

POLITECNICO DI TORINO

Collegio di Ingegneria Edile
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Edile

Tesi di laurea:

ANALISI DELLE PERFORMANCE ENERGETICHE DI UN SISTEMA SOLARE TERMICO INNOVATIVO



Relatore:

Prof. Marco PERINO

Correlatore:

Prof. Matteo BILARDO

Candidata:

Serena SGHERZA

ABSTRACT

Energy demand and the related problems of pollution are of a great importance nowadays, so developing new technologies in these fields is fundamental. In Europe, it is estimated that about 40% of the Energy is consumed by the building sector; therefore, it is evident that encouraging Energy saving in architecture is important. One of the main contributions to the rational use of Energy is increasing the possibility to store thermal Energy at a low temperature to decrease heat losses. The importance of Energy storage is due to the shift between Energy demand and availability of heat from renewable sources, as the solar power. In order to solve this issue, the aim of this thesis is studying the feasibility of using phase change material slurries (PCMs) as the thermal carrier in a solar collector. This paper is divided into three parts. The first part describes the use of renewable Energy sources and the European and Italian regulatory framework; its second part describes, different types of passive and active thermal solar systems and innovative thermal solar systems; in the third part, numerical analyses are carried out on the SolHe-PCM solar thermal system through a Matlab-Simulink model of the full-scale prototype. These last analyses are carried out by considering the solar thermal system fed both by water and by slurry mPCM; finally, the results of the analyses are compared and from this comparison the fact that PCMs collector provides a bigger amount of Energy than a traditional panel emerges.

INDICE

1. INTRODUZIONE.....	6
2. RISPARMIO ENERGETICO ED EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI EDIFICI.....	8
2.1 Risparmio energetico	8
2.2 Efficienza energetica negli edifici.....	10
3. USO DELLE RES (Renewable Energy Sources).....	15
3.1 Perché ricorrere alle energie rinnovabili	15
3.1.1 L'energia idraulica	16
3.1.2 L'energia geotermica.....	16
3.1.3 L'energia eolica.....	19
3.1.4 L'energia da biomasse	19
3.2 L'energia solare	21
3.2.1 Le componenti della radiazione solare	22
3.3 Quadro normativo.....	23
3.4 Direttiva Europea 2009/28/CE	24
3.5 Piano Nazionale di azione	26
3.5.1 Strategia	27
3.5.2 Obiettivi per le energie rinnovabili	29
3.5.3 Misure di sostegno per il conseguimento degli obiettivi.....	32
4. IL SOLARE TERMICO.....	34
5. IL SOLARE TERMICO PASSIVO	38
5.1 Pareti a PCM.....	38
5.1.1 Utilizzo del PCM in pareti opache	38
5.1.2 Utilizzo del PCM in pareti vetrate	41
5.2 Tecnologie di involucro che utilizzano l'acqua	43

5.2.1	Partizione orizzontale - Roof Pond.....	44
5.2.2	Partizione verticale – Water Drum Wall	47
6.	IL SOLARE TERMICO ATTIVO.....	51
6.1	Impianto solare termico ad acqua	51
6.1.1	Impianti solari: configurazione e funzionamento	52
6.1.2	Impianti solari: limiti e vantaggi	57
6.2	Sistemi a pompe di calore geotermiche e solare fotovoltaico	59
6.2.1	Pompe di calore geotermiche	61
6.2.2	Solare fotovoltaico	65
7.	SISTEMI INNOVATIVI.....	70
7.1	Impianti solari ibridi: PVT	70
7.1.1	Principi di funzionamento dei moduli ibridi.....	70
7.1.2	Tipologie di impianti solari ibridi.....	72
7.2	Impianti solari termici a PCM.....	73
8.	IL CASO STUDIO: SolHe-PCM	77
8.1	Calore specifico vs. calore latente	77
8.2	Materiali a cambiamento di fase: PCM.....	80
8.2.1	Caratteristiche dei materiali a cambiamento di fase.....	84
8.2.2	Impatto ambientale dei materiali a cambiamento di fase	86
8.2.3	Principali inconvenienti dei materiali a cambiamento di fase.....	86
8.3	Il prototipo	88
8.3.1	Configurazione del prototipo	94
8.4	Il fluido utilizzato per l’analisi	96
8.4.1	Requisiti del cambiamento di fase della miscela	97
8.4.2	Requisiti reologici del fluido.....	98

8.4.3	Proprietà dello slurry mPCM a base di paraffina n-eicosanica	99
8.4.4	Caratterizzazione dello slurry mPCM scelto	101
9.	ANALISI NUMERICHE SUL COLLETTORE SOLARE TERMICO	104
9.1	Analisi numerica: collettore solare ad acqua	108
9.1.1	Definizione delle condizioni al contorno	108
9.1.2	Definizione dati di input del collettore solare termico	109
9.1.3	Definizione dati di input del fluido termovettore	111
9.1.4	Risultati ottenuti dalla simulazione numerica	112
9.2	Analisi numerica: collettore solare a slurry mPCM	117
9.2.1	Risultati ottenuti dalla simulazione numerica	118
9.3	Analisi dei risultati	121
9.4	Confronto tra collettore solare ad acqua e collettore solare a slurry mPCM	123
10.	CONCLUSIONI	133

1. INTRODUZIONE

Il continuo aumento delle concentrazioni di anidride carbonica e di altri gas derivanti dall'attività antropica hanno portato ad un progressivo incremento della temperatura atmosferica, con effetti devastanti sul clima terrestre. D'altro canto, i combustibili fossili stanno subendo una lenta ma inesorabile diminuzione, che, in periodi alquanto brevi, li avvicinerà all'estinzione, costringendo la nostra società ad un completo ripensamento delle politiche energetiche. Politiche energetiche che vedono il settore dell'edilizia come uno dei propri attori principali: in Europa l'incidenza delle attività energivore ordinarie del costruito si attesta attorno al 40% del fabbisogno energetico complessivo. Vi è perciò una chiara necessità di razionalizzare l'uso dell'energia nella società moderna, attraverso un utilizzo più razionale delle risorse e ad una diminuzione degli sprechi.

Entrando più nello specifico, l'Unione Europea, già nella seconda metà del secolo scorso, ha cercato di far fronte a queste esigenze adottando diverse metodologie per ridurre il consumo energetico nel settore edilizio. Conformandosi alle misure adottate dal Protocollo di Kyoto e alla convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC), 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.

Uno dei settori su cui gli esperti di tutto il mondo stanno ragionando per migliorare l'efficienza energetica è quello riguardante la possibilità di creare impianti in grado di accumulare energia termica. Dagli anni '80, infatti, tali impianti hanno suscitato notevole interesse in quanto sono in grado di scindere la disponibilità legata alla risorsa rinnovabile, variabile ed imprevedibile, e la continua richiesta dell'utenza.

A fronte di tutte queste considerazioni, la presente tesi verte proprio sullo studio di un sistema termico innovativo che utilizza come fluido termovettore un materiale a cambiamento di fase fluidizzato (mPCM).

L'obiettivo finale è quello di valutare le performance energetiche di questo sistema comparandole con un sistema tradizionale.

Nello specifico questo elaborato è diviso principalmente in tre parti. Nella prima parte viene descritto l'uso dell'energia da fonti rinnovabili ed il relativo quadro normativo europeo ed italiano; nella seconda parte vengono descritti diversi tipi di sistemi solari termici, analizzando sistemi passivi e attivi, in quanto risultano abbastanza promettenti per diminuire l'impatto ambientale, e sistemi solari termici innovativi. Nella terza parte vengono condotte analisi sul sistema solare termico innovativo. Quest'ultimo rientra in una ricerca già avviata dal Dipartimento Energia la quale ha visto la progettazione e la realizzazione di un prototipo del sistema solare termico in esame. Tale prototipo, nel corso degli anni è stato affinato e modificato e nel corso della tesi si è seguito lo sviluppo del prototipo e se ne sono analizzate le prestazioni attraverso un modello numerico. Si è deciso di soffermarsi principalmente sul funzionamento del collettore solare andando a confrontare i risultati ottenuti dalle analisi svolte con acqua e materiale a cambiamento di fase.

2. RISPARMIO ENERGETICO ED EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI EDIFICI

2.1 Risparmio energetico

Negli ultimi decenni l'energia consumata in ambito residenziale nei paesi sviluppati ha subito un incremento mai registrato prima. Il miglioramento degli standard di vita ha portato l'uomo a ricercare un livello di confort sempre crescente con un imprescindibile aumento nell'utilizzo di sistemi attivi in grado di soddisfare le sue necessità. L'importanza di rendere gli edifici meno energivori risiede soprattutto nell'elevato impatto che questi hanno sul consumo globale di energia, che costituisce in Europa poco meno del 40% del totale e con emissioni di CO₂ che si aggirano intorno al 36%.

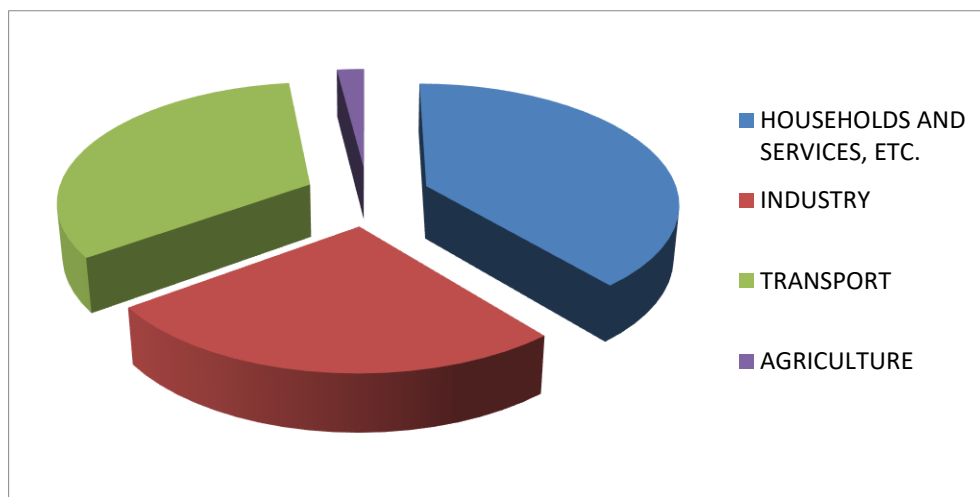


Figura 2.1 – Consumo finale di energia in Europa nel 2014

Questa tendenza ha promosso nuove e più restrittive politiche energetiche in tutto il mondo. Tra le più importanti linee guida in materia di energia, il

programma Horizon 2020 propone tre fondamentali obiettivi: ridurre le emissioni di gas climalteranti del 20% (rispetto a quelle del 1990), migliorare del 20% l'efficienza energetica entro il 2020 e portare al 20% la quota prodotta da fonti rinnovabili del fabbisogno energetico.

La Direttiva Europea 2010/31/EU, maggiormente incentrata sul consumo e l'efficienza energetica degli edifici, impone edifici pubblici di nuova costruzione ad energia quasi zero (Nearly Zero Energy Buildings) entro il 31/12/2018 post-ponendo tale limite al 31/12/2020 per tutti i nuovi edifici.

A livello internazionale l'International Energy Agency (IEA), nell'Energy Technology Perspectives 2016, si concentra sulla necessità di sfruttare tecnologie sempre più efficienti, dall'involucro edilizio agli impianti, e di sviluppare nuove strategie per affrontare l'elevato consumo di energia del settore.

Per ovviare a tale problema e a tutte le conseguenze ambientali connesse, si è fatto ricorso da un lato all'adozione di politiche e tecnologie che consentissero il risparmio energetico e dall'altro lato ad un incremento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. In particolare, la produzione di energia da risorse rinnovabili è stata in continuo aumento negli ultimi anni. Tuttavia, la peculiarità di queste fonti (forte variabilità ed elevata fluttuazione giornaliera e stagionale) ha portato ad una serie di potenziali inefficienze e perdite di rete, anche dovute ad una disponibilità energetica ad un carico d'utenza non in fase.

In quest'ottica, l'uso appropriato di sistemi di accumulo diventa fondamentale. Soffermendo l'attenzione sui sistemi di accumulo termico (TES – Thermal Energy Storage) è ben noto come la loro principale funzione sia il disaccoppiamento tra risorsa e domanda energetica: l'energia prodotta in eccesso viene stoccata per seguire il carico termico nei periodi di maggiore richiesta ed allo stesso tempo il calore accumulato viene reso disponibile quando le condizioni ambientali impediscono un diretto soddisfacimento del carico. In questo modo la risorsa viene sfruttata meglio e la dipendenza della rete diminuisce, con un conseguente vantaggio economico ed un minor impatto ambientale.

2.2 Efficienza energetica negli edifici

L'incremento dell'efficienza energetica degli edifici e dei sistemi impiantistici è un passaggio fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi europei stabiliti in ambito energetico-ambientale. Il termine "efficienza" deriva dal latino "efficere" che vuol dire "portare a compimento". Perciò con il termine efficienza energetica si intende il portare a compimento, attraverso il minor consumo di energia possibile, un'azione considerata utile e necessaria allo scopo prestabilito. In tal senso questo concetto si differenzia notevolmente dalla più semplice definizione di "risparmio energetico", tramite il quale si vuole unicamente indicare un minor consumo. Quindi si può affermare che un sistema può essere definito energeticamente più efficiente di un altro solo se, a parità di prestazioni richieste, riesce ad ottenere lo stesso risultato con l'utilizzo di minor energia.

L'efficienza energetica indica, quindi, la capacità di riuscire a "fare di più utilizzando meno risorse". Ciò è possibile attraverso l'utilizzo delle migliori tecniche e tecnologie disponibili sul mercato e mediante l'adozione di un comportamento responsabile verso gli usi energetici. Essere efficienti energeticamente vuol dire sfruttare l'energia in modo razionale, eliminando sprechi e perdite dovuti al funzionamento e alla gestione non ottimale di sistemi semplici e/o complessi. Aumentare l'efficienza dei propri sistemi energetici permette di risparmiare energia, abbattere i costi fissi e variabili e ottenere benefici ambientali.

Allo stato attuale, per raggiungere condizioni ambientali ottimali e contemporaneamente garantire ridotti consumi energetici, occorre intervenire sia sul sistema edificio sia sul sistema impianto. Solo la corretta integrazione tra impianti tecnologici e sistema strutturale architettonico, ovvero la così detta progettazione integrata del sistema edificio-impianto, consente infatti di rispettare i requisiti sempre più severi in materia di benessere per gli occupanti. La progettazione di edifici energeticamente efficienti non equivale ad un'applicazione acritica delle tecniche e delle tecnologie più presenti e disponibili, ma richiede lo studio delle mutue interazione tra queste. Sulla base di quanto esposto, ne risulta che durante lo

sviluppo del progetto di un nuovo edificio così come nel recupero energetico di uno esistente, occorre seguire un approccio integrato che si propone di:

- Ridurre il fabbisogno di energia termica per il riscaldamento, il raffrescamento e l'illuminazione agendo sul sistema edificio;
- Ridurre i consumi di energia primaria adottando soluzioni impiantistiche altamente efficienti;
- Massimizzare lo sfruttamento di fonti energetiche rinnovabili per coprire i fabbisogni di energia termica ed elettrica;
- Ottimizzare le prestazioni dell'edificio con l'impiego di sistemi automatici di controllo e regolazione;
- Prevedere un programma di corretta manutenzione e gestione dell'edificio.

La quantificazione della prestazione energetica di un edificio viene espressa attraverso la definizione di uno o più indicatori energetici. Il più diffuso è il fabbisogno di energia primaria per unità di superficie utile in un anno [kWh/m²anno]. È chiaro che un'altezza del soffitto superiore alla norma, fissata a 2.7m per gli edifici residenziali, aumenta la volumetria dell'ambiente e di conseguenza l'energia richiesta. Per questo motivo nel caso degli edifici ad uso non residenziale si ricorre al fabbisogno di energia primaria per unità di volume in un anno [kWh/m³].

