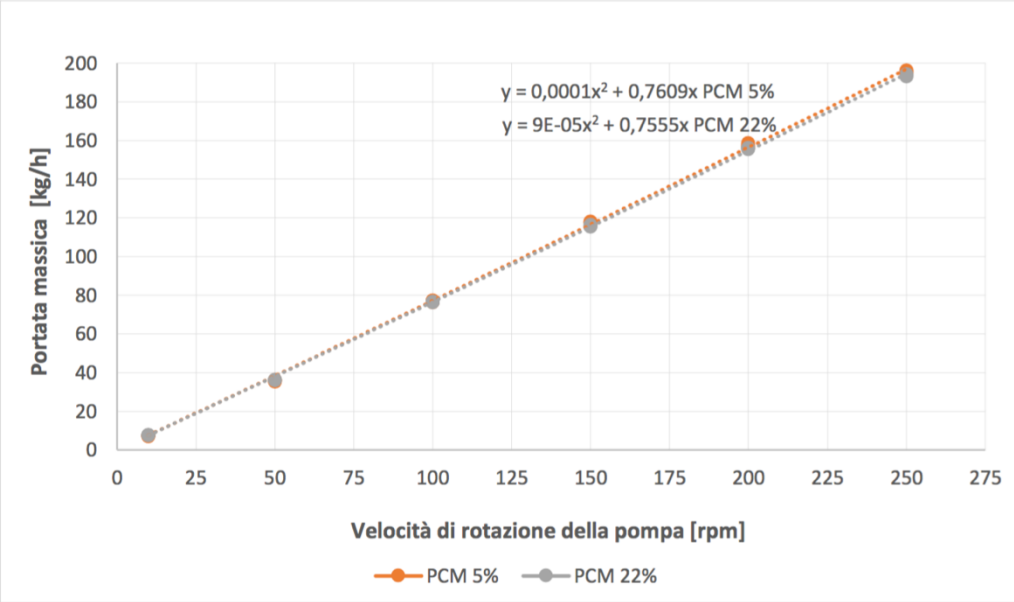


Figura 78: Curva caratteristica della pompa peristaltica R3 [17]

In seguito è stata calcolata la differenza di entalpia del sistema, mediante le curve T-History.

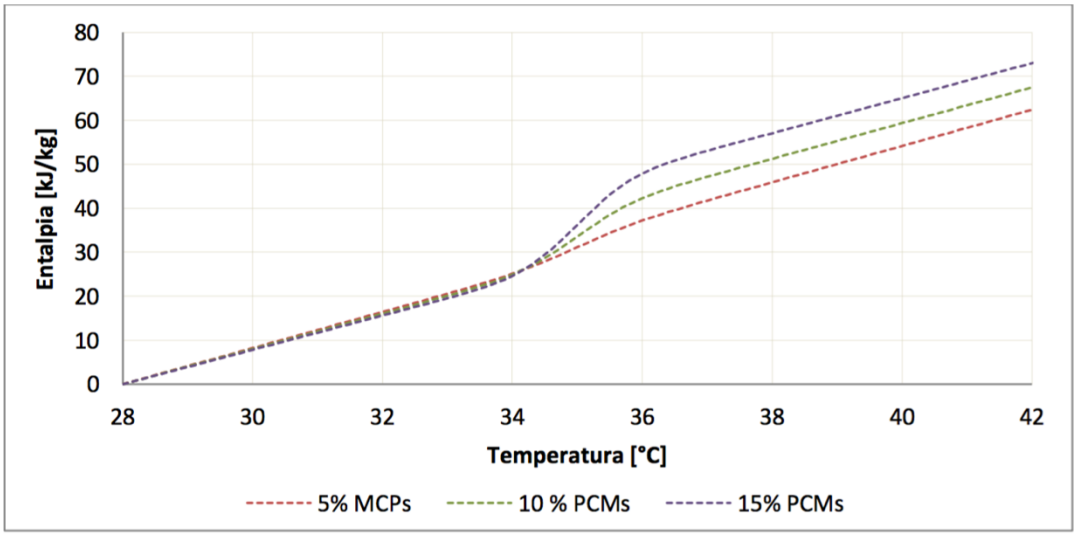


Figura 79: Curve T-history per concentrazioni di 5%-10%-15% di PCM

Il grafico in Figura 79, rappresenta le diverse curve di entalpia in funzione della temperatura per diverse concentrazioni di PCM, ricavate dalla precedente tesista Gaia Prearo. Conoscendo, quindi, la temperatura in uscita e in ingresso dal collettore, è possibile ricavare, tramite interpolazione grafica, la corrispondente entalpia in

ingresso e in uscita. Nel capitolo 7.1, è stata ricavata la concentrazione di PCM, all'interno dello slurry utilizzato per le prove sperimentali, pari al 6-7 %. In seguito sono stati ricavati i valori esatti di entalpia tramite interpolazione lineare tra le curve a concentrazione di PCM, pari al 5 %-10 %. Come si evince dalla Figura 79, per valori di T<28°C, l'entalpia è pari a 0 kJ/kg e poiché la temperatura del fluido termovettore è compresa tra 0° e 28°C, tramite interpolazione lineare:

$$y = y_0 + \frac{x - x_0}{x_1 - x_0}(y_1 - y_0) \quad (7.7)$$

dove:

- y_0 è il valore di entalpia relativo alla curva 5% [kJ/kg];
- x è il valore percentuale della curva di slurry utilizzato 6,80%,
- x_0 è il valore percentuale della curva al 5%;
- x_1 è il valore percentuale della curva al 10%;
- y_1 è il valore di entalpia relativo alla curva 10% [kJ/kg].

si ha:

$$y = 0 + \frac{0{,}068 - 0{,}05}{0{,}1 - 0{,}05}(0 - 0) = 0\frac{kJ}{kg}$$

Risulta questo valore, in quanto le curve sono state ricavate utilizzando come temperatura di riferimento 28°C, per questo valore viene infatti posta un'entalpia nulla.
Per questo motivo, poiché non è possibile avere valori di entalpia nulli per le temperature di esercizio, si è deciso di utilizzare il valore del calore specifico (c_p), ricavato per vie sperimentali sempre dalla tesista Gaia Prearo.

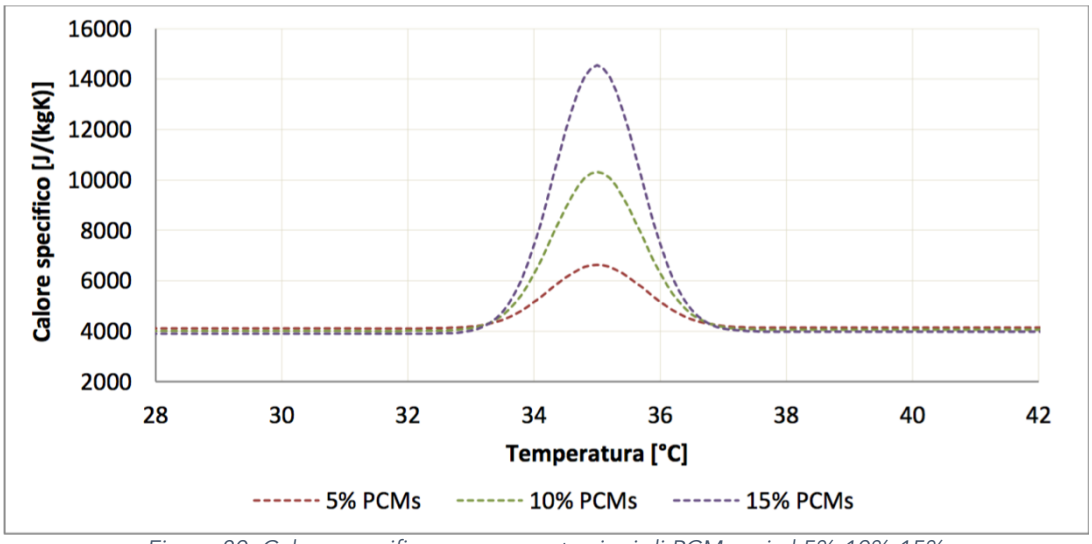


Figura 80: Calore specifico per concentrazioni di PCM pari al 5%-10%-15%

Come si evince dalla Figura 80, per valori inferiori a circa 32°C e per concentrazioni di PCM comprese tra il 5%-10%, il calore specifico ha un valore costante e pari a 4000 J/kgK.

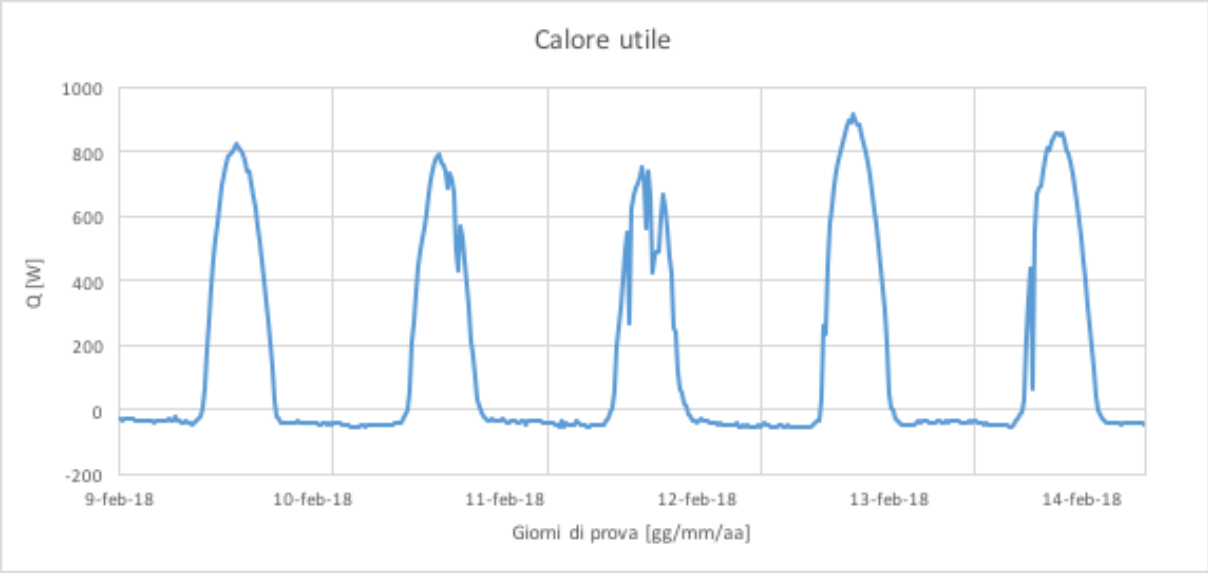


Figura 81: Calore utile

Quindi è stato poi ricavato il valore relativo al calore utile (Figura 81), questo è compreso tra un valore di poco inferiore allo 0 e poco superiore ai 900 W.

Dai grafici riportati in Figura 71 e Figura 81, è possibile notare come la differenza di calore utile tra acqua e PCM, sia pari a circa il 10 %.
Tale differenza percentuale è dovuta principalmente a due fattori:

- La temperatura del fluido, in ingresso e in uscita dal collettore, presenta un ΔT tra acqua e PCM è di circa 10°C;
- Il calore specifico di entrambi i materiali è pressochè simile, ovvero si discosta del 4 %.(c_pPCM=4000 J/kgK, c_p H_2O=4189 J/kgK).