Nelle Linee Guida nazionali, la prestazione energetica complessiva dell'edificio è espressa mediante l'indice di prestazione energetica globale EP_{gl} :

$$EP_{gl} = EP_i + EP_{ACS} + EP_e + EP_{ill}$$

EP_i indica la prestazione energetica per la climatizzazione invernale

EP_{ACS} indica la prestazione energetica per la produzione di ACS

EP_e indica la prestazione energetica per la climatizzazione estiva

EP_{ill} indica la prestazione energetica per l'illuminazione artificiale

L'indice di prestazione energetica globale tiene quindi conto del fabbisogno di energia primaria per la climatizzazione invernale ed estiva, per la produzione di acqua calda sanitaria e per l'illuminazione, oltre che dell'energia erogata e

dell'energia ausiliaria dei sistemi impiantistici. Per energia primaria si intende il contenuto di energia del combustibile impiegato per produrre una certa quantità di un'altra forma di energia. Attualmente la certificazione si applica solamente al riscaldamento invernale e alla produzione di ACS. Per quanto riguarda il raffrescamento estivo, nel 2009 è stato introdotto un indice di prestazione termica dell'involucro $EP_{e,inv}$, pari al rapporto tra il fabbisogno annuo di energia termica per il raffrescamento dell'edificio (calcolato tenendo conto della temperatura di progetto estiva secondo la norma UNI/TS 11300-2) e la superficie utile o il volume a seconda della destinazione d'uso. Tale indice non è sommabile agli altri in quanto è energia termica normalizzata e non energia primaria normalizzata. Si tratta quindi di un indicatore di prestazione a sé stante, che cerca di quantificare la qualità dell'involucro edilizio rispetto alla richiesta di energia termica sensibile per la climatizzazione estiva. I valori limite previsti sono riportati nella tabella seguente.

Tabella 2.1 – Valori limite di $EP_{e,inv}$ secondo quanto stabilito dal D.P.R. 2 aprile 2009

	Zona climatica	Valore limite di $EP_{e,inv}$
Edifici residenziali, esclusi collegi, conventi, case di pena e caserme	A,B	40 kWh/m ² anno
	C,D,E,F	30 kWh/m ² anno
Altri edifici	A,B	14 kWh/m ² anno
	C,D,E,F	10 kWh/m ² anno

I valori vigenti a norma di legge per l'indicatore energetico sono un elemento di discontinuità tra Stato e Regioni, in quanto queste ultime possono modificare i valori limite prescritti. Le Linee Guida nazionali prevedono per gli edifici la

suddivisione in n classi energetiche di riferimento. Come indicato nell'Allegato 1 del Decreto Interministeriale del 26 giugno 2005, paragrafo 5.1, "...la classe energetica dell'edificio è determinata sulla base dell'indice di prestazione energetica globale dell'edificio $EP_{gl,nren}$, per mezzo del confronto con una scala di classi prefissate, ognuna delle quali rappresenta un livello di prestazione energetica definiti. La classe energetica è contrassegnata da un indicatore alfabetico in cui la lettera G rappresenta la classe caratterizzata dall'indice di prestazione più elevato (maggiori consumi energetici), mentre la lettera A rappresenta la classe con il miglior indice di prestazione (minori consumi energetici). Un indicatore numerico, affiancato alla lettera A, identificherà i livelli di prestazione energetica in ordine crescente a partire da 1 (rappresentante del più basso livello di prestazione energetica della classe A). un apposito spazio, se barrato, indicherà che si tratta di un *Edificio a energia quasi zero* come definito dall'Allegato 1, paragrafo 3.4 del decreto requisiti minimi. La scala delle classi è definita a partire dal valore dell'indice di prestazione energetica globale non rinnovabile dell'edificio di riferimento ($EP_{gl,nren,rif,standard (2019/21)}$), calcolato secondo quanto previsto dall'Allegato 1, capitolo 3 del decreto requisiti minimi, ipotizzando che in esso siano installati elementi edilizi e impianti standard dell'edificio di riferimento, dotati dei requisiti minimi di legge in vigore dal 1° gennaio 2019 per gli edifici pubblici, e dal 1° gennaio 2021 per tutti gli altri. Tale valore è posto quale limite di separazione tra le classi A1 e B. Gli intervalli di prestazione che identificano le altre classi sono ricavati attraverso coefficienti moltiplicativi di riduzione/maggiorazione del suddetto valore $EP_{gl,nren,rif,standard (2019/21)}$, come evidenziato in Tabella 2..."

Tabella 2 - Scala di classificazione degli edifici sulla base dell'indice di prestazione energetica globale non rinnovabile $EP_{gl,nren}$

	Classe A4	$\leq 0,40 EP_{gl,nren,rif,standard} (2019/21)$
$0,40 EP_{gl,nren,rif,standard} (2019/21) <$	Classe A3	$\leq 0,60 EP_{gl,nren,rif,standard} (2019/21)$
$0,60 EP_{gl,nren,rif,standard} (2019/21) <$	Classe A2	$\leq 0,80 EP_{gl,nren,rif,standard} (2019/21)$
$0,80 EP_{gl,nren,rif,standard} (2019/21) <$	Classe A1	$\leq 1,00 EP_{gl,nren,rif,standard} (2019/21)$
$1,00 EP_{gl,nren,rif,standard} (2019/21) <$	Classe B	$\leq 1,20 EP_{gl,nren,rif,standard} (2019/21)$
$1,20 EP_{gl,nren,rif,standard} (2019/21) <$	Classe C	$\leq 1,50 EP_{gl,nren,rif,standard} (2019/21)$
$1,50 EP_{gl,nren,rif,standard} (2019/21) <$	Classe D	$\leq 2,00 EP_{gl,nren,rif,standard} (2019/21)$
$2,00 EP_{gl,nren,rif,standard} (2019/21) <$	Classe E	$\leq 2,60 EP_{gl,nren,rif,standard} (2019/21)$
$2,60 EP_{gl,nren,rif,standard} (2019/21) <$	Classe F	$\leq 3,50 EP_{gl,nren,rif,standard} (2019/21)$
	Classe G	$> 3,50 EP_{gl,nren,rif,standard} (2019/21)$

Figura 2.2 – Tabella classe energetica degli edifici (rif. Decreto Interministeriale 26 giugno 2005, Allegato 1)

3. USO DELLE RES (Renewable Energy Sources)

3.1 Perché ricorrere alle energie rinnovabili

Le attività umane hanno influenzato l'equilibrio ambientale del pianeta in maniera esponenziale a partire dall'età industriale fino ad assumere proporzioni tali da rendere indispensabili interventi per invertire la tendenza. Il consumo scriteriato di combustibili fossili, in particolare, ha contribuito ad esaurire le riserve costituite in milioni di anni e sta provocando la modifica dell'effetto serra, compromettendo l'equilibrio dell'intero pianeta e conseguente rischio per la salute della popolazione. Ogni ideologia ambientalista, sia essa radicale o meno, deve essere indirizzata, quindi, ad individuare soluzioni in grado di assicurare lo sviluppo sostenibile del genere umano. Pur essendo necessario ed indispensabile mantenere elevati standard di benessere e di evoluzione tecnologica e culturale è, comunque, doveroso non impoverire le risorse del pianeta e la nostra stessa sopravvivenza.

La risoluzione delle difficoltà per raggiungere un equilibrio tra consumi e mantenimento dell'integrità del pianeta dipende oltre che dalla ricerca scientifica dalle strategie della politica; infatti le scelte sostenibili sono generalmente più costose di quelle attualmente in uso, basti pensare, nel settore automobilistico, alla difficoltà di trovare un carburante alternativo al petrolio ed alla lentezza con cui procedono gli studi sull'uso dell'idrogeno, o quello delle costruzioni che è responsabile della maggior parte di emissioni di anidride carbonica nell'atmosfera. È necessario, quindi, recuperare il tempo perduto, rimediare agli errori commessi senza tergiversare in problematiche sterili che potrebbero danneggiare in maniera irreversibile il futuro della Terra.

Ragionando in questo senso si sta sviluppando sempre più l'utilizzo di energie rinnovabili in sostituzione ai combustibili fossili. Con il termine energie rinnovabili si

intendono quelle forme di energia generate da fonti di energia che per loro caratteristica intrinseca si rigenerano almeno alla stessa velocità con cui vengono consumate. Non sono "esauribili" nella scala dei tempi "umani" e il loro utilizzo non pregiudica le risorse naturali per le generazioni future. Sono dunque forme di energia alternative alle tradizionali fonti fossili e molte di esse hanno la peculiarità di essere anche energie pulite ovvero di non immettere in atmosfera sostanze nocive e/o climalteranti quali ad esempio la CO₂. Sono comunemente considerate tali:

- Energia solare;
- Energia idraulica;
- Energia eolica;
- Energia da biomasse;
- Energia geotermica.

3.1.1 L'energia idraulica

L'energia idraulica, è una rinnovabile tra le più diffuse da oltre due secoli nella parte industrializzata del mondo, da essa si ricava l'energia idroelettrica; le centrali idroelettriche generano le più alte potenze tra quelle in uso tradizionalmente. Sono centinaia di anni che gli uomini utilizzano la forza portata dall'acqua di torrenti e fiumi per mettere in moto i meccanismi dei mulini e delle macchine. Negli impianti idroelettrici l'energia viene prodotta sfruttando un salto di quota della corrente liquida trasformando la sua energia da potenziale a cinetica.

3.1.2 L'energia geotermica

La storia della geotermia è cominciata in Toscana nel 1800, nella zona di Larderello veniva estratto il boro dalle acque geotermiche per l'industria farmaceutica dell'epoca, l'acqua che sgorgava liberamente dal sottosuolo veniva convogliata nelle vasche. Francesco de Larderel, proprietario dell'omonima ditta, ebbe l'idea di sfruttare il calore geotermico opportunamente incanalato per

sostituire il calore sprigionato dalla combustione di legname. In seguito, vennero realizzate le prime pompe a vapore e dal 1900 l'energia geotermica venne utilizzata per l'azionamento di macchinari e successivamente per la produzione di energia elettrica.

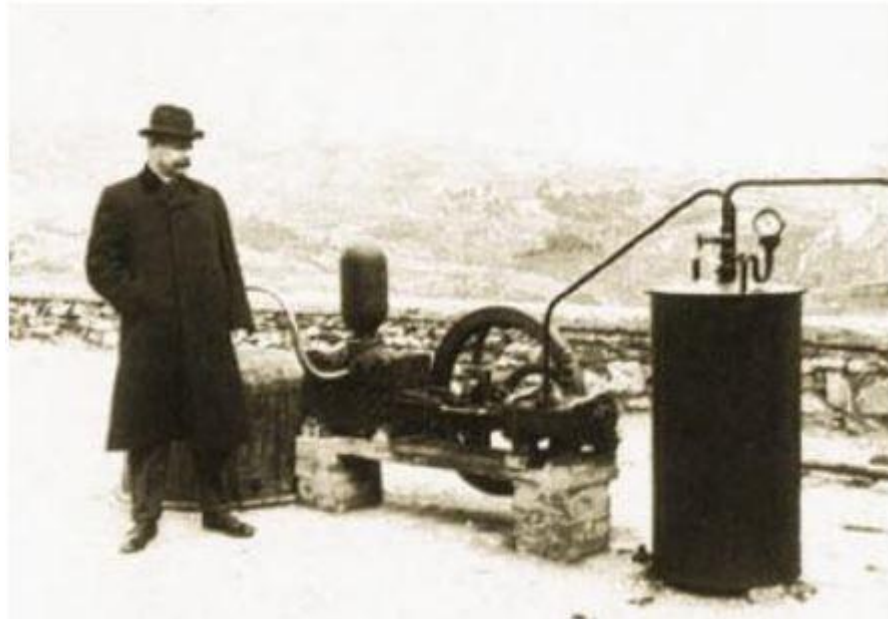


Figura 3.1 – Prima macchina geotermica di De Larderel (1904)

L'energia geotermica è generata dallo sfruttamento del calore della terra. Esistono due tipi di geotermia: uno sfrutta il calore ad alta temperatura, dovuto ad anomalie geologiche o vulcaniche ed è utilizzato per la produzione di energia elettrica in grandi centrali; il secondo, definito a bassa entalpia, attinge al sottosuolo come ad un serbatoio termico da cui prelevare calore per il riscaldamento degli edifici in inverno e a cui cederlo per il raffrescamento degli stessi durante il periodo estivo.

Diversamente dagli impianti geotermici ad alta temperatura, quelli geotermici a bassa temperatura possono essere installati potenzialmente ovunque con grandi vantaggi per i consumi energetici degli edifici e per l'ambiente: sono

infatti in grado di sostituire completamente il tradizionale impianto di riscaldamento e di produzione di acqua calda sanitaria ed anche quello di condizionamento estivo.



Figura 3.2 – Schema di un impianto geotermico a bassa entalpia

L'impianto geotermico di un edificio è costituito da: un sistema di captazione del calore attraverso tubazioni chiamate sonde geotermiche (possono essere di tipo verticale o orizzontale), una pompa di calore elettrica, un sistema di distribuzione del calore. Le sonde sono l'elemento dell'impianto che permette lo scambio di calore con il terreno; quelle verticali richiedono perforazione del diametro di pochi centimetri e profonde da 50 a 150 metri; quelle orizzontali invece, possono essere collocate a profondità di 1 o 2 metri al massimo, ma necessitano di superficie più estese. L'efficienza delle sonde deriva dalle caratteristiche geologiche del terreno. Sia per gli impianti verticali che per quelli orizzontali il funzionamento è lo stesso: un fluido additivato di antigelo in percentuale variabile a seconda della zona climatica viene fatto circolare nelle sonde; durante il periodo invernale questo

liquido assorbe calore dal terreno, in estate invece, il fluido cede il calore proveniente dagli ambienti dell'abitazione al terreno che in questo caso oltre una certa profondità conserva una temperatura costante minore rispetto all'aria. La pompa di calore utilizza energia elettrica per portare il calore assorbito dal terreno a una temperatura più elevata e per trasferirlo attraverso il sistema di distribuzione all'interno degli ambienti.

3.1.3 L'energia eolica

Dal vento viene ricavata energia da ormai diversi secoli, inizialmente per spingere le imbarcazioni a vela e successivamente sfruttata con i mulini a vento. Gli impieghi del presente avvengono invece attraverso l'utilizzo degli aerogeneratori, ovvero dei componenti tecnici che permettono di convertire l'energia cinetica del vento in energia elettrica. Queste macchine sono composte da un rotore ad elica montato su una struttura a torre, il vento imprime la sua forza sul rotore che girando attorno al proprio asse trasmette l'energia da trasformare in elettricità. Il problema tecnico dell'energia eolica è che non fornisce una quantità di energia standard, ma è una fonte intermittente; inoltre la progettazione di parchi eolici trova più difficoltà a svilupparsi nelle regioni a bassa densità abitativa in quanto l'impatto visivo degli impianti sui paesaggi naturali non può essere accettato.

3.1.4 L'energia da biomasse

La categoria delle biomasse comprende materiali estremamente vari tra loro che hanno in comune il fatto di avere una matrice organica, tra essi troviamo: residui delle coltivazioni, residui di piante, scarti di attività industriali di natura organica quali il legno, scarti di aziende zootecniche e rifiuti urbani (frazione umida). Essenzialmente questi materiali vengono adoperati per ottenere energia attraverso due diversi procedimenti: conversione biochimica e conversione termochimica. Da entrambi i processi si ottengono delle sostanze combustibili chiamate biocombustibili, questi possono alimentare i comuni motori a scoppio o altri

progettati appositamente. Non vi è immissione di anidride carbonica nell'atmosfera utilizzando biocombustibili poiché la quantità di anidride carbonica rilasciata durante la decomposizione è equivalente a quella assorbita durante la crescita della biomassa. Essa è dunque una energia completamente pulita.

I processi termochimici sono basati sull'azione del calore che permette le reazioni chimiche necessarie per trasformare la materia in energia, per essi sono utilizzabili quei materiali il cui contenuto di umidità non superi il 30%, alcuni esempi di biomasse adatte a subire questo tipo di conversione sono: la legna e tutti i suoi derivati.

Le tecnologie più valide per l'utilizzazione energetica delle biomasse sono le seguenti:

- combustione diretta con conseguente produzione di calore da utilizzare per il riscaldamento o per la generazione di vapore;
- trasformazione in combustibili liquidi di particolari categorie di biomasse coltivate, per la produzione di carburanti quali il biodiesel e l'etanolo;
- produzione di biogas mediante fermentazione anaerobica dei rifiuti organici, in questo caso l'aspetto energetico riveste un ruolo complementare rispetto a quello più propriamente ambientale;
- produzione di gas combustibile a partire da legno, residui agricoli o rifiuti solidi urbani da utilizzare per la conversione energetica.

Impianti di riscaldamento a biogas sono particolarmente in uso nell'Europa settentrionale dove vengono installati nel patrimonio edilizio esistente pubblico e privato in sostituzione dei vecchi impianti inefficienti. Una biomassa molto diffusa per usi domestici è il pellet, essa si distingue per la bassa umidità e per la sua elevata densità, è ricavata da residui legnosi non trattati pressati in apposite macchine a forma di cilindretti. Vengono impiegati per impianti di riscaldamento di dimensioni ridotte.