Inoltre si può notare come l'andamento del calore utile e quello della radiazione solare, siano strettamente interconnessi. Entrambi infatti, durante le ore diurne presentano dei valori crescenti, fino a raggiungere un picco massimo che per la radiazione solare globale è pari a 1000 W/m^{2}K nelle giornate soleggiate, mentre per il calore utile è pari a 900 W.
Al contrario, l'andamento risulta stazionario e tendente allo zero, durante le ore notturne, a causa dell'assenza di radiazione solare.

7.2.4. Efficienza dell'impianto

Dai valori ricavati del calore utile, è possibile calcolare l'efficienza stessa dell'impianto, come:

$$\eta = \frac{\int Q_u}{A_c \int G_T \cdot dt} \quad (7.3)$$

dove:

- Q_u è il calore utile ottenuto [W];
- A_c è superficie utile di captazione [m^2];
- G_T è l'irradiazione solare incidente per unità di superficie [W/m^2];
- dt è l'intervallo temporale infinitesimo.

Figura 82:Efficienza del sistema

Dalla Figura 82, è rappresentato il diverso andamento dell'efficienza nel tempo. Considerando una superficie di captazione (A_c) pari a 1,99 m^2, è possibile notare come il valore massimo di efficienza (η=47 %) si abbia il giorni 13-14 febbraio e come questa coincida con i picchi massimi di radiazione solare e di calore utile.

Il valore minimo (η=22 %), invece, è riscontrabile nei giorni 10-11-12 febbraio, parzialmente nuvolosi.

Se si paragonano questi risultati con quelli ottenuti con le prove ad acqua, (Figura 72), è possibile notare come il rendimento dei sistema che sfrutta il composto di PCM, sia maggiore rispetto a quello dell'acqua, pari al 32 %. Quindi è possibile osservare che, nonostante il PCM sia presente in soluzione, in percentuale ridotta, apporta un significativo miglioramento al funzionamento dell'impianto. Infatti il valore di rendimento è pari al 47 %.

Bisogna anche considerare che le prove eseguite sull'impianto, con il composto a PCM, sono state effettuate in giorni per la maggior parte soleggiati, mentre le prove ad acqua sono state svolte in giorni prettamente nuvolosi.
Di conseguenza essendo il rendimento in funzione del calore utile, che a sua volta è direttamente proporzionale alla radiazione solare, il risultato finale risulterà maggiorato.

7.2.4. Temperatura del serbatoio d'accumulo

In ultima istanza, sono state comparate le diverse temperature in entrata al serbatoio (Tin), quindi in uscita dal collettore, le temperature interne al serbatoio (Tstorage) e quelle in uscita (Tout) dallo stesso.

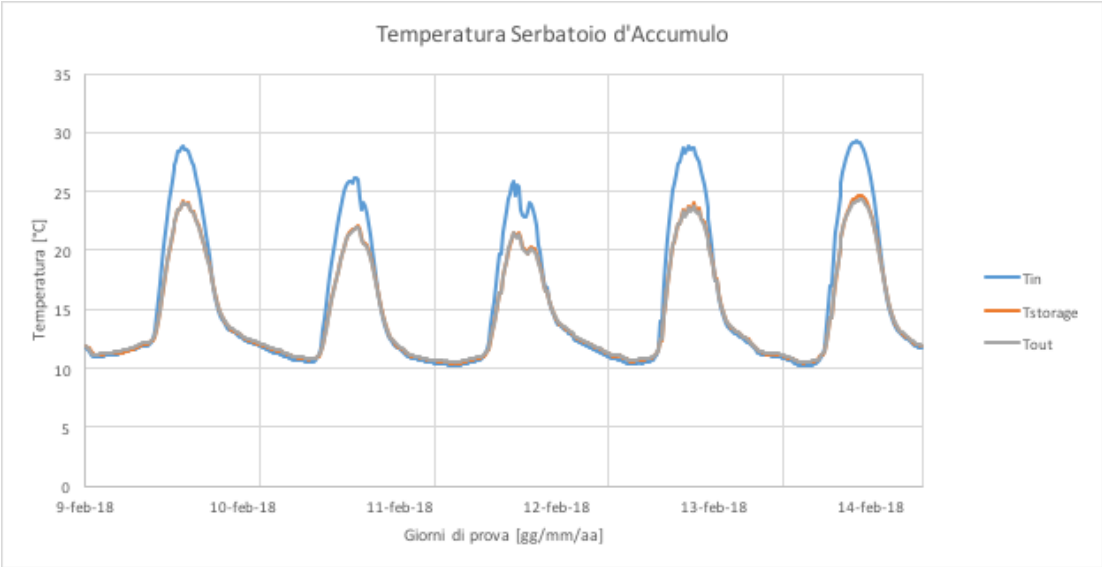


Figura 83: Temperature dello storage

Dalla Figura 83, si nota come le temperature del serbatoio e quelle in uscita siano pressoché coincidenti, ma si discostano di diversi ordini di grandezza dalle temperature in uscita dal collettore, in quanto il fluido circolante in quest'ultimo, presenta, come definito già in precedenza, un riscaldamento ulteriore.

8. Conclusioni

La crescente richiesta di risparmio energetico in edilizia, sta portando la ricerca allo studio di nuove tecnologie, in grado di raggiungere gli obiettivi imposti sia dall'Unione Europea, sia a livello internazionale, per ridurre quasi completamente i consumi entro il 2050.
Dall'analisi sul mercato globale, europeo e italiano, è emerso come effettivamente la maggior parte degli stati del nostro pianeta, chi in percentuale maggiore chi minore, si stia mobilitando per raggiungere gli obiettivi di risparmio energetico imposti dalle maggiori potenze. Per quanto siano presenti dei rallentamenti sulla tabella di marcia, come si è accennato ad esempio a livello italiano, si nota come nel complesso la capacità totale globale o l'installazione di milioni di m^2 di superficie di nuovi impianti, o il risparmio legato all'uso e all'emissione di combustibili fossili, aumentino di anno in anno. Questi dati sono, quindi, da considerarsi più che positivi.

Negli ultimi anni, la sperimentazione legata all'uso dei PCM, integrati internamente agli edifici oppure utilizzati come fluidi termovettori negli impianti solari termici, ha trovato un'ottima soluzione a tale problema.
Questi materiali a cambiamento di fase, sono caratterizzati da delle proprietà termoregolatrici, in grado di ridurre i picchi di richiesta di calore e ottenere, quindi, un buon risparmio energetico.

L'obiettivo di questo elaborato è stato quello di portare avanti lo studio di ricerca precedentemente iniziato da altri studenti, sul progetto SolHe-PCM.
Nello specifico, tale lavoro di tesi ha analizzato e conseguentemente confrontato, il funzionamento e il comportamento di un impianto solare termico, usando acqua e una miscela di PCM, come fluidi termovettori.
Per prima cosa, per quanto riguarda l'utilizzo del composto di PCM, mediante la risoluzione del problema legato alla formazione di creaming, utilizzando un miscelatore meccanico, è stato possibile monitorare l'effettivo funzionamento dell'impianto.
Infatti, azionando il sistema per cinque giorni consecutivi e lasciandolo lavorare 24h al giorno, è stato possibile analizzare come l'impianto sia stato effettivamente in grado di funzionare al meglio, sfruttando le componenti reologiche del fluido utilizzato.

Lo scopo primario di questa tesi era non solo quello di verificare direttamente il funzionamento del sistema mediante l'uso di PCM, ma anche di valutare se in questo modo, l'impianto presentasse un buon rendimento finale.

Dall'analisi di laboratorio è stata riscontrata una la percentuale di PCM nello slurry precedentemente preparato, compresa tra 5,80% e 7,20%. Valore relativamente basso, ciò significa che nel composto erano presenti quantità di acqua e glicole maggiori.
Nonostante la bassa percentuale di materiale a cambiamento di fase, le analisi sperimentali hanno mostrato come l'impianto, lavorando con tale tipo di fluido termovettore, presenti un rendimento maggiore rispetto all'acqua.
Perciò, anche per piccole concentrazione di PCM, è possibile ottenere un buon rendimento.
Un altro scopo di questa tesi sarebbe stato quello di preparare uno slurry con concentrazioni molto maggiori di PCM, per testare nuovamente il funzionamento dell'impianto.
Lo slurry avrebbe dovuto contenere:

- 30% di PCM;
- 50% di acqua;
- 20% di glicole;

anche in questa analisi, si sarebbero comparati i dati sperimentali ottenuti precedentemente a concentrazioni più basse di PCM con quelli a concentrazioni più alte, per conoscere l'efficienza finale della macchina. Purtroppo però, a causa delle condizioni climatiche avverse, non è stato possibile effettuare queste prove.

Si lascia quindi a futuri studenti il compito e la curiosità di testare il sistema con lo composto sopra citato, per valutare analiticamente le eventuali potenzialità di risparmio energetico, che concentrazioni maggiori di PCM possiedono rispetto ad un impianto tradizionale, che utilizza o acqua come fluido termovettore o percentuali di PCM minori.

Bibliografia

[1] S.K. Sansaniwal, V. Sharma, J. Mathur, "Energy and exenergy analyses of various typical solar energy applications: A comprehensive review"

[2] "Energie rinnovabili" [Online]
http://www.ecoage.it/energie-rinnovabili.htm

[3] "Energia eolica" [Online]
http://www.eniscuola.net/argomento/eolica/conoscere-lenergia-eolica/che-cose1/

[4] "Gli impianti eolici" [Online]
http://www.eniscuola.net/argomento/eolica/gli-impianti-eolici/il-generatore-eolico/

[5] "Pro e contro dell'energia eolica" [online]
http://www.scienzaverde.it/energia-eolica-blog/pro-e-contro/

[6] "Energia eolica" [Online]
http://www.startmag.it/energia-eolica/energia-eolica-inizia-la-campagna-yes-to-wind-power/

[7] "Energia idroelettrica" [Online]
http://www.scienzaverde.it/energia-idroelettrica/

[8] "Energia idrolettrica" [Online]
http://www.ecologiae.com/energia-idroelettrica/27110/

[9] "Energia idroelettrica"
http://www.ecologiae.com/energia-idroelettrica/27110/

[10] "Energia geotermica" [Online]
http://www.scienzaverde.it/energia-geotermica/

[11] "Centrali geotermiche" [Online]
http://www.energiarinnovabile.org/centrali-geotermiche-italia/11.htm

[12] "Biomasse: cosa sono e gli impatti sull'ambiente" [Online]
https://www.tuttogreen.it/biomasse-cosa-sono/

[13] "Energia da biomasse" [Online]
http://www.scienzaverde.it/energia-da-biomasse/

[14] "Biomasse" [Online]
http://www.lintraprendente.it/2016/03/91544/

[15] "Solar energy" [Online]
http://www.eniscuola.net/argomento/solare/

[16] "Solare termico mondiale, tra difficoltà e nuovi campi di applicazione" [Online]
http://www.qualenergia.it/articoli/20170724-solare-termico-mondiale-tra-difficolta-e-nuovi-campi-di-applicazione

[17] "Energia solare" [Online]
http://www.scienzaverde.it/energia-solare/

[18] "Heineken spinge il fotovoltaico nello stabilimento di Massafra" [Online]
http://www.ilsole24ore.com/art/impresa-e-territori/2016-12-15/heineken-spinge-fotovoltaico-stabilimento-massafra-113849.shtml?uuid=AD0VZcEC

[19]"*Direttiva 2010/31/UE*", 2010 [Online].
http://efficienzaenergetica.acs.enea.it/doc/direttiva_2010-31-ue.pdf