Figura 3.3 – Produzione di pellet



Figura 3.4 – Pellet

3.2 L'energia solare

Il sole è la fonte energetica più importante per la terra. La vita, in tutte le sue forme, dipende dall'energia del sole, che rappresenta il punto di partenza per le catene chimiche e biologiche sul nostro pianeta e allo stesso tempo costituisce la forma energetica più pulita dal punto di vista ambientale.

Il sole è una stella che irradia i pianeti del nostro sistema con una potenza dipendente dalla distanza. La terra si trova in posizione tale da ricevere un irraggiamento ottimale per le funzioni vitali degli organismi presenti sul nostro pianeta; tale distanza viene valutata, mediamente, pari a $1,495 \cdot 10^{11}$ m, variando nel corso dell'anno dell'1,7% a causa dell'eccentricità dell'orbita terrestre.

Al centro del sole ha luogo un processo di fusione in cui due nuclei di idrogeno si fondono in un nucleo di elio. L'energia così rilasciata viene irradiata nello spazio sotto forma di onde elettromagnetiche. Poiché la terra si trova a 143 milioni di chilometri dal sole, riceve solo una piccola frazione di tale energia. Il sole offre più energia in un quarto d'ora di quanta l'uomo ne usi in un anno. Gli astrofisici ritengono che l'età del sole sia di circa 5 miliardi di anni. Di conseguenza, con riferimento ad

una scala temporale a misura d'uomo, il sole garantisce una vita illimitata. La quantità di energia solare incidente sulla fascia esterna dell'atmosfera terrestre nell'unità di tempo può considerarsi, in prima approssimazione, costante. Tale potenza di irraggiamento o intensità di radiazione riferita ad una superficie di area unitaria (perpendicolare alla radiazione stessa) viene detta costante solare o meglio si definisce costante solare (I_{cs}) l'energia media irraggiata dal sole nell'unità di tempo su una superficie unitaria posta all'esterno dell'atmosfera terrestre ed orientata perpendicolarmente ai raggi solari. Tale valore è stato misurato pari a $1367 \text{ W/m}^2 \pm 3,3\%$. Il valore massimo invece supera raramente i 1100 W/m^2 , a causa dell'effetto filtro dovuto ai componenti atmosferici (gas, vapore, pulviscolo), che assorbono e diffondono parte dell'energia.

3.2.1 Le componenti della radiazione solare

La radiazione solare incidente sulla superficie terrestre può essere scomposta in tre componenti: radiazione diretta E_{dir} , radiazione riflessa E_{fir} e radiazione diffusa E_{dif} .

La prima è composta dalla radiazione che, superato il filtro atmosferico, riesce a giungere direttamente al suolo senza variazioni di direzione. Tra le componenti della radiazione solare non provenienti direttamente dal sole, occorre considerare anche la quota riflessa nell'ambiente circostante dalle diverse superfici, a partire dalla superficie terrestre.

La radiazione diffusa è dovuta alla presenza di molecole d'aria e particelle di polvere. La somma della radiazione diretta (E_{dir}), di quella riflessa (E_{rif}) e di quella diffusa (E_{dif}) è considerata come radiazione solare globale E_G :

$$E_G = E_{dir} + E_{rif} + E_{dif}$$

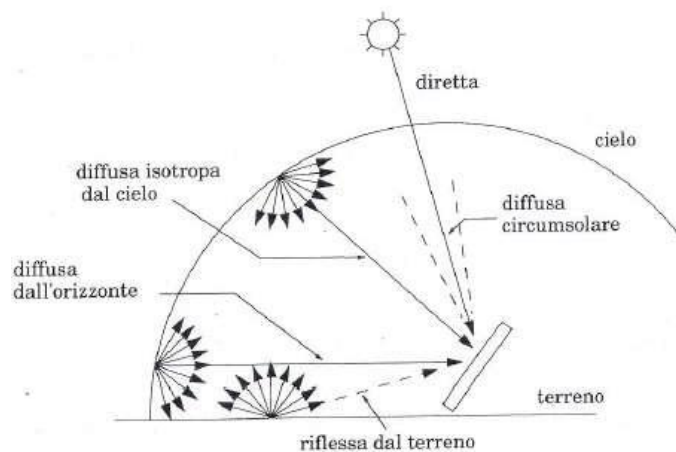


Figura 3.5 – Radiazione solare al suolo e sue componenti

In assenza di altre informazioni ci si riferisce sempre all'irraggiamento incidente sulla superficie orizzontale. Quando il sole è in posizione perfettamente verticale rispetto al piano dell'orizzonte di una determinata località, la luce solare percorre il percorso più breve possibile attraverso l'atmosfera; se invece il sole si trova ad una angolazione più bassa il percorso diventa più lungo provocando un maggiore assorbimento e dispersione della radiazione solare e, di conseguenza, una minore densità della radiazione stessa al suolo.

3.3 Quadro normativo

L'Unione Europea tramite la direttiva 2009/28 promuove l'utilizzo e lo sviluppo delle fonti rinnovabili imponendo agli Stati membri un limite minimo di produzione energetica da fonti rinnovabili entro il 2020. Come sarà dettagliato in seguito, ogni Stato membro avrà una propria percentuale di produzione minima di energia da fonti rinnovabili in funzione del consumo energetico del Paese per riscaldamento/raffrescamento residenziale, consumi industriali e consumi nei trasporti.

Tale normativa ha imposto all'Italia di legiferare in tali termini per ottenere un trend di aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili che portasse a

superare il limite minimo imposto all'Italia. Il nostro paese ha così sviluppato una serie di normative sulle fonti rinnovabili e sul risparmio energetico tali da poter conseguire questo obiettivo. In particolare, il Decreto Legislativo 28/2011 sulle fonti rinnovabili e che recepisce l'omologo europeo.

Dato che in Italia, per quanto riguarda la normativa energetica in ambito edilizio, le Regioni possono legiferare, in termini più restrittivi, liberamente, valuteremo come la regione Piemonte si sia espressa in tali termini. In seguito, vengono descritte in ordine: la direttiva europea e il Piano di Azione Nazionale posto in atto dall'Italia.

3.4 Direttiva Europea 2009/28/CE

La nuova direttiva sull'energia da fonti rinnovabili, che fa parte del pacchetto energia-clima, sorge nel quadro della lotta al cambiamento climatico, ma senza dimenticare il fondamento della sicurezza dell'approvvigionamento energetico. Infatti, il 23 gennaio 2008, la Commissione Barroso ha proposto una direttiva che costringeva gli Stati membri a raggiungere complessivamente una quota del 20% di energia da fonti rinnovabile nel bilancio di energia finale. Nel dicembre 2008, in tempo record, il Consiglio dei ministri e il Parlamento Europeo raggiunsero un accordo. Il 5 giugno 2009 fu pubblicata nella Gazzetta ufficiale dell'Unione europea la direttiva 2009/28 sulla promozione dell'uso delle energie da fonti rinnovabili. Se quello che è più noto nei riguardi di questa direttiva è l'obbligo di raggiungere il 20% entro il 2020 forse quello che veramente farà leva sulla produzione di energia da fonti rinnovabili sarà l'obbligo per ogni Stato membro di adottare un piano di azione nazionale per l'energia da fonti rinnovabili. I piani di azione nazionale, in linea con il principio di sussidiarietà, fissano gli obiettivi nazionali per gli Stati membri per la quota di energia da fonti rinnovabili consumate nel settore dei trasporti, dell'elettricità, del riscaldamento e del raffrescamento entro il 2020. In questo modo gli Stati membri sono costretti a riflettere sui sotto settori, già citati, permettendo loro di identificare le aree e le varie energie più idonee per raggiungere in un modo

economico il proprio obiettivo nazionale. Se l'obiettivo globale dell'Unione Europea è di raggiungere una quota del 20% di energia da fonti rinnovabili, la Commissione ha sviluppato una metodologia che mirava a fissare per ogni singolo Stato membro un proprio obiettivo. La situazione di partenza, le possibilità di sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili ed il mix energetico variano da uno Stato membro all'altro, occorre pertanto procedere ad un'allocazione giusta ed adeguata che tenesse conto della diversa situazione di partenza e delle possibilità degli Stati membri, come anche il livello attuale dell'energie da fonti rinnovabili. La Commissione ha anche tenuto conto della situazione economica di ogni Stato membro ponderando l'obiettivo secondo il PIL. Con questa metodologia l'Italia si è vista attribuire una quota del 17%. Le quote variano da un minimo del 10% per Malta ad un massimo del 49% per la Svezia. Per evitare che il raggiungimento degli obiettivi sia rimandato al 2020 la direttiva ha previsto una traiettoria "indicativa" con dei punti di verifica nel 2012, 2014, 2016, 2018.

Come previsto dall'art. 4 della direttiva 2009/28/CE e sulla base dell'allegato VI di questa direttiva, la Commissione il 30 Giugno 2009 ha adottato un modello per i piani d'azione nazionali. L'obiettivo di questo modello è di guidare ed aiutare gli Stati membri nell'elaborazione dei propri piani nazionali, assicurare la completezza di questi piani, permettere di paragonare i vari piani tra loro e consentire alla Commissione di valutare la messa in opera del piano. Gli Stati membri dovranno conformarsi al modello nella presentazione dei propri piani d'azione. Tale modello è costituito di 29 pagine, 13 tabelle ed innumerevoli requisiti. Il modello, molto dettagliato, costringe gli Stati membri ad essere meticolosi nel definire gli obiettivi, dal 2010 al 2020, per ogni anno ed ogni sotto settore. Allo stesso tempo, gli Stati membri dovranno fornire informazioni dettagliate sui regimi di sostegno, le procedure amministrative nonché informazioni e formazione di supporto al raggiungimento degli obiettivi.

La direttiva, oltre a prevedere l'obbligo di raggiungere complessivamente il 20% di energia da fonti rinnovabile nel bilancio finale, prevede per ogni Stato

membro un obbligo vincolante affinché raggiunga entro il 2020 una quota del 10% del consumo finale di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti.

3.5 Piano Nazionale di azione

La direttiva 2009/28/CE stabilisce un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e fissa obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e per la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti. Secondo quanto previsto all'art. 4 della direttiva, ogni Stato membro adotta un piano di azione nazionale per le energie rinnovabili.

I piani di azione nazionali per le energie rinnovabili fissano gli obiettivi nazionali degli Stati membri per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell'elettricità e del riscaldamento e raffreddamento nel 2020, tenendo conto degli effetti di altre misure politiche relative all'efficienza energetica sul consumo finale di energia, e delle misure appropriate da adottare per raggiungere detti obiettivi nazionali generali, inerenti:

- a) La cooperazione tra autorità locali, regionali e nazionali;
- b) I trasferimenti statistici o i progetti comuni pianificati;
- c) Le politiche nazionali per lo sviluppo delle risorse della biomassa esistenti e per lo sfruttamento di nuove risorse della biomassa per usi diversi;
- d) Le procedure amministrative e le specifiche tecniche;
- e) L'informazione e la formazione;
- f) Le garanzie di origine;
- g) L'accesso e il funzionamento delle reti;
- h) La sostenibilità di biocarburanti e bioliquidi.

Nel corso degli anni, tale Piano, laddove lo Stato non rispetti le traiettorie indicative e i target intermedi definiti per il raggiungimento degli obiettivi, dovrà

essere aggiornato prevedendo opportune misure correttive che pongano in evidenza le ragioni dell'eventuale scostamento ed i criteri per l'assorbimento del medesimo. Per agevolare la predisposizione dei Piani di Azione nazionali la Commissione Europea ha redatto un format all'interno del quale sono stati individuati i requisiti minimi da inserire nei piani; il format è stato approvato con decisione 2009/548/CE.

Con la legge comunitaria 2009 il Parlamento ha conferito delega al Governo per il recepimento della direttiva 2009/28/CE, fissando specifici criteri per l'esercizio della delega. Tali criteri prevedono, tra l'altro, che sia garantito il conseguimento degli obiettivi mediante la promozione congiunta di efficienza energetica e un utilizzo equilibrato delle fonti rinnovabili per la produzione e il consumo di energia elettrica, calore e biocarburanti. Inoltre, bisognerà favorire le cooperazioni internazionali, la semplificazione amministrativa, lo sviluppo delle reti, il sistema di monitoraggio e la cooperazione tra autorità locali, regionali e nazionali. Gli stessi criteri, comunque, indicano l'esigenza di perseguire gli obiettivi tenendo conto, come peraltro deve essere usuale nell'ordinaria attività amministrativa, del rapporto costi-benefici relativo al singolo strumento o misura introdotti. In coerenza con le indicazioni del Parlamento, il Piano delinea una strategia e le relative misure di attuazione, aggiuntive e in alcuni casi correttive di quelle esistenti.

3.5.1 Strategia

Questo paragrafo sintetizza la strategia del Governo italiano nello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e ne descrive le principali linee di azione. Il Piano d'Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili si inserisce in un quadro più ampio di sviluppo di una strategia energetica nazionale ambientalmente sostenibile e risponde ad una molteplicità di obiettivi. Tra questi, tenuto conto delle specificità nazionali, assumono particolare rilievo:

- 1) la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, data l'elevata dipendenza dalle importazioni di fonti di energia;

- 2) la riduzione delle emissioni di gas climalteranti, data la necessità di portare l'economia italiana su una traiettoria strutturale di riduzione delle emissioni e di rispondere degli impegni assunti in tal senso dal Governo a livello europeo ed internazionale;
- 3) il miglioramento della competitività dell'industria manifatturiera nazionale attraverso il sostegno alla domanda di tecnologie rinnovabili e lo sviluppo di politiche di innovazione tecnologica.

Il documento disegna le principali linee d'azione per le fonti rinnovabili, in un approccio organico per il perseguimento degli obiettivi strategici. Le linee d'azione si articolano su due piani: la governance istituzionale e le politiche settoriali.

La governance istituzionale comprende principalmente:

- il coordinamento tra la politica energetica e le altre politiche, tra cui la politica industriale, la politica ambientale e quella della ricerca per l'innovazione tecnologica;
- la condivisione degli obiettivi con le Regioni, in modo da favorire l'armonizzazione dei vari livelli di programmazione pubblica, delle legislazioni di settore e delle attività di autorizzazione degli impianti e delle infrastrutture, con la definizione di un burden sharing regionale che possa responsabilizzare tutte le istituzioni coinvolte nel raggiungimento degli obiettivi.

Con riferimento invece al livello di politica settoriale, le linee d'azione sono delineate sulla base del peso di ciascuna area d'intervento sul consumo energetico lordo complessivo.

Per quanto riguarda i consumi per riscaldamento/raffrescamento, pur rappresentando una porzione molto rilevante dei consumi finali nazionali, sono caratterizzati da un basso utilizzo di rinnovabili per la loro copertura. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili a copertura di questi consumi rappresenta dunque una linea d'azione di primaria importanza, da perseguire con azioni di sviluppo sia delle infrastrutture che dell'utilizzo diffuso delle rinnovabili. Tra le prime rientrano lo

sviluppo di reti di teleriscaldamento, la diffusione di cogenerazione con maggiore controllo dell'uso del calore, l'immissione di biogas nella rete di distribuzione di rete gas naturale. Riguardo alle seconde, sono necessarie misure aggiuntive per promuovere l'utilizzo diffuso delle fonti rinnovabili a copertura dei fabbisogni di calore, in particolare nel settore degli edifici, che peraltro possono essere funzionali anche al miglioramento dell'efficienza energetica.

Il consumo di carburante nel settore dei trasporti rappresenta la seconda grandezza nel consumo finale di energia. La capacità produttiva nazionale di biocarburanti, attualmente stimata in circa 2,0 milioni di ton/anno, è in principio adeguata al rispetto dell'obiettivo, ma oltre al ricorso a importazione di materia prima è assai probabile anche l'importazione di una quota di biocarburanti. L'apporto di biocarburanti nei consumi non è tuttavia la sola voce considerata per il miglioramento delle prestazioni energetiche ed ambientali del settore dei trasporti in Italia, e si è dunque considerato anche un più marcato ricorso all'elettricità. Questa linea d'azione deve quindi coordinare diversi tipi di intervento, volti anche al miglioramento dell'efficienza energetica nei trasporti e allo sviluppo del trasporto elettrico, secondo lo scenario di evoluzione considerato nel modello generale.