[20] "*L'Ue può raggiungere gli obiettivi su rinnovabili ed efficienza energetica, ma i progressi stanno rallentando*" [Online]
http://www.greenreport.it/news/energia/lue-puo-raggiungere-gli-obiettivi-rinnovabili-ed-efficienza-energetica-progressi-stanno-rallentando/

[21] "*Climate strategies and targets*" [Online].:
https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies_it

[22] "Pacchetto per il clima e l'energia 2020" [Online]
https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_it

[23] E.Kabir, P.Kumar, S. Kumar, A.A. Adelodun, K.-H. Kim, "Solar energy: Potential and future prospects"

[24] T.S.GeR.Z.WangZ.Y.XuQ.W.PanS.DuX.M.ChenT.MaX.N.WuX.L.SunJ.F.Chen "Solar heating and cooling: Present and future development"

[25] A.G.Olabi "Renewable energy and energy storage system"

[26] G. Prearo, "*Analisi Sperimentali e modelli numerici di materiali a cambiamento di fase fluidizzati: il caso studio di un sistema solare termico con accumulo*"
Politecnico di Torino-2016

[27] "Il solare termico, tipologie impiantistiche" [Online]
http://www.ilsoleovunque.it/soluzioni-e-tecnologie/il-solare-termico.html?showall=&start=2
[28] P. Buccolieri "Analisi strategica del solare termico: Le diverse tipologie di impianto solare termico"
Politecnico di Milano

[29] J. A. Duffie e W. A. Beckman, "Solar thermal system", in *Solar engineering of thermal process*, pp. 507.

[30] "Solar hot water heating" [Online]
http://www.australiansunenergy.com.au/uploads/67672/ufiles/The_History_of_Solar_Energy.pdf

[31] "A History of Solar Water Heating" [Online]
https://www.motherearthnews.com/renewable-energy/history-of-solar-water-heating-zmaz03onzgoe

[32] "Solar Thermal" [Online]
http://californiasolarcenter.org/history-solarthermal/

[33] "Solar Heat Worldwide 2017" [Online]
http://www.iea-shc.org/data/sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2017.pdf

[34] "Solar Heat Worldwide 2015" [Online]
http://www.iea-shc.org/solar-heat-worldwide

[35] "Le rinnovabili in Italia nel 2015: investimenti, previsioni, normativa" [Online]
http://www.infobuildenergia.it/approfondimenti/rinnovabili-italia-2015-eolico-fotovoltaico-energy-strategy-group-268.html

[36] "Il mercato solare termico è in crisi?" [Online]
https://www.sunproenergy.it/il-mercato-del-solare-termico-e-crisi/

[37] "Solare termico" - Sole24ore, [Online]
http://argomenti.ilsole24ore.com/parolechiave/solare-termico.html?refresh_ce=1

[38] "Solate termico in Italia" [Online]
http://www.qualenergia.it/articoli/20170626-operatori-solare-termico-indignati-per-la-SEN

[39] "Svilippo e prospettive future del solare termico" [Online]
http://www.anea.eu/atti_conv180615/Vincenzo%20Sabatelli%20-%20ENEA.pdf

[40] "Sistemi energetici-Solare termico a bassa temperatura", Sapienza Università di Roma [Online]
http://dma.ing.uniroma1.it/users/m_ener_c1/Solare_Termico_BT.pdf

[41] M.Mariotti, "Energia solare termica", Dipartimento di Fisica Tecnica

[42] G. Braccio, F. Di Mario, D. Marano, V.Sabatelli, "Solare termico a media e bassa temperatura"

[43] Y. Tian, C.Y. Zhao, "A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal application"

[44] GSE, "Solare termico"
https://www.gse.it

[45] S. Kalogirou, "The potential of solar industrial process heat" *Applied Energy*

[46] C. Kerkeni, F. BenJemaa, S. Kooli, A. Farhat e M. Maalej, "Performance evaluation of a thermodynamic solar power plant: fifteen years of operation history," *Renewable Energy,*

[47] "Tipologie di collettori" [Online]
http://www.ecostylegroup.it/?page_id=1347

[48] "Solari termici" [Online]
http://www.iuav.it/Ateneo1/docenti/design-e-a/docenti-st/Romagnoni-/materiali-/fisica-tec/Solare_termico1.pdf

[49] J. A. Duffie e W. A. Beckman, "Basic flat-plate energy balance equation," in *Solar engineering and thermal process*, pp. 239-240

[50] G. Fracastoro e M. Perino, "Solar Collectors" -"*Technology for renewable energy sources*", Politecnico di Torino.

[51] J. A. Duffie e W. A. Beckman, "Critical radiation level", in *Solar engineering of thermal process*, pp. 268.

[52] J. A. Duffie e W. A. Beckman, "Collector tests: efficiency, incidence angle modifier, and time constant" in *Solar engineering of thermal process*, pp. 291-301.

[53] J. A. Duffie e W. A. Beckman, "Temperature distribution between tubes and the collector efficiency factor", in *Solar engineering of thermal process*, pp. 256-262.

[54] Harald Mehling, Luisa F. Cabeza, "Heat and Cold storage with PCM"

[55] J. A. Duffie e W. A. Beckman, "Transmittance-absorptance product", in *Solar engineering of thermal process* , pp.215-216

[56] J. A. Duffie e W. A. Beckman, "Collector heat removal factor and flow factor", in *Solar engineering of thermal process*, pp. 264-268

[57] "Studio di un sistema di accumulo termico per lo stoccaggio di energia elettrica mediante calore sensibile", Università degli studi di Padova [Online] http://tesi.cab.unipd.it/54636/1/Pavan_Elia_tesi.pdf

[58] J. A. Duffie e W. A. Beckman, "Energy storage in solar process system", in *Solar engineering of thermal process*, pp. 375-378.