3.5.2 Obiettivi per le energie rinnovabili

L'Italia ha assunto l'obiettivo, da raggiungere entro l'anno 2020, di coprire con energia da fonti rinnovabili il 17% dei consumi finali lordi. L'obiettivo assegnato è dunque dato da un rapporto. A tal fine, per il calcolo del numeratore sono stati presi in considerazione i seguenti dati:

- l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (considerando per idroelettrico ed eolico i valori secondo le formule di normalizzazione previste dall'allegato II della direttiva);
- l'energia da fonti rinnovabili fornita mediante teleriscaldamento e teleraffrescamento più il consumo di altre energie da fonti rinnovabili nell'industria, nelle famiglie, nei servizi, in agricoltura, in silvicoltura e

nella pesca, per il riscaldamento, il raffreddamento e la lavorazione, inclusa l'energia catturata dalle pompe di calore (secondo la formula prevista dall'allegato VII della direttiva);

- il contenuto energetico (previsto dall'allegato III della direttiva) dei biocarburanti che rispettano i criteri di sostenibilità;
- l'energia relativa alle misure di cooperazione internazionale previste dalla direttiva (trasferimenti statistici e progetti comuni con altri Stati membri o progetti comuni con Paesi terzi).

Per il calcolo del denominatore deve essere considerato il consumo finale lordo, definito dalla direttiva come: "i prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore con la distribuzione e la trasmissione".

Oltre all'obiettivo generale sopra indicato, la direttiva prevede che, sempre al 2020, in ogni Stato sia assicurata una quota di copertura dei consumi nel settore trasporti mediante energie da fonti rinnovabili pari al 10%. Per il calcolo del numeratore di questo obiettivo specifico dovranno essere presi in considerazione:

- il contenuto energetico (previsto dall'allegato III della direttiva) dei biocarburanti che rispettano i criteri di sostenibilità, moltiplicando per un fattore 2 il contenuto energetico dei biocarburanti di seconda generazione (biocarburanti prodotti a partire da rifiuti, residui, materie cellulosiche di origine non alimentare e materie lignocellulosiche);
- l'energia elettrica da fonti rinnovabili consumata nei trasporti, moltiplicando per un fattore 2,5 la quota di questa consumata nei trasporti su strada.

Per il calcolo del denominatore di questo obiettivo andranno invece inclusi esclusivamente la benzina, il diesel, i biocarburanti consumati nel trasporto su strada

e su rotaia e l'elettricità, moltiplicando per un fattore 2,5 la quota di quest'ultima consumata nei trasporti su strada.

Le tabelle seguenti illustrano gli obiettivi che l'Italia intende raggiungere nei tre settori – elettricità, calore, trasporti – ai fini del soddisfacimento dei target stabiliti dalla Direttiva 2009/28/CE. Gli obiettivi al 2020 sono confrontati con i valori del 2005, anno preso a riferimento dalla Direttiva 2009/28/CE.

Tabella 3.1 – Tabella obiettivi al 2020

	2005			2020		
	Consumi da FER	Consumi finali lordi	FER / Consumi	Consumi da FER	Consumi finali lordi	FER / Consumi
	[Mtep]	[Mtep]	[%]	[Mtep]	[Mtep]	[%]
FER - Elettricità	4,846	29,749	16,29%	9,112	31,448	28,97%
FER - Risc. e Raff.	1,916	68,501	2,80%	9,520	60,135	15,83%
FER - Trasporti	0,179	42,976	0,42%	2,530	39,63	6,38%
Trasferimenti da altri Stati	-	-	-	1,144	-	-
TOTALE	6,941	141,226	4,91%	22,306	131,213	17,00%

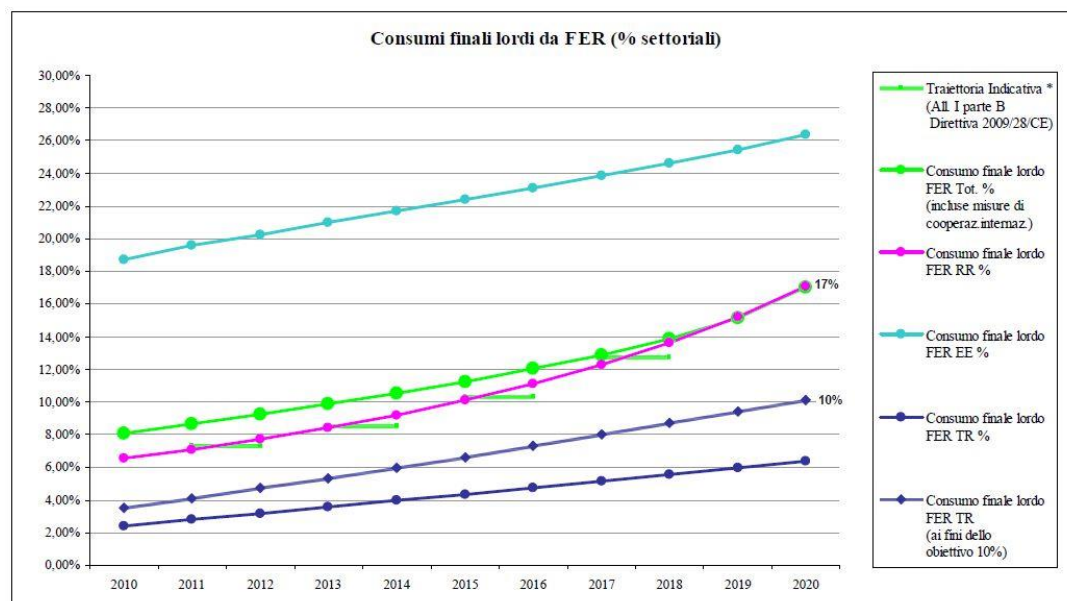


Figura 3.6 – Grafico relativo ai consumi finali lordi da FER (%)

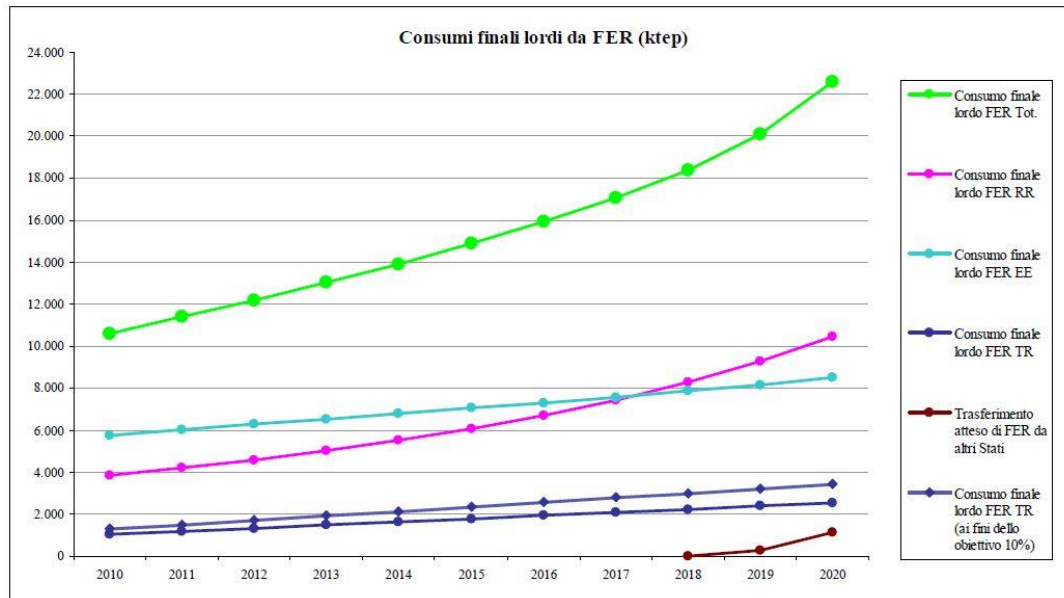


Figura 3.7 – Grafico relativo ai consumi finali lordi da FER (ktep)

3.5.3 Misure di sostegno per il conseguimento degli obiettivi

Il Piano di azione nazionale contiene e descrive l'insieme delle misure (economiche, non economiche, di supporto, di cooperazione internazionale) necessarie per raggiungere gli obiettivi previsti. L'efficace realizzazione di tutte le misure e l'integrazione degli effetti delle singole azioni può consentire di arrivare al traguardo, ma con la consapevolezza della verosimile insufficienza delle sole misure nazionali, integrabile opportunamente e secondo logiche di efficienza con i programmi di cooperazione, e della necessità di intervenire lungo il percorso per superare possibili limiti e criticità dell'azione, per modificare o migliorare talune delle misure, per adattare i regimi di sostegno ad una realtà economica ed energetica in continua trasformazione, per valorizzare i vantaggi di nuove applicazioni tecnologiche.

Numerosi sono i meccanismi di sostegno già attivi per sopperire agli insufficienti livelli di remunerazione ad oggi assicurati dai soli meccanismi di mercato agli investimenti nel settore delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica. Al

fine di raggiungere i propri obiettivi nazionali, l'Italia intende potenziare e razionalizzare i meccanismi di sostegno già esistenti, in un'ottica integrata di:

- efficacia per concentrare gli sforzi lungo direzioni di massimo contributo agli obiettivi;
- efficienza per introdurre flessibilità nel supporto degli incentivi limitando i loro apporti allo strettamente necessario a sopperire le défaillances del mercato;
- sostenibilità economica per il consumatore finale, che è il soggetto che sostiene gran parte dell'onere da incentivazione;
- ponderazione del complesso delle misure da promuovere nei tre settori in cui agire: calore, trasporti, elettricità.

In questo contesto, tenuto conto del quadro complessivo degli obiettivi da raggiungere, appare necessario e conveniente, in un'ottica di sviluppo di lungo periodo, procedere alla razionalizzazione dell'articolato sistema di misure esistenti per l'incentivazione delle rinnovabili per la produzione di elettricità in modo da poter conseguire, tenuto conto dell'attuale trend di crescita, l'aumento della produzione dai circa 5,0 Mtep del 2008 ai circa 9,1 Mtep previsti nel 2020; prevedere un deciso potenziamento delle politiche di promozione delle rinnovabili nel settore del calore allo scopo di riuscire a ottenere il consistente incremento di utilizzo del calore da rinnovabili dai circa 3,2 Mtep del 2008 ai circa 9,5 Mtep previsti nel 2020 e in fine prevedere anche il rafforzamento delle misure di promozione delle rinnovabili nel settore dei trasporti allo scopo di conseguire, anche in questo caso, un forte incremento dell'utilizzo delle rinnovabili nei trasporti dai circa 0,7 Mtep del 2008 ai circa 2,5 Mtep previsti nel 2020.

4. IL SOLARE TERMICO

Uno dei sistemi che sfrutta l'energia del sole è il solare termico. Tali impianti sono oggi una tecnologia affidabile ed assumono un ruolo di particolare importanza nel contesto dei progetti energetici integrati, cioè nella totalità degli interventi per il risparmio energetico nel settore residenziale e nelle altre strutture dove è considerevole il fabbisogno energetico per l'acqua calda sanitaria e per il riscaldamento.

L'impianto solare termico è la tecnologia che permette la conversione diretta dell'energia solare in energia termica. Il report annuale realizzato dal Solar Heating e Cooling program dell'Agenzia Internazionale dell'Energia, alla fine del 2017 ha dichiarato che la capacità di riscaldamento generata attraverso l'utilizzo di collettori solari termici, in tutto il mondo, è di circa $436 \text{ GW}_{\text{th}}$, che corrisponde approssimativamente a $6,23 \cdot 10^8 \text{ m}^2$ di superficie di collettori solari. L'installazione di tali sistemi ha portato a risparmi energetici annuali di circa $357 \text{ GW}_{\text{th}}$ in tutto il mondo, corrispondenti ad una riduzione di emissioni di CO_2 pari a $1,24 \cdot 10^8$ tonnellate. Solo nel 2015 sono stati generati $40,2 \text{ GW}$ derivanti da sia installazioni di sistemi solari nuovi che da ristrutturazione di quelli esistenti. La *Figura 4.1(a)* indica la capacità di riscaldamento complessiva installata in tutto il mondo negli ultimi anni (riferiti ai dati annuali indicati nel report annuale del Solar Heating e Cooling program dell'Agenzia Internazionale dell'Energia); la *Figura 4.1(b)* invece riporta le percentuali di installazione di sistemi solari termici nei diversi continenti.

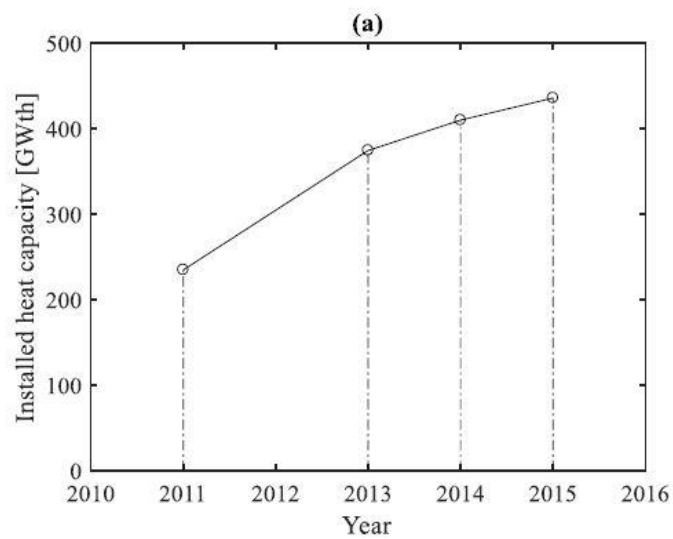


Figura 4.1 (a) - Andamento della capacità termica installata nel mondo.

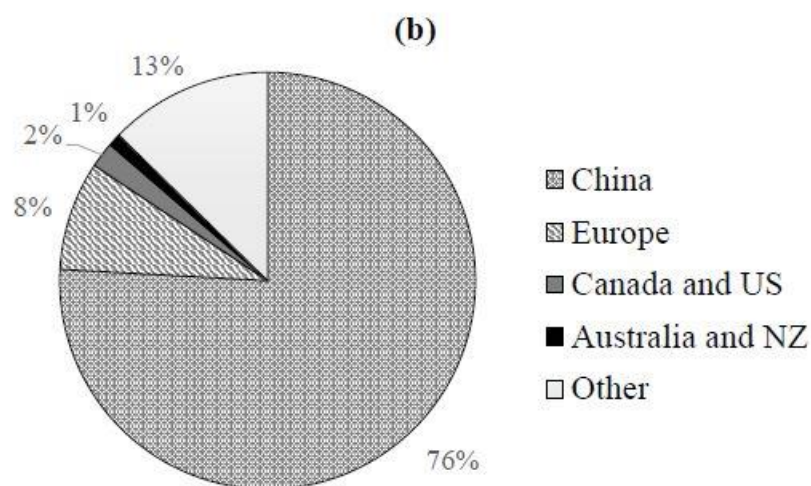


Figura 4.1 (b)- Percentuali di installai zone di sistemi solari termici nel 2015 in diversi continenti.

Facendo riferimento all'Italia, il report di Assolterm – Associazione Italiana Solare Termico – del 2014, riporta che sono stati installati ogni anno circa $4 \cdot 10^5$ m² di pannelli solari termici, raggiungendo una capacità termica che supera 1GW_{th}. Questi risultati hanno dimostrato che, rispetto ai paesi europei più avanzati in questo

settore, l'Italia li segue in riferimento alla capacità termica totale procapite installata (circa 18 kW_{th} per 1000 abitanti, rispetto ai 270 kW_{th} per 1000 abitanti dell'Australia).

L'energia termica prodotta dai sistemi solari termici può essere utilizzata per soddisfare:

- La domanda di acqua calda sanitaria;
- La richiesta di riscaldamento dell'ambiente;
- La produzione combinata di acqua calda sanitaria e

riscaldamento dell'ambiente (sistemi combinati).

Lo sfruttamento dell'energia solare per il solo riscaldamento dell'ambiente può fornire notevoli risparmi energetici in determinate condizioni che dipendono dalla posizione e dal profilo di domanda di energia. La massima redditività che si ha utilizzando tali sistemi è spesso limitata dalla mancata corrispondenza tra la disponibilità di energia solare e la domanda energetica. Ad esempio, da un lato, durante la stagione invernale la limitata irradiazione solare riesce a malapena a coprire il fabbisogno energetico per il riscaldamento. Dall'altro lato, l'elevato irraggiamento solare durante la stagione estiva supera di gran lunga la domanda di energia per la produzione di acqua calda sanitaria, e non è possibile utilizzare direttamente tale eccesso di energia prodotta a meno che non vengano utilizzati degli accumulatori. Per questo motivo, soluzioni per la sola richiesta di riscaldamento ambiente e per i sistemi combinati, non sono molto comuni negli edifici. In Italia infatti il 90% dei collettori solari viene utilizzato per la produzione di acqua calda sanitaria.