[59] G. Prearo, "*Analisi Sperimentali e modelli numerici di materiali a cambiamento di fase fluidizzati: il caso studio di un sistema solare termico con accumulo*" pp. 7-9 Politecnico di Torino-2016

[60] R.Lazzarin, M.Noro, F. Busato, "Studio di sistemi di accumulo a cambiamento di fase nel solar cooling", pp 25-27.

[61] L.Coppola, S. Lorenzi, "Impiego dei materiali a cambiamento di fase (PCM) negli intonaci"

[62] D. Zhou, C.Y. Zhao, Y. Tian, "Review on thermal energy storage with phase change materials (PCMs) in buildings applications"

[63] J.H. Patel, P.H. Darji, M.N. Qureshi, "Phase change materials with thermal energy storage system and its applications: a systematic review"

[64] H.Akeiber, P.Nejat, M.Zaimi Abd. Majid, M.A. Wahid, F. Jomwgzadeh, I.Z. Famileh, J.K. Calautit, B.R. Hughes, S.A. Zaki, "A review on phase change materials (PCM) for sustainable passive cooling in building envelopes"

[65] E. Rodriguez-Ubinas, L. Ruiz-Valero, S. Vega, and J. Neila, "Applications of Phase Change Material in highly energy-efficient houses,"

[66] S. F. Koekenbier, "PCM energy storage during defective thermal cycling," Delft University of Technology, 2011.

[67] L. F. Cabeza, C. Castellón, M. Nogués, M. Medrano, R. Leppers, and O. Zubillaga, "Use of microencapsulated PCM in concrete walls for energy savings,"

[68] D. A. Neeper, "Thermal dynamics of wallboard with latent heat storage,"

[69] Y. Zhang, G. Zhou, K. Lin, Q. Zhang, and H. Di, "Application of latent heat thermal energy storage in buildings: State-of-the-art and outlook,"

[70] H. Mehling, L. F. Cabeza, S. Hippeli, and S. Hiebler, "PCM-module to improve hot water heat stores with stratification,"

[71] "GLASSX® - glazing with phase-change material," [Online] http://glassx.ch/index.php?id=574

[72] G. S. Kumar, D. Nagarajan, L. A. Chidambaram, V. Kumaresan, Y. Ding, and R. Velraj, "Role of PCM addition on stratification behaviour in a thermal storage tank – An experimental study,"

[73] D. N. Nkwetta, P. E. Vouillamoz, F. Haghighat, M. El-Mankibi, A. Moreau, and A. Daoud, "Impact of phase change materials types and positioning on hot water tank thermal performance: Using measured water demand profile,"

[74] G. S. Kumar, D. Nagarajan, L. A. Chidambaram, V. Kumaresan, Y. Ding, and R. Velraj, "Role of PCM addition on stratification behaviour in a thermal storage tank – An experimental study,"

[75] S. Vakilaltojjar, "Phase change thermal storage system for space heating and cooling [Ph.D.thesis].,"

[76] X. Xu, Y. Zhang, K. Lin, H. Di, and R. Yang, "Modeling and simulation on the thermal performance of shape-stabilized phase change material floor used in passive solar buildings,

[77] V. V. Tyagi and D. Buddhi, "PCM thermal storage in buildings: A state of art,

[78] W. Saman, F. Bruno, and E. Halawa, "Thermal performance of PCM thermal storage unit for a roof integrated solar heating system,"

[78] V. V. Tyagi and D. Buddhi, "PCM thermal storage in buildings: A state of art,"

[79] F. Goia, M. Perino, and V. Serra, "Improving thermal comfort conditions by means of PCM glazing systems,"

[80] S. Scalat, D. Banu, D. Hawes, J. Paris, F. Haghighata, and D. Feldman, "Full scale thermal testing of latent heat storage in wallboard,"

[81] I. Dincer, S. Dost, "A perspective on thermal energy storage system for solar energy applications"

[82] A. Pasupathy and R. Velraj, "Effect of double layer phase change material in building roof for year round thermal management,"

[83] J. Marìn, B. Zalba, L. F. Cabeza, and H. Mehling, "Determination of enthalpy – temperature curves of phase change materials with the temperature-history method : improvement to temperature dependent,"

[84] H. Hong, S. Kuk, and Y. Kim, "Accuracy improvement of T-history method for measuring heat of fusion of various materials "

[85] "Non newtonian fluid" [Online]
https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Non-Newtonian_fluid.svg

[86] "Deviazione statistica standard", [ISO 16269-6:2005(E), Annex C], © ISO 2005 – All rights reserved 17.

[87] "Radiazione solare globale" [Online]
http://www.diee.unica.it/~pisano/13_143_20080930104402.pdf

[88] A. Frazica, A. Millozzi, "*Sistemi di accumulo termico*", [Online]
http://www.pdc.minambiente.it/sites/default/files/progetti/sistemi_di_accumulo_termico.pdf

[89] "Studio di un sistema di accumulo termico per lo stoccaggio di energia elettrica mediante calore sensibile", Università degli studi di Padova [Online]
http://tesi.cab.unipd.it/54636/1/Pavan_Elia_tesi.pdf

[90] "Limiti e vantaggi del vento" [Online]
http://www.eniscuola.net/argomento/eolica/ambiente-e-territorio1/limiti-e-vantaggi-del-vento/

[91] "Energia idrolettrica" [Online]
http://www.ecologiae.com/energia-idroelettrica/27110/

[92] "Energia idroelettrica: vantaggi e svantaggi" [Online]
http://www.siallerinnovabili.it/688/energia-idroelettrica-vantaggi-e-svantaggi/

[93] "L'energia geotermica" [Online]
http://www.oberthal.it/?gclid=Cj0KCQiAiKrUBRD6ARIsADS2OLlTscRqXKR-q-Jt_r0V3LqYaZaeKAkWUo5eXlWsyvUD7jXYrZ-ptsIaAkoiEALw_wcB