Il solare termico include sistemi sia di tipo attivo che di tipo passivo. Si parla di solare termico attivo quando viene trasferito nell'edificio il calore captato da un dispositivo esterno; invece, si parla di solare termico passivo, quando una parte dell'involucro dell'edificio viene assimilato ad un collettore che accumula l'energia termica necessaria per il riscaldamento degli ambienti dell'abitazione. Esistono tre tipi principali di impianti termici: a bassa temperatura (fino a circa 120°C), a media temperatura (fino a circa 500°C) e ad alta temperatura (fino a circa 1000°C). Gli

impianti a media ed alta temperatura trovano riscontro solo in grossi impianti di alta potenza per la produzione di energia dinamica, corrente elettrica, cogenerazione e trigenerazione. Nella seguente tesi verranno analizzati e presi in esame solamente gli impianti termici a bassa temperatura.

5. IL SOLARE TERMICO PASSIVO

5.1 Pareti a PCM

I materiali a cambiamento di fase (PCM) costituiscono una nuova soluzione di involucro particolarmente indicata per la riqualificazione energetica di edifici a basse capacità termiche. Tali materiali sono in grado di migliorare le performance termiche di un edificio in termini di attenuazione dei carichi e di contenimento della temperatura interna nelle zone di confort termico.

Numerosi sono i PCM presenti in commercio inclusi in differenti tipologie di prodotto, quali pannelli prefabbricati, mattoni contenenti PCM e miscele con malta. Per applicazioni nel settore edilizio, i composti inorganici non sono adatti all'accumulo dell'energia termica a causa della possibile irreversibilità dei loro processi di liquefazione e solidificazione, dovuta a problemi di segregazione. Essi possono inoltre presentare inconvenienti derivanti dal fenomeno della corrosione. Anche i PCM eutettici sono poco adatti dati i costi estremamente elevati. I composti organici e in particolare le paraffine presentano invece le migliori proprietà di impiego nel settore dell'edilizia: hanno una temperatura di fusione di poco superiore a quella ambiente, non sono tossiche né corrosive e igroscopiche, sono chiaramente stabili e compatibili con la maggior parte dei materiali edilizi.

5.1.1 Utilizzo del PCM in pareti opache

L'involucro edilizio e nello specifico la capacità termica dei materiali utilizzati, gioca un ruolo fondamentale nel risparmio energetico, in quanto, l'accumulo termico è in grado di smorzare le fluttuazioni di temperatura dell'aria all'interno degli ambienti di un edificio. L'accumulo termico può essere di tipo sensibile o latente; l'accumulo sensibile è legato principalmente alla massa coinvolta, mentre quello

latente, sfruttando il calore scambiato durante il cambiamento di fase, riesce anche con piccole masse ad immagazzinare quantità di calore rilevanti.

Per tale motivo, i materiali a cambiamento di fase sono, attualmente, oggetto di studio da parte della comunità scientifica internazionale, anche per le potenzialità di risparmio energetico che presentano se applicati alle superfici opache degli edifici.

Questi materiali cambiano stato in un intervallo di temperatura molto ridotto, intorno ad un valore che viene definito temperatura di melting (PCM melting temperature PMT).

L'utilizzo dei PCM permette di incrementare la capacità termica dell'elemento opaco di una percentuale variabile tra il 90% ed il 13%; questa proprietà può essere usata per ridurre i consumi sia nel raffreddamento che nel riscaldamento degli edifici. Il ricorso ai PCM permette di ottenere di ottenere pareti di spessore ridotto ma con alta capacità termica, in grado di garantire lo stesso livello di confort raggiungibile con pareti tradizionali.

È stato dimostrato che: l'utilizzo dei PCM, inseriti all'interno degli elementi opachi esterni dell'edificio comporta, durante la stagione estiva, una riduzione dei picchi di carico di raffreddamento dell'ordine del 19-57%, per temperature di melting comprese tra 34°C e 44°C; le fluttuazioni di temperatura dell'aria all'interno di edifici aventi pareti esterne contenenti PCM diminuiscono in maniera considerevole rispetto allo stesso edificio realizzato con pareti convenzionali, portando conseguentemente ad un risparmio energetico.

Sono stati fatti degli studi relativi agli effetti della temperatura di melting del PCM coccolato nelle pareti esterne degli edifici. Dalle analisi è emerso che, scegliendo un'appropriata temperatura di melting in funzione della stagione e dell'orientamento della stessa parete, è possibile ridurre in maniera significativa il consumo di energia dell'impianto di condizionamento.

Di seguito viene riportato un esempio considerando due diverse configurazioni di stratigrafie dell'involucro di un edificio:

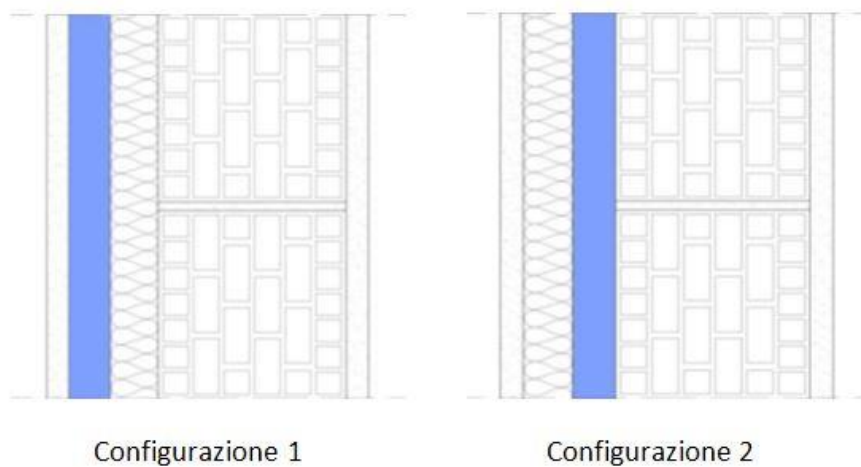


Figura 5.1 – Partizioni esterne verticali con PCM e relativa stratigrafia

Nella Figura 5.1 - configurazione 1 la parete presenta il PCM interposto tra l'intonaco e lo strato isolante, invece nella configurazione 2 il PCM è posizionato tra lo strato isolante e il blocco di laterizio. Per entrambe le configurazioni sono state eseguite delle simulazioni in laboratori riferite a tre località diverse (Cosenza, Roma, Milano). I risultati evidenziano che le prestazioni stagionali ottenute adottando la configurazione 2 sono superiori rispetto a quelle ottenute con la configurazione 1, per la quale la diminuzione del fabbisogno presenta un valore costante, evidenziando la non dipendenza della PMT. Uno scostamento della PMT di qualche grado intorno al valore ottimo, comporta variazioni poco apprezzabili del fabbisogno termico. Confrontando invece i consumi energetici, per ogni località e per ogni mese, la configurazione 2 risulta sempre più vantaggiosa.

Questi risultati hanno evidenziato che il posizionamento ottimale del PCM deve essere valutato in funzione di alcune variabili, tra le quali il periodo in cui si preferisce maggiormente diminuire i consumi, l'esposizione dell'edificio, il clima della località, oltre alla capacità ed alla trasmittanza delle pareti.

5.1.2 Utilizzo del PCM in pareti vetrate

È possibile utilizzare i materiali a cambiamento di fase anche su pareti esterne vetrate. I sistemi che utilizzano questi PCM sono sistemi usati per la climatizzazione degli ambienti abitativi sfruttando anche l'effetto serra che si viene a creare.

Questi sistemi sono costituiti da pannelli contenente PCM opportunamente installati dietro le pareti vetrate esposte alla radiazione solare; l'effetto serra consente di accumulare nelle ore diurne l'energia necessaria a bilanciare il carico termico notturno. Questi pannelli rotanti sono costituiti da due strati di materiali differenti: un materiale termoisolante ed un materiale a cambiamento di fase (PCM). Quest'ultimo consente di immagazzinare un'elevata quantità di energia mantenendo costante la propria temperatura.

Il vantaggio di questi sistemi sta nel fatto che possono essere utilizzati sia durante la sola stagione invernale ma, introducendo particolari accorgimenti, possono essere impiegati anche nella stagione estiva per il raffrescamento.

Il funzionamento del sistema si basa, come già detto, sul fenomeno dell'effetto serra, dovuto all'incidenza della radiazione solare sulla superficie vetrata esterna. I pannelli vengono posizionati ad una distanza dalla parete vetrata tale da rendere possibile la rotazione degli stessi. La radiazione solare incidente sulla superficie vetrata durante il periodo diurno viene in gran parte assorbita dal PCM, che è posizionato sul lato esterno del pannello (*Figura 5.2*). L'accumulo di energia nel PCM avviene durante il cambiamento di fase del materiale stesso da solido a liquido, pari al proprio calore di trasformazione. Il materiale termoisolante a contatto con il PCM nel pannello rotante consente invece, durante le ore diurne, di limitare lo scambio termico fra l'ambiente interno e l'intercapedine e viceversa.

Durante le ore notturne, in assenza della radiazione solare, viene effettuata la rotazione dei pannelli, in modo che lo stato costituito dal materiale PCM si trovi rivolto verso l'ambiente interno (*Figura 5.3*). La temperatura del PCM è superiore a quella dell'ambiente interno, per cui ha inizio il processo di solidificazione con la cessione del calore all'ambiente interno che consente di bilanciare il carico termico

notturno. In questa situazione il materiale termoisolante limita il trasferimento di calore dal PCM verso l'ambiente esterno attraverso l'intercapedine ed il vetro.

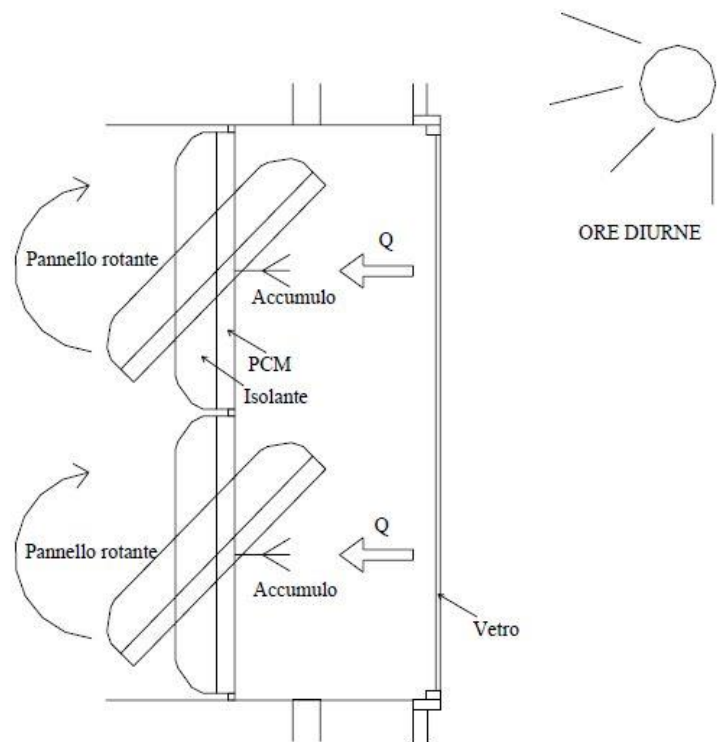


Figura 5.2 – Configurazione del sistema nelle ore diurne

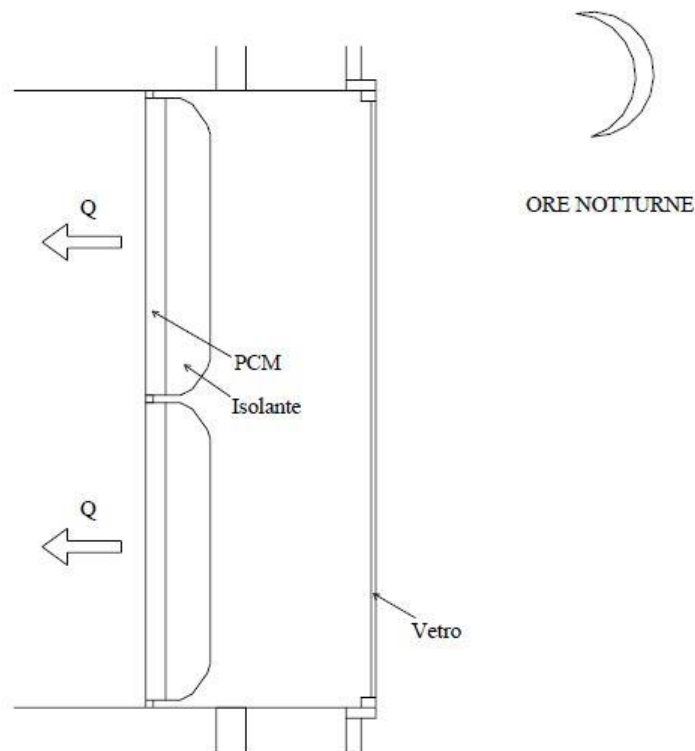


Figura 5.3 – Configurazione del sistema nelle ore notturne

Lo scambio termico viene regolato da diversi parametri che dipendono dall'intensità della radiazione solare incidente sulla superficie vetrata nell'arco delle ore diurne, dal contributo apportato al sistema dall'effetto serra e dalla temperatura dell'aria esterna.

Questo tipo di sistema consente di limitare le variazioni di temperatura causate dalla variabilità delle condizioni climatiche esterne e dall'alternarsi del giorno e della notte, rendendo possibile il raggiungimento di condizioni di confort ambientale senza l'ausilio di sistemi di trattamento dell'aria.

5.2 Tecnologie di involucro che utilizzano l'acqua

Le tecnologie di involucro che utilizzano l'acqua sono delle particolari configurazioni di facciata o di copertura che sfruttano la capacità di

immagazzinamento di energia del materiale, al fine di ridurre il carico termico che grava sull'impianto.

Esistono numerose configurazioni sia per l'involucro verticale, attraverso la progettazione di stratigrafie differenti di pareti ad acqua, sia di copertura, attraverso la realizzazione dei così detti Roof Pond o tetti d'acqua, laghetti d'acqua sul tetto che in funzione della loro progettazione rispondono in maniera differente al clima al quale sono esposti.

In relazione al modo di sfruttare l'acqua nel sistema, in entrambe le configurazioni, si possono pianificare delle strategie di riscaldamento o di raffrescamento in funzione della stagione, delle caratteristiche climatiche e del luogo in cui la tecnologia deve essere installata.

5.2.1 Partizione orizzontale - Roof Pond

Il tetto ad acqua rientra tra i sistemi passivi a guadagno solare indiretto, cioè quelle componenti strutturali dell'edificio che consentono di utilizzare l'energia solare per il riscaldamento o raffrescamento dell'edificio senza che i raggi solari penetrino direttamente negli ambienti interessati. Come la gran parte dei sistemi passivi, il suo funzionamento dipende dalla presenza di una massa termica in grado di accumulare il calore proveniente dai raggi del sole e di cederlo gradatamente agli ambienti interni; in questo caso la massa termica è l'acqua.



Figura 5.4 – Esempio di Roof Pond con acqua a vista

Il primo a realizzare un tetto con questa tecnologia fu Harold Hay che nel 1960 realizzò uno stagno sul tetto di una casa in California. Il tetto era costituito da una lastra in metallo ondulata sulla quale erano stati posizionati dei sacchetti di plastica contenenti acqua. Negli anni successivi l'idea di realizzare il tetto ad acqua come sistema di stoccaggio fu presa in considerazione da altri ricercatori che idearono delle soluzioni per migliorarne le prestazioni.

Il funzionamento di base di questa tecnologia è piuttosto semplice: una massa d'acqua, le cui dimensioni variano a seconda della superficie da riscaldare o raffreddare, viene collocata sulla copertura di un edificio. L'acqua, utilizzata come collettore, viene riscaldata dai raggi solari e il calore da essa accumulato viene rilasciato gradualmente all'interno dell'edificio, contribuendo in questo modo al suo riscaldamento. È una strategia che può essere utilizzata sia in estate che in inverno, con degli accorgimenti sul loro funzionamento; in particolare in estate la superficie d'acqua viene coperta per non assorbire troppo calore mentre di notte viene scoperto per garantire il raffrescamento dell'acqua e rendere confortevoli gli

ambienti interni. Viceversa, in inverno il funzionamento è opposto: si apre il sistema a laghetto per ricevere la maggior radiazione solare possibile, riducendo l'evaporazione.