[94] "A History of Solar Water Heating" [Online]
https://www.motherearthnews.com/renewable-energy/history-of-solar-water-heating-zmaz03onzgoe

[95] "SHC-International Energy Agency" [Online]
http://www.iea-shc.org/solar-heat-worldwide

[96] G. Buttita, "*Sistemi solari Termici a PCS: strategie di controllo e caratterizzazione dei materiali*"
Politecnico di Torino-2014

[97] "Solare termico, pannelli non vetrati" [Online]
http://www.nextville.it/index/689

Appendice A

```
clear all
clc

data=xlsread('21febbraio2018.xlsx'); %crea una matrice del foglio excel
T1=data(:,1);
n2=datevec(T1);
n3=datetime(n2);
Time=seconds([1])
T2=data(:,2);
T3=data(:,3);
T4=data(:,4);
T5=data(:,5);
T6=data(:,6);
T7=data(:,7);
T8=data(:,8);
T9=data(:,9);
T10=data(:,10);
T11=data(:,11);
T12=data(:,12);
T13=data(:,13);
T14=data(:,14);
T15=data(:,15);
T16=data(:,16);
T17=data(:,17);
T18=data(:,18);
T19=data(:,19);
T20=data(:,20);
T21=data(:,21);
T22=data(:,22);
T23=data(:,23);
T24=data(:,24);
T25=data(:,25);
T26=data(:,26);
T27=data(:,27);
T28=data(:,28);
T29=data(:,29);
T30=data(:,30);
T31=data(:,31);
T32=data(:,32);
T33=data(:,33);
T34=data(:,34);
T35=data(:,35);
%%
TT=timetable(n3,T2,T3,T4,T5,T6,T7,T8,T9,T10,T11,T12,T13,T14,T15,T16,T17,T18
,T19,T20,T21,T22,T23,T24,T25,T25,T26,T27,T28,T29,T30,T31,T32,T33,T34,T35);
%%
TT3=retime(TT,'minutely','mean')
```

Indice delle figure

Figura 1: Esempio di impianto eolico [6] 10
Figura 2: Esempio di centrale idroelettrica [9] 12
Figura 3: Esempio di centrale geotermica [11] 14
Figura 4: Esempio di biomasse [14] 15
Figura 5: Esempio di impianto fotovoltaico-Massafra (Ita) [18] 17
Figura 6: Previsione delle riduzione dell'80% delle emissioni di gas a effetto serra nell'UE [21] 19
Figura 7: Impianti a circolazione naturale [27] 23
Figura 8: Impianti a circolazione forzata [28] 25
Figura 9: Schema di un impianto solare ternico per la produzione di ACS e riscaldamento [47] 26
Figura 10: Day and Night Solar Water Heating [32] 28
Figura 11: Capacità totale installata a livello mondiale nel 2016 [33] 30
Figura 12: Andamento di potenza e efficienza dal 2000 al 2015 [33] 32
Figura 13: Andamento di potenza e efficienza dal 2000 al 2016 [34] 33
Figura 14: Sviluppo delle installazioni dal 2000 al 2015 [33] 35
Figura 15: Sviluppo delle installazioni dal 2010 al 2016 [34] 36
Figura 16:Superficie di collettori solari installata-2016 [34] 38
Figura 17: Impianti che sfruttano l'energia solare per il riscaldamento e il raffrescamento [34] 45
Figura 18: Esempio di collettore termico non vetrato [42] 48
Figura 19: Esempio di collettore piano non vetrato [40] 49
Figura 20: Esempio di collettore sottovuoto [42] 50
Figura 21: Curve di efficienza di collettori solari termici per tipologie e range di temperatura [47] 53
Figura 22: Schematizzazione del funzionamento di un collettore solare [48] 54
Figura 23: Schema semplificativo di un impianto solare termico con sistema di accumulo [26] 59
Figura 24: Distinzione tra i sistemi di accumulo attivi e passivi [26] 63
Figura 25: Comparazione tra accumulo a calore sensibile (a), latente (b) e termochimico (c) [56] 64
Figura 26: Classificazione dei metodi di accumulo termico [56] 68
Figura 27: Principio di funzionamento dei materiali ad accumulo termico [61] 72
Figura 28: Classificazione dei PCM [62] 73
Figura 29: Esempio di micro-incapsulamento con sfere di cera paraffinica contenute in cilindri di materiale polimerico [29] 76
Figura 30: Caratteristiche tipiche dei PCM [64] 78
Figura 31: Tipologie di slurry [64] 81
Figura 32: Metodo di integrazione dei PCM negli edifici [26] 82
Figura 33: Attenuazione e sfasamento picchi termici interni [58] 83
Figura 34: Esempio di PCM integrati nel muro o nel solaio di interpiano [69] 85