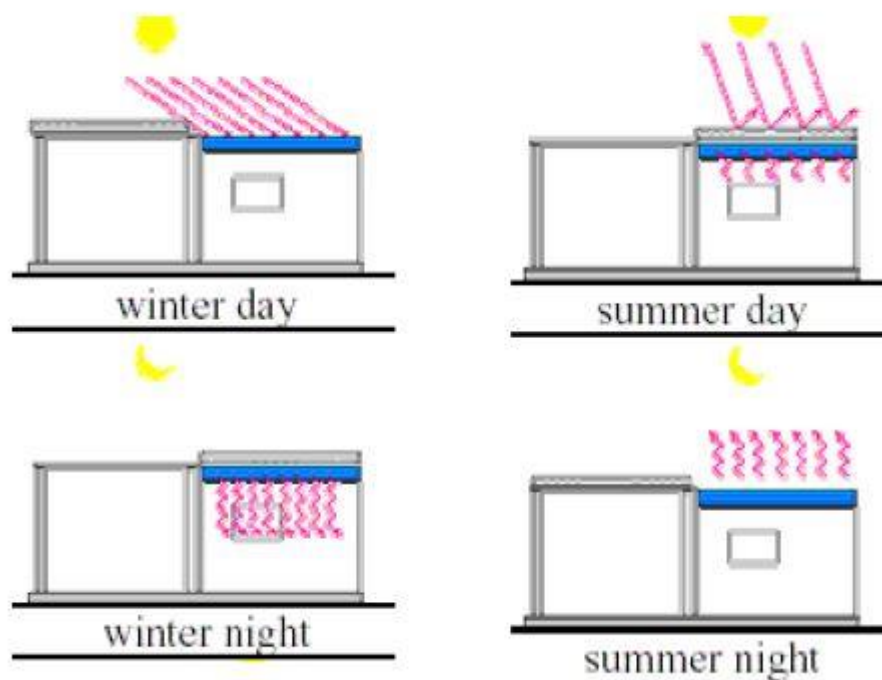


Figura 5.5 – Schema di funzionamento del sistema Roof Pond in inverno e in estate

Nell'ottica di realizzazione di edifici con design a emissione zero, i Roof Pond sono un'ottima soluzione sia per il raffrescamento che per il riscaldamento degli edifici, infatti di inverno accumulano calore da rilasciare negli ambienti interni, e in estate sottraggono il calore presente all'interno dell'edificio rinfrescandolo in modo naturale.

Come tutti i sistemi passivi, anche il Roof Pond non è sempre utilizzabile, ma è indicato solo alcune tipologie di edifici e per alcuni contesti climatici. Come sappiamo, infatti, la progettazione degli elementi passivi di un edificio deve necessariamente tenere conto delle condizioni climatico-ambientali del luogo in

devono essere installati, per ottimizzare gli apporti solari invernali minimizzando al tempo stesso quelli estivi.

Esistono differenti varianti di tecnologie di tetto ad acqua ad esempio: laghetti con sacchi di iuta bagnati, stagni su tetto ombreggiato o stagni ventilati con isolamento mobile. Tra le principali configurazioni di Roof Pond troviamo:

- Pond Scoperti;
- Pond scoperti e dotati di un sistema di spruzzatura;
- Pond coperti;
- Pondo coperti e dotati di un sistema di spruzzatura;
- Skytherm;
- Energy Roof;
- Coolroof;
- Pond calestabili;
- Sacchetti di iuta;
- Shaded;
- Pond ventilati;
- Pond coperti.

5.2.2 Partizione verticale – Water Drum Wall

Il Water Drum Wall è un particolare sistema, sperimentato dagli anni Quaranta fino ai primi del nostro secolo, che si basa su alcuni principi. Una parte importante dell'energia primaria totale consumata dagli edifici viene utilizzata per il riscaldamento, il raffrescamento e la ventilazione, che hanno un peso tutt'altro che trascurabile sui costi gestionali, sui fabbisogni energetici e sulle emissioni di anidride carbonica. Il suo potere elevato di massa termica consente all'acqua di essere impiegata nei sistemi solari passivi, prevalentemente in climi con apprezzabili escursioni termiche tra il giorno e la notte. Il Water Drum Wall si pone in alternativa alle classiche chiusure in pietra, mattoni o cemento, secondo il funzionamento offerto da un qualunque "muro di Trombe".

Il funzionamento del Water Drum Wall è alquanto elementare: i raggi solari, che attraversano la superficie vetrata, sono intercettati da una massa di accumulo di acqua o di altro liquido che li converte in calore, distribuito per convezione attraverso l'intercapedine ventilata oltre che per convezione e radiazione attraverso la sua faccia interna, al locale servito; il rapporto tra la superficie di scambio termico con l'ambiente interno e la massa di accumulo determina l'entità del trasferimento termico e il ritardo con cui esso avviene. Il trasferimento di calore per via convettiva attraverso la massa di liquido è più rapido che per conduzione entro una muratura; così, a differenza di quanto avviene nella "parete di Trombe", il trasferimento di calore all'ambiente interno per irraggiamento e convezione dalla faccia interna della parete è quasi immediato. Pertanto, al fine di controllare i moti convettivi, sono necessari dei controlli che ritardino il trasferimento termico: sul lato interno della parete d'acqua è necessario prevedere uno schermo isolante con apertura in testa e al piede del paramento, mentre sul lato opposto una schermatura mobile che impedisca il surriscaldamento o, all'occorrenza, le dispersioni termiche verso l'esterno.

Il primo muro ad acqua fu realizzato da Hoyt Hottel e da un gruppo di suoi studenti presso il Massachusetts Institute of Technology di Boston nel 1947. Nonostante le buone prestazioni riscontrate e il costo contenuto, il settore edile ha preferito utilizzare sistemi solari passivi più costosi e spesso anche meno performanti. Questa prima parete era costruita con una serie di lattine verniciate di nero poste dietro in doppio vetro; proprio a causa di un design di isolamento inadeguato e del limitato guadagno solare apportato dalle finestre, i risultati ottenuti erano stati ritenuti inadeguati.

Solo negli anni '70 è stato riscoperto un interesse per questa tecnologia e diversi studiosi hanno iniziato a sperimentare delle soluzioni migliorative. Nel 1972 Steve Bear ha usato l'acqua in una casa solare passiva nel New Messico utilizzando 208 litri di acqua in fusti al fine di formare massa termica. Nella casa di Corrales le pareti erano costituite da pannelli sandwich isolati in alluminio e i novanta barili erano stati impilati in telai metallici. Come i classici muri di Trombe, l'estremità dei

barili erano dipinte di nero per aumentare la capacità di stoccaggio del sistema; il calore infatti, veniva assimilato come guadagno diretta attraverso un vetro posizionato anteriormente alla parete. I risultati ottenuti dimostrarono che il sistema aveva contribuito all'85% circa del fabbisogno totale di riscaldamento.



Figura 5.6 – Steve Baer, abitazione con il Water Drum Wall, Corrales, New Messico (1972)

In questi ultimi tre lustri, all'interno di uno scenario ingegneristico-architettonico sempre più rivolto alla sostenibilità ambientale e all'autosufficienza energetica, si riscopre l'acqua per le sue capacità di termoregolare il microclima in ambienti confinati. In tal senso numerose sono le ricerche e le sperimentazioni condotte da operatori da prendere in considerazione: sull'ottimizzazione dei modelli computerizzati per valutare la qualità dell'acqua come accumulatore di energia (Gupta, Tiwari, 2002) e sullo sviluppo di metodologie di calcolo per valutarne le prestazioni energetiche in relazione alla ISO 13790:2008(E) (Briga Sa et al., 2014); sulla sperimentazione, finalizzata a ottimizzare lo spessore delle pareti d'acqua per consentire all'ambiente confinato, in regime invernale, di aumentare la temperatura a una velocità maggiore, di raggiungere temperature complessive più elevate e di mantenere alte temperature per un periodo di tempo più lungo (Adams et al., 2010);

sulle prestazioni energetiche complessive dei manufatti che impiegano pareti d'acqua, con miglioramenti riscontrati, in regime estivo e invernale, tra il 25 e l'88% (Moustafa, Aripin, 2014; Wang et al., 2012; Yang et al., 2011); sui materiali innovativi come le ceramiche porose (Melero et al., 2011), capaci di assorbire significative quantità d'acqua nebulizzata da ugelli, opportunamente collocati all'intradosso dell'apertura, e rilasciarla sotto forma di vapore per raffrescare l'ambiente confinato (*Figura 4.8*); sullo studio di tipologie di ombreggiamento, come le veneziane in diverse colorazioni, e di controlli per la ventilazione naturale e forzata (Zhongting et al., 2015).

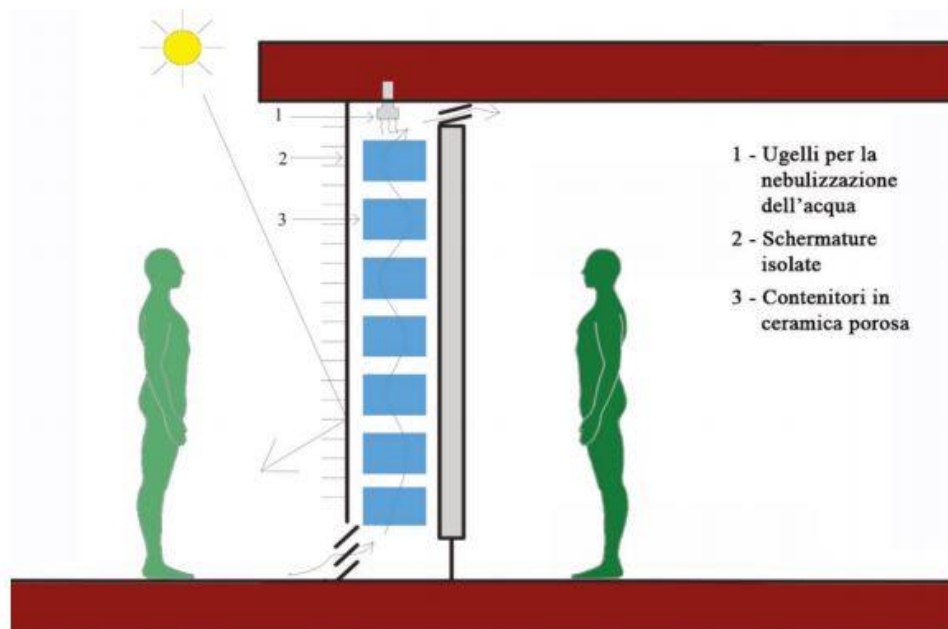


Figura 5.7 – Il Water Drum Wall con contenitori in ceramica porosa (Melero et al., 2011)

termoconvettore e trasportarla direttamente al serbatoio d'accumulo o ad uno scambiatore di calore. Il circuito secondario invece, trasporta il calore dal serbatoio d'accumulo alle utenze finali.

In linea generale il collettore solare fornisce calore al fluido termovettore, il quale, a sua volta, viene trasferito ad altri dispositivi e può essere utilizzato direttamente oppure essere immagazzinato in sistemi di accumulo per consentire l'utilizzo successivo. Il limite termico della produttività energetica del collettore è rappresentato, ovviamente, dalla quantità di radiazione che esso riesce ad intercettare.

Non tutta l'energia raccolta, tuttavia, può essere sfruttata efficacemente a causa delle perdite per riflessione, assorbimento e re-irraggiamento che si verificano nel collettore solare stesso. Si parla allora di *efficienza di conversione*, indicando con tale termine il parametro che indica la frazione di energia effettivamente trasferita al fluido. Il suo valore può superare il 90%, ma non è costante, infatti dipende dalle specifiche condizioni in cui esso si trova ad operare (soleggiamento, composizione spettrale della radiazione incidente, temperatura ambiente, temperatura del fluido termovettore, ecc).

6.1.1 Impianti solari: configurazione e funzionamento

Esistono diversi tipi di impianti solari. La scelta della tipologia dipende essenzialmente dalla temperatura operativa del fluido richiesta e delle caratteristiche dell'utenza.

I *collettori vetrati piani* (Flat Plate Collector – FPC) sono essenzialmente costituiti da una copertura in vetro, una piastra captante (assorbitore) isolata termicamente nella parte inferiore e lateralmente, il tutto contenuto all'interno di una cassa metallica o di plastica. Il principio di funzionamento di tali dispositivi si basa sulle caratteristiche del vetro utilizzato di essere trasparente alla radiazione solare ed opaco a quella infrarossa emessa dalla piastra assorbente, e sulle proprietà della piastra stessa di assorbire la radiazione solare e contenere le emissioni proprie

nello spettro infrarosso. Nello specifico la radiazione solare penetra attraverso la lastra trasparente e colpisce la piastra captante sottostante. La superficie della piastra è opportunamente trattata in modo da essere selettiva rispetto al tipo di radiazione; essa infatti presenta una elevata assorbenza in corrispondenza della luce visibile proveniente dal Sole ed una bassa remissività alla radiazione infrarossa generata dal riscaldamento della piastra. Sul retro dell'assorbitore viene fatta passare una serpentina di rame che trasmette il calore raccolto al fluido termovettore che scorre al suo interno, raggiungendo temperature comprese tra i 40°C e i 60°C. per tipologie di costruzione sono disponibili molte soluzioni distinte per la selettività dell'assorbitore e per l'utilizzo di materiali diversi.

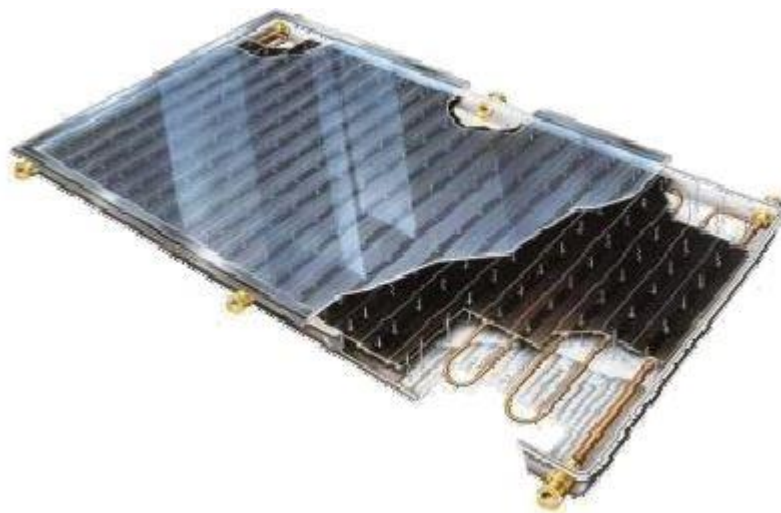


Figura 6.2 – Esempio di collettore vetrato piano

I *collettori a tubi evacuanti* (Evacuated Tube Collector – ETC), anche detti collettori sottovuoto, sono composti da una serie di tubi ciascuno dei quali è costituito da un tubo di vetro all'interno del quale è presente un tubo di acciaio. Tra il tubo di acciaio (interno) e il tubo di vetro (esterno) è presente il vuoto, il quale impedisce la trasmissione di calore per conduzione. Il calore raccolto da ciascun elemento (tubo sottovuoto) viene trasferito all'utilizzatore essenzialmente in due modi differenti: una tipologia consiste nell'utilizzo di circuiti ad U, all'interno del

singolo tubo, entro i quali circola il fluido primario che riscalda e cede l'energia termica all'utilizzatore in un raccordo posto in alto; un'altra tipologia molto diffusa è rappresentata dai tubi di calore cosiddetti "heat pipe" all'interno dei quali è presente un fluido in equilibrio di fase con il suo vapore e che sono in grado di trasportare grandi quantità di energia termica con bassi generatori termici. In quest'ultimo particolare tipo di collettori, per effetto dell'irraggiamento solare il fluido contenuto all'interno dei tubi evapora e risale verso l'estremità dove, attraverso uno scambiatore a condensazione, cede il proprio calore, sotto forma di calore latente, all'acqua. Una volta condensato il fluido ritorna verso il basso.



Figura 6.3 – Esempio di collettore sottovuoto (a tubi evacuanti)

I FPC ed i ETC, a loro volta, si distinguono in impianti a circolazione natura e a circolazione forzata. Quelli a *circolazione naturale* prevedono un serbatoio di accumulo posizionato più in alto del pannello e nelle sue immediate vicinanze. Il fluido termovettore presente nel collettore, una volta riscaldatosi, presenta una minore densità rispetto al resto del circuito; la differenza di densità tra il fluido termovettore presente nei tubi di mandata e quello presente nei tubi di ritorno del collettore innesca la circolazione del fluido. Il posizionare il serbatoio di accumulo al

di sopra del collettore solare è necessario in quanto il punto in cui il fluido è più caldo (il collettore) non deve coincidere con il punto più alto del circuito, pena l'impossibilità della circolazione naturale.

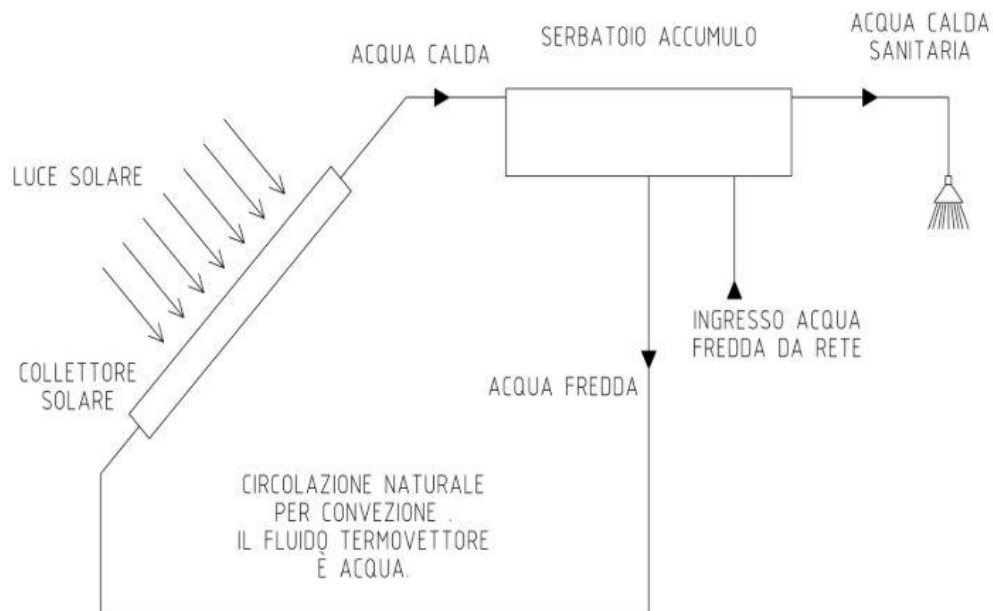


Figura 6.4 - Schema di impianto a circolazione naturale a circuito chiuso

Il fluido termovettore che circola all'interno del collettore può essere semplice acqua oppure, laddove le condizioni meteorologiche lo richiedono, acqua addizionata con liquido antigelo. Il quest'ultimo caso è necessario che il fluido termovettore che circola nel collettore non sia lo stesso che serve l'utenza finale. In base al tipo di fluido che circola nel collettore è possibile distinguere due tipologie impiantistiche:

- Impianti a circuito chiuso, in cui il fluido termovettore che circola nel collettore cede calore al fluido d'utilizzo tramite uno scambiatore;
- Impianti a circuito aperto, in cui il fluido che circola all'interno del collettore è lo stesso fluido che, raggiunta la temperatura richiesta, arriva all'utenza.

Negli impianti a *circolazione forzata* intervengono delle pompe a rendere possibile la circolazione del fluido termovettore nei pannelli, il quale si trova ad una temperatura più elevata rispetto a quella del fluido presente nel serbatoio di accumulo. La presenza della pompa di circolazione rende necessario l'utilizzo di un termostato differenziale che provveda ad avviare la pompa quando la differenza di temperatura tra fluido nel collettore e fluido nel serbatoio è superiore a 5-10°C.

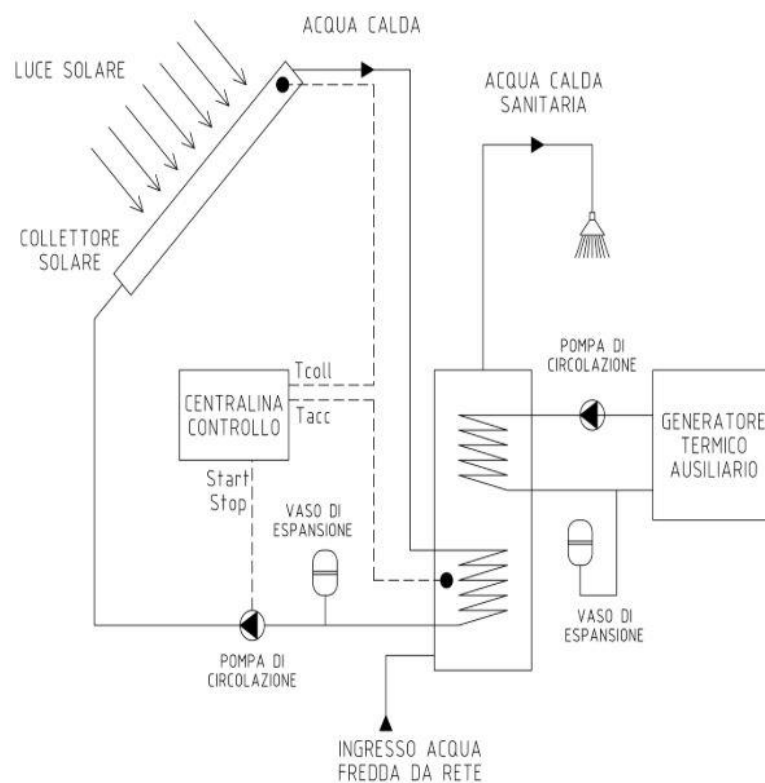


Figura 6.5 - Schema impianto a circolazione forzata

I *collettori a concentrazione* usano dei dispositivi ottici riflettori o rifrattori per aumentare la radiazione incidente sulla superficie assorbente. A parità di irraggiamento solare, una densità di energia più elevata comporta un'area assorbente più piccola e quindi anche minori perdite verso l'esterno. Con i sistemi a concentrazione si possono ottenere temperature più elevate. sistemi a concentrazione solare possono utilizzare diversi tipi di collettori:

- Compound Parabolic Collectors (CPC): collettore stazionario (temperatura max 80-120°C);
- Linear Fresnel Collector (Fresnel): collettore ad inseguimento (temperatura max 100-400°C);
- Parabolic Trough Collectors (PTC): collettore ad inseguimento (temperatura max 100-200°C).

Per il funzionamento dei collettori ad inseguimento è necessario che l'angolo fra la direzione dei raggi solari e la normale alla superficie riflettente non superi stretti limiti. La radiazione solare viene concentrata sull'elemento di raccolta dell'energia termica (tubo ricevitore o Heat Collecting Element – HCE) posto sull'asse dei fuochi delle sezioni del collettore. Il fluido termovettore viene fatto circolare all'interno dei tubi ricevitori con la funzione di trasportare il calore assorbito che potrà essere utilizzato per la produzione di energia elettrica e termica. I collettori solari vengono quindi orientati inseguendo continuamente la posizione del Sole nel suo moto apparente. Tali tipi di impianti necessitano di un sistema di tracking (inseguimento) solare che muove il collettore in modo da ridurre l'angolo fra il Sole e la normale alla superficie riflettente.

Non tutta l'energia incidente sul collettore può tuttavia essere sfruttata a causa delle perdite che si verificano nel collettore. Tali perdite sono sia di tipo radiativo che di tipo conduttivo, causate quindi dallo scambio termico con l'aria esterna ed i sostegni. Pur in presenza di notevoli differenze in relazione alla tipologia del collettore considerato, il rendimento del pannello è dipendente dalla temperatura esterna, dall'irraggiamento solare globale e dalla temperatura media del collettore stesso.

6.1.2 Impianti solari: limiti e vantaggi

Ovviamente tutti i tipi di collettore presentano dei limiti e dei vantaggi che devo essere valutati in relazione a diversi fattori.

Ad esempio, i collettori sottovuoto, a parità di superficie, rispetto ai collettori vetrati piani, presentano in genere un migliore rendimento medio stagionale per il sostanziale annullamento delle perdite termiche per convezione e conduzione legate alla presenza dell'intercapedine. Inoltre i collettori sottovuoto riescono a mantenere una elevata efficienza anche in presenza di elevate differenze di temperatura tra la piastra captante e l'ambiente circostante e anche in condizioni di irraggiamento contenuto (ad esempio in inverno); consente di riscaldare il fluido termovettore fino ad elevate temperature e sono quindi utilizzabili anche come impianti per il riscaldamento e il condizionamento di ambienti; in relazione alla messa in opera, sono facilmente trasportabili in qualunque sito debbano essere installati (il collettore può anche essere assemblato in situ) e possono essere facilmente orientati verso il sole anche in fase di assemblaggio ruotando i tubi in modo che le lamine che fungono da piastra captante siano perpendicolari alla direzione della radiazione solare. Tra i limiti che questi tipi di collettori si portano con sé troviamo dei costi più elevati rispetto ai collettori vetrati piani e inoltre i tubi di calore devono essere installati con una inclinazione minima di 20° .

I collettori vetrati piani sono la tipologia di collettori più comunemente installata infatti sono ritenuti abbastanza affidabili e richiedono una scarsa manutenzione; hanno un buono rapporto costo/prestazioni; sono più economici dei collettori sottovuoto con prestazioni mediamente inferiori; offrono diverse possibilità di montaggio (ancoraggio sul tetto, integrazione nel tetto, montaggio su facciata ed installazione a terra) ed hanno dei costi di installazione contenuti. Tra i limiti di tali sistemi troviamo l'impossibilità di utilizzo per la produzione di calore a temperature molto elevate, richiedono uno spazio maggiore sul tetto rispetto ai collettori sottovuoto e sono necessari dei sistemi di supporto per il montaggio su tetti piani.

I collettori a concentrazione consentono di aumentare la superficie captante e diminuire contemporaneamente la superficie disperdente e godono di tutta una serie di vantaggi tra cui i principali sono: la temperatura in uscita del fluido termovettore è molto elevata, per applicazioni in cui sono utili temperature superiori

a 100°C hanno una maggiore efficienza termodinamica, maggiori efficienze di conversione connesse alle minori dispersioni, costi inferiori a parità di superficie di ammissione e quindi di radiazione captata, maggiore risparmio su materiali e trattamenti riferiti all'assorbitore. Bisogna, d'altra parte, riscontrare anche alcuni fattori critici come ad esempio: maggiore complessità dei prodotti, minore sensibilità rispetto alla radiazione diffusa, necessità di impiego di sistemi ad inseguimento per l'ottimizzazione delle prestazioni, impiego di superfici riflettenti, spesso deperibili nel lungo periodo.

6.2 Sistemi a pompe di calore geotermiche e solare fotovoltaico

L'integrazione del sistema termico, in questo caso una pompa di calore, e fotovoltaico, consente di coprire completamente il fabbisogno di riscaldamento, di acqua calda sanitaria e di elettricità di un edificio residenziale; massimizzando l'autoconsumo e l'efficienza delle pompe di calore. Proprio in virtù del fatto che il solare fotovoltaico produce energia elettrica che può essere consumata in tempi diversi da quando è stata prodotta (grazie ad un eventuale accumulo) esso ben si sposa con i sistemi di condizionamento (caldo e/o freddo) basati su pompe di calore. Alla base di questa considerazione vi è l'evidenza che una pompa di calore può consumare massimo 5 kW elettrici ma può produrre, se installata in luoghi adatti e con particolare criterio, fino a quasi 25 kW termici. Questo avviene grazie, sostanzialmente, al calore latente di evaporazione e condensazione e a due sorgenti a temperatura differente.

L'energia elettrica consumata dalla pompa di calore può essere facilmente generata e immagazzinata da un impianto fotovoltaico con accumulo. In questo modo si riducono al minimo sia i costi di manutenzione sia i costi di acquisto di qualunque fonte energetica atta al riscaldamento, raffrescamento e produzione di acqua calda sanitaria.

Vi sono sostanzialmente due possibilità per sfruttare l'energia prodotta dal fotovoltaico con accumulo in congiunzione delle pompe di calore. La prima è l'installazione di un impianto fotovoltaico che risulti essere in grado di produrre energia elettrica per il consumo di tutto l'edificio. In questo caso l'impianto fotovoltaico sarà dimensionato in funzione del consumo sia della pompa di calore che della restante utenza. Il secondo caso invece, si attua installando una seconda utenza elettrica solo per la pompa di calore; a tale utenza viene connesso l'impianto fotovoltaico.

In entrambi i casi grazie all'accumulo e allo scambio sul posto, l'energia prodotta dall'impianto o viene auto consumata direttamente dalla pompa di calore oppure viene ceduta alla rete in minima parte.

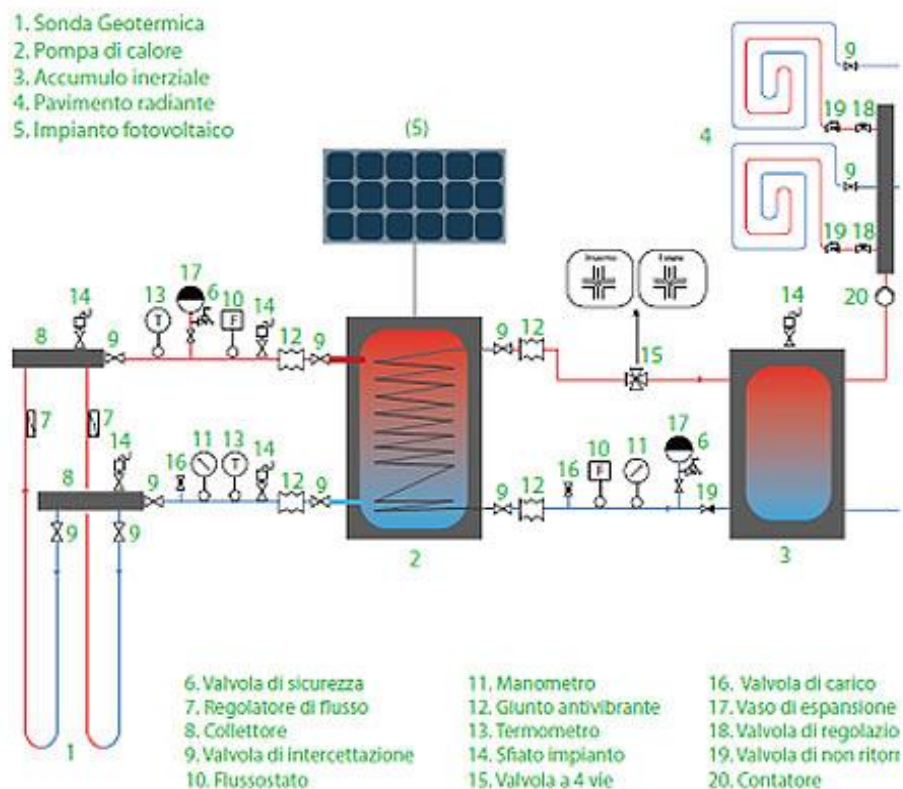


Figura 6.6 – Esempio di uno schema di impianto con pompa di calore geotermica con sonde verticali e pannelli fotovoltaici

6.2.1 Pompe di calore geotermiche

La pompa di calore è una macchina che lavora secondo un processo ciclico e che, quando lavora in riscaldamento, ha lo scopo di innalzare il livello termico dell'energia fornita da una sorgente: essa infatti sottrae da una sorgente a temperatura T_0 una certa quantità di calore q_0 , mentre fornisce ad una temperatura T_1 , maggiore di T_0 , una quantità di calore q_1 . Nelle pompe di calore a compressione l'effetto utile è il calore q_1 , fornito a spese di un lavoro meccanico L di compressione. I componenti necessari sono quindi un evaporatore, un compressore, un condensatore e una valvola di laminazione. Le pompe di calore reversibili possono funzionare in riscaldamento come appena descritto (effetto utile al condensatore) e, in estate, come refrigeratori, ovvero sottraendo calore all'edificio e rigettandolo all'esterno (effetto utile all'evaporatore).