Figura 35:Schema riassuntivo dei risultati ottenuti dallo studio di PCM inseriti nel componente murario [70] 85
Figura 36: Uso di PCMOW e PCMIW all'interno di muri e tetti [64] 86
Figura 37: Temperatura superficiale interna del PCMW e HW in (a) giorno soleggiato, (b) giorno piovoso, (c) vetro analizzato [64] 87
Figura 38: Schema di accumulo a PCM [72] 88
Figura 39: Accumulo ad acqua con stratificazione (sinistra) e sistema con PCM (destra) 89
Figura 40: Impianto di condizionamento ad aria con accumulo di PCM [77] 90
Figura 41: Potenziale spostamento del carico di punta e risparmio di energia mediante l'applicazione di PCM [64] 90
Figura 42:Esempio di impianto solare ad aria con accumulo a PCM [76] 91
Figura 43: Schema di un pannello a PCM a soffitto [26] 92
Figura 44: L'impianto 93
Figura 45: Collettore solare con tendina aperta e chiusa 94
Figura 46: Schema semplificativo del collettore [26] 94
Figura 47: Solarimetro 95
Figura 48: Serbatoio di accumulo con focus su termocoppie e motore (destra) 96
Figura 49: Pompa peristaltica per il circuito primario 97
Figura 50: Valvola posta all'ingresso del serbatoio (sinistra) e valvola posta tra pannello e serbatoio (destra) 97
Figura 51: Pompa sul ramo di ricircolo dell'utenza 98
Figura 52: Misuratore della portata massica 98
Figura 53: Valvole motorizzate 99
Figura 54: Sistema di controllo manuale 99
Figura 55: Schermata principale di controllo del software SolHe [26] 100
Figura 56: Schermata "Parameters"[26] 101
Figura 57: Curve reologiche per fluidi di tipo newtoniano e non newtoniano [85]. 104
Figura 58: Strumentazione utilizzata 105
Figura 59: Provini 106
Figura 60: Forno ventilato 106
Figura 61: Composto di PCM essiccato 107
Figura 62: Confidenza del 95% (destra) [86] 109
Figura 63: Formazione del primo strato di creaming 112
Figura 64: Presenza di creaming 113
Figura 65: Misura della portata nel circuito secondario 114
Figura 66:Radiazione solare globale 114
Figura 67: Quantità di radiazione solare a seconda delle differenti condizioni climatiche [87] 115
Figura 68: Radiazione solare diretta e diffusa 116
Figura 69: Temperatura in entrata e uscita dal collettore solare 116
Figura 70: Portata massica della pompa R3 117

Figura 71: Calore utile prodotto dall'impianto utilizzando acqua come fluido termovettore 118
Figura 72: Efficienza del sistema 119
Figura 73: Temperature relative al serbatoio d'accumulo..... 120
Figura 74: Andamento della portata massica..... 122
Figura 75: Radiazione solare globale sul piano inclinato di 45° misurata dal solarimetro 122
Figura 76: Radiazione solare diretta e diffusa 123
Figura 77: Temperatura in entrata e in uscita dal collettore 124
Figura 78: Curva caratteristica della pompa peristaltica R3 [17] 125
Figura 79: Curve T-history per concentrazioni di 5%-10%-15% di PCM 125
Figura 80: Calore specifico per concentrazioni di PCM pari al 5%-10%-15% 126
Figura 81: Calore utile 127
Figura 82:Efficienza del sistema 128
Figura 83: Temperature dello storage 129

Indice delle tabelle

Tabella 1:Potenze installate dal 2014 al 2016 32
Tabella 2: Superficie totale installata 32
Tabella 3: Tecnologie maggiormente installate nel 2014[33] 34
Tabella 4: Tecnologie maggiormente installate nel 2015-2016 [34] 34
Tabella 5: Capacità totale installata in MWth [33] 34
Tabella 6: Capacità totale installata in KWh per 1000 inh [34] 35
Tabella 7:Capacità totale annua installata 2014 [33] 36
Tabella 8: Superficie totale annua installata 2014 [34] 37
Tabella 9:Capacità totale annua installata 2015-2016 [33] 37
Tabella 10: Superficie totale annua installata 2015-2016 [34] 37
Tabella 11:Percentuale di impianti solari termici installati nel 2014 [33] 39
Tabella 12: Percentuale di impianti solari termici installati nel 2015-2016 [34] 39
Tabella 13: Risparmio energetico annuale 2014 [33] 40
Tabella 14:Risparmio energetico annuale 2015 [34] 40
Tabella 15: Analisi economica 2014 [33] 42
Tabella 16: Analisi economica 2015-2016 [34] 44
Tabella 17: Criteri di scelta per la progettazione di un impianto solare termico con sistema di accumulo. 58
Tabella 18: Tabella riassuntiva dei sistemi di accumulo 62
Tabella 19: Materiali utilizzati per sistemi a calore sensibile [43] 69
Tabella 20: Materiali utilizzati per i sistemi a calore sensibile-2 [43] 69
Tabella 21: Materiali utilizzati per sistemi ad accumulo latente [43] 70
Tabella 22: Materiali utilizzati per i sistemi termochimici [43] 71
Tabella 23 Criteri di selezione dei PCM 77
Tabella 24: Proprietà del MPCM37 103
Tabella 25: Prima prova 107
Tabella 26: Seconda prova 108
Tabella 27: Cicli di funzionamento giornaliero del timer 111

Vorrei esprimere la mia più profonda gratitudine al professore e relatore Marco Perino, per avermi dato la possibilità, e la fiducia, di lavorare ad un progetto al di fuori del mio ambito di studi.
Vorrei ringraziare allo stesso modo anche il mio correlatore, l'ingegnere Gianluca Serale, per avermi aiutato e consigliato su come procedere con il lavoro di tesi, nonostante le sei ore di fuso orario di distanza.
Inoltre vorrei ringraziare l'ingegnere Ylenia Cascone per l'aiuto, e la pazienza, fornitomi nell'utilizzo di alcuni programmi di calcolo.

Questo traguardo, però, non sarebbe stato possibile senza l'aiuto della mia famiglia, che da diversi anni a questa parte è stata al mio fianco diventando un punto di riferimento, e di forza, imprescindibile.
Vorrei ringraziare tutta la mia seconda famiglia di amici, quelli vecchi che fanno parte della mia vita da sempre e quelli scoperti qua a Torino, senza i quali, questo percorso non sarebbe stato lo stesso.
Ma soprattutto vorrei ringraziare Aresh, perché da quando è entrato a far parte della mia vita è riuscito a farmi tornare non solo il sorriso, ma anche la forza di credere in me stessa. Se sono riuscita a raggiungere questo obiettivo, è anche in parte merito suo.

Ma il ringraziamento più grande vorrei dedicarlo a me stessa, perché la cocciutaggine che mi contraddistingue e che mi accompagna da anni innumerevoli, mi ha aiutato a superare momenti difficili e a raggiungere gli obiettivi prefissati.