L'efficienza di una pompa di calore a compressione in funzionamento invernale è detta Coefficient Of Performance (COP); il COP è il rapporto tra il calore fornito all'ambiente (effetto utile) e il lavoro meccanico speso:

$$COP = \frac{q_1}{L}$$

Nel caso di funzionamento estivo si definisce invece un parametro chiamato Energy Efficiency Ratio (EER), rapporto tra calore sottratto dall'ambiente (effetto utile) e lavoro meccanico:

$$EER = \frac{q_0}{L}$$

COP ed EER aumentano al diminuire della differenza termica tra sorgente esterna e ambiente interno. Nel caso del riscaldamento, sarà quindi necessario lavorare con sorgenti a temperature più alte e costanti possibili e con sistemi di riscaldamento funzionanti a temperature minori possibili. Nell'ambito civile si opta per impianti a pannelli radianti o a ventilconvettori (temperatura richieste fino ai 40-45°C), piuttosto che per i tradizionali impianti a radiatori (temperature richieste comprese tra i 60°C e gli 80°C).

Per quanto riguarda le sorgenti, le principali possibilità ricadono su aria (esterna o di ricambio), terreno, acqua di superficie o di falda. L'utilizzo di acqua di superficie e aria richiede sistemi integrativi del calore.

L'aria esterna rappresenta la fonte che garantisce maggiore disponibilità ed è la soluzione più semplice ed economica da realizzare. Tuttavia, la sua temperatura è molto variabile e può raggiungere valori estremamente bassi proprio nei periodi di maggiore richiesta. Attorno ai 0°C è inoltre necessario un sistema di sbrinamento che richiede un ulteriore consumo di energia. L'aria interna di ricambio è invece una soluzione più interessante, ma presenta il limite di basse portate disponibili.

L'acqua superficiale è disponibile solo dove sono presenti corsi d'acqua, laghi, fiumi. Esiste anche in questo caso il rischio di congelamento nei periodi più freddi.

La fonte energetica di origine solare e geotermica immagazzinata nel sottosuolo è quella che garantisce in tutto l'arco dell'anno le migliori prestazioni della macchina. Il terreno si mantiene infatti ad una temperatura pressoché costante (le variazioni termiche sono molto attenuate e sfasate) durante tutto l'anno, pari circa alla temperatura media annuale dell'aria di quella località. L'energia può essere estratta tramite acque di falda, collettori orizzontali, sonde verticali o pali energetici. Tutti questi mezzi, in particolare l'acqua di falda, presentano limiti d'impiego legati al costo.

Le sonde geotermiche sono un particolare tipo di scambiatore di calore costituito da tubazioni immerse verticalmente o orizzontalmente nel terreno e percorse da un fluido termovettore, generalmente acqua e glicole.

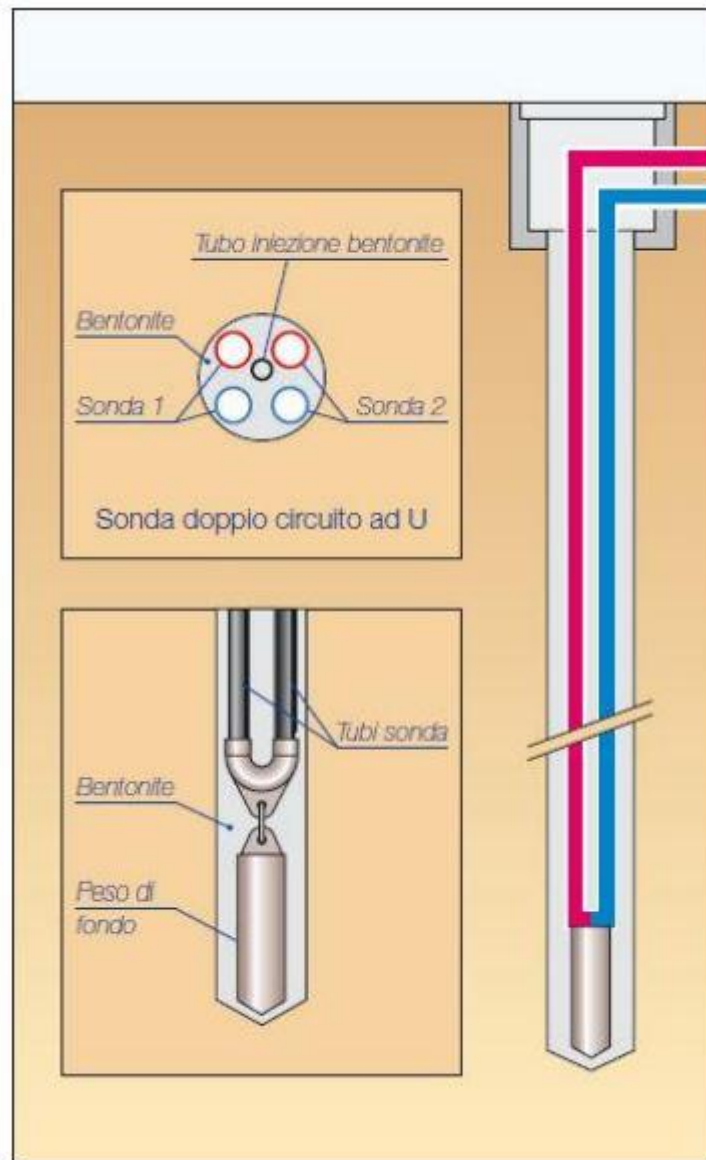


Figura 6.7 – Sezione e struttura di una sonda verticale con tubo a doppia U

Nel caso di sonde geotermiche verticali (*Figura 6.7*) le perforazioni sono generalmente comprese tra 60 e 120 metri di profondità. L'installazione prevede la perforazione, l'inserimento delle tubazioni già dotate di testa zavorrata e il riempimento dello spazio interstiziale compreso tra sonda e perforazione con cemento e bentonite o calcestruzzo allo stato fluido. Quando queste solidificano assicurano la tenuta strutturale, un buon contatto termico tra fluido e sorgente e un

aumento della conduttività termica con il terreno. Varie sono le configurazioni possibili per le sonde verticali:

- A singolo tubo a U: consiste in un tubo di mandata e uno di ritorno collegati sul fondo;
- A doppio tubo a U: come il precedente ma con 4 tubi anziché 2;
- A tubi coassiali: tubo di ritorno inserito internamente al tubo di mandata; può essere non necessario il riempimento.

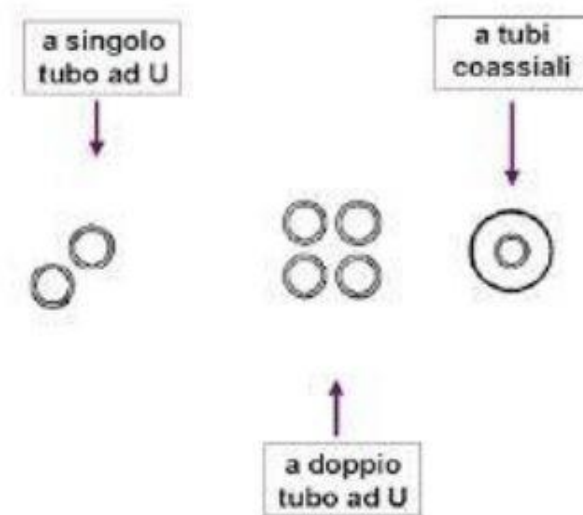


Figura 6.8 – Possibili sezioni per una sonda verticale

Il collegamento tra le sonde avviene di norma in parallelo per poter meglio sfruttare il gradiente termico tra fluido e terreno. La portata entrante nel campo geotermico si divide quindi in tante parti uguali quante sono le sonde. Onde evitare interferenza termica, esse sono disposte con un passo variabile tra i 6 e gli 8 metri.

Le sonde orizzontali sono costituite da tubi in materiale plastico, interrati a una profondità massima di 2 metri. Un aspetto critico legato alla loro installazione risiede nelle operazioni di scavo, in particolare nei terreni sovrastanti falde acquifere. All'interno della trincea le tubazioni possono essere posate in numero e in forma diversi. Gli scambiatori a tubo singolo, i primi a essersi diffusi, vengono interrati in

strette trincee e richiedono lunghezze importanti della tubazione e grande disponibilità di superficie. La posa di più tubi all'interno della stessa trincea da una parte limita la superficie necessaria, dall'altra richiede una maggiore lunghezza totale di tubo, per fronteggiare le perdite dovute a interferenza tra scambiatori vicini. Queste due condizioni sono ulteriormente marcate nel caso di tubi a spirale.

I vantaggi delle sonde verticali rispetto a quelle orizzontali sono:

- Minore richiesta di superficie esterna orizzontale;
- Richiesta di una minore lunghezza totale di tubazione;
- Minor spesa per il pompaggio del fluido termovettore;
- La sorgente termica (il terreno) presenta una minore variazione termica e più stabili proprietà termofisiche nell'arco dell'anno;
- Possibilità di ottenere migliori rendimenti energetici.

Gli svantaggi sono legati perlopiù a maggiori difficoltà tecniche e ai costi d'installazione.

I pali energetici rappresentano una soluzione interessante dal punto di vista economico, quando è già prevista la possibilità di incorporare sonde nei pali di fondazione dell'edificio. Con questa tipologia è necessario accertarsi che le condizioni operative dei pali energetici non portino a rischi per la stabilità dell'edificio.

6.2.2 Solare fotovoltaico

La cella fotovoltaica converte direttamente la radiazione solare in energia elettrica e rappresenta l'elemento base con il quale vengono realizzati gli impianti fotovoltaici.

L'insieme di queste celle costituisce il pannello fotovoltaico; gli elementi costruttivi di quest'ultimo, procedendo dal lato superiore, sono:

- Lastra in vetro;
- Strato protettivo di polimero trasparente EVA (Etil Vinil Acetato);

- Modulo fotovoltaico, costituito dalla connessione in serie e/o parallelo delle celle;
- Secondo strato di EVA;
- Un foglio di Tedlar, con funzione di protezione verso gli agenti atmosferici e corrosione e supporto meccanico.

Il tutto è inglobato e unito in una cornice in alluminio. Dal modulo infine fuoriescono i terminali dei gruppi di celle che permettono di collegarlo al circuito elettrico.

Il principio fisico su cui si basa il funzionamento di questi dispositivi è l'effetto fotovoltaico, in relazione al quale la radiazione solare che incide sulla superficie di un semiconduttore determina il passaggio di alcuni elettroni dalla banda di valenza a quella di conduzione. In questo modo all'interno della cella fotovoltaica si crea una coppia elettrone-lacuna, rispettivamente dotati di carica elettrica negativa e positiva. Tali cariche elettriche vengono poi opportunamente instradate in un circuito elettrico grazie alla particolare configurazione della cella, originando così una corrente elettrica nel caso in cui il circuito elettrico venga chiuso con un carico (utenza).

Le celle fotovoltaiche attualmente commercializzate vengono per la maggior parte realizzate in silicio, spesso derivante dagli scarti dell'industria elettronica, in quanto per la produzione di celle non servono gradi di purezza elevati.

Le *celle in silicio cristallino* possono avere una struttura molecolare monocristallina o policristallina. Nella struttura monocristallina gli atomi sono orientati nello stesso verso e legati gli uni agli altri nello stesso modo; in quella policristallina essi sono aggregati in piccoli grani monocristallini orientati in maniera disordinata. L'efficienza delle celle in silicio monocristallino è circa 16÷17%, contro il 14÷15% del silicio policristallino, e consente di avere una minore superficie occupata a parità di potenza, ma un costo superiore rispetto al silicio policristallino.

Le *celle a film sottile in silicio amorfo* sono ricavate depositando un sottile strato di semiconduttore su un supporto plastico o su un substrato polimerico. Per

quanto riguarda i materiali non viene impiegato silicio puro, ma alcuni suoi composti con l'idrogeno. Attraverso questo processo si abbattano i costi di produzione, in quanto il materiale semiconduttore richiesto è enormemente inferiore rispetto agli altri casi (spessore di circa 1 μm). Uno dei principali vantaggi nell'utilizzo del silicio amorfo consiste nella possibilità di costruire strutture flessibili, con evidenti vantaggi in termini di installazione. D'altro canto, l'efficienza raggiungibile da questo tipo di celle è ancora molto bassa, circa 6÷8%.

Vi sono poi *celle a film sottile realizzati con materiali innovativi*, aventi gli stessi vantaggi dei thin film in silicio amorfo, ma realizzate con materiali che consentono di ottenere efficienze superiori. Due diverse soluzioni prevedono l'utilizzo di diselenurio di indio e rame e tellururo di cadmio. I valori dell'efficienza sono dell'ordine del 10÷12%. Ancora in fase di sviluppo sono i film a policristalli di arseniuro di gallio e di arseniuro di gallio e alluminio, caratterizzati da un'efficienza attorno al 30%, ma penalizzati da costi di produzione elevatissimi, che trovano giustificazione solo per applicazioni spaziali.

Per tutte le tipologie di celle, poiché ogni cella fornisce una potenza dell'ordine di alcuni W, i moduli fotovoltaici vengono realizzati assemblando più celle in serie al fine di aumentare la tensione, mentre la corrente circolante è la stessa (vedi espressione seguente).

$$\begin{cases} I = I_1 = I_2 = \dots = I_N \\ V = \sum_{i=1}^N V_i \end{cases}$$

I moduli commerciali hanno un numero di celle compreso fra 36 e 72, con corrispondenti valori di tensione di circa 15÷20 V e 30÷40 V, rispettivamente, e potenze di 80÷90 W e 160÷180 W.

A partire dal rendimento della cella η_c si può determinare quello del modulo in condizioni di riferimento utilizzando le equazioni che seguono:

$$\eta_{M,ref} = \eta_c \cdot f_R \cdot f_P$$

con:

$$f_R = \frac{N_C \cdot A_C}{A_M}$$

Dove N_C è il numero di celle presenti nel modulo, A_C è l'area di ciascuna cella e A_M è l'area del modulo. Il fattore f_R risulta circa 0.8 per celle circolari e circa 0.9 per celle rettangolari smussate. Il fattore f_P invece tiene conto delle dissipazioni lungo i cavi di collegamento delle celle, assumendo un valore dell'ordine di 0.95. Il rendimento del modulo risulta pertanto inferiore al rendimento della cella: il rendimento dei moduli composti da celle in silicio monocristallino e policristallino è pari a circa 12÷14% mentre per moduli costituiti da celle in silicio amorfo è dell'ordine del 5÷6%.

Il rendimento del modulo dipende notevolmente dalle condizioni ambientali. Sperimentalmente i costruttori individuano specifiche correlazioni, come l'equazione che segue, che consentono di valutare il rendimento effettivo del modulo η_M a partire da quello determinato in condizioni di riferimento.

$$\eta_M = \eta_{M,rif} \cdot [1 - \beta \cdot (T_C - T_{rif})]$$

Dove β assume valori dell'ordine di 0.004÷0.005°C⁻¹ per celle in silicio monocristallino e policristallino e di circa 0.001°C⁻¹ per celle di silicio amorfo. Il rendimento di un modulo fotovoltaico diminuisce pertanto all'aumentare della temperatura operativa della cella T_C . La temperatura operativa della cella è a sua volta funzione della temperatura media dell'aria esterna T_a e delle condizioni di irraggiamento solare.

Per la determinazione di questa temperatura si può far ricorso alla correlazione:

$$T_C = T_a + (219 + 832 \cdot K) \cdot \frac{NOCT - 20}{800}$$

Dove K è l'indice di serenità medio mensile, che tiene pertanto conto delle condizioni di irraggiamento solare, mentre $NOCT$ (Nominal Operating Cell Temperature) è la temperatura nominale di lavoro della cella, determinata sperimentalmente facendo operare la cella a circuito aperto (dunque con

rendimento nullo) con irraggiamento solare di 800W/m² , temperatura esterna di 20°C e velocità del vento di 1 m/s. Tipicamente *NOCT* è di circa 45°C per celle in silicio monocristallino e policristallino e di circa 50°C per celle di silicio amorfo.

Come già detto, l'unione di più moduli su un'unica struttura di supporto viene definita pannello fotovoltaico, mentre la serie di molteplici pannelli è chiamata stringa. L'insieme di più stringhe collegate in parallelo costituisce l'impianto fotovoltaico. Attraverso quest'ultima tipologia di collegamento, si provvede ad un innalzamento della corrente in uscita ed a un mantenimento della tensione secondo quanto specificato dall'espressione che segue:

$$\begin{cases} V = V_1 = V_2 = \dots = V_N \\ I = \sum_{i=1}^N I_i \end{cases}$$

Una volta noto il rendimento effettivo del singolo modulo, è possibile calcolare il rendimento dell'impianto fotovoltaico a partire dalla stima delle perdite introdotte dall'inverter, dalle connessioni elettriche e dall'eventuale sistema di accumulo. Tali perdite vengono conglobate in un unico fattore denominato *Balance of System* (BoS), cosicché il rendimento totale viene calcolato attraverso l'equazione:

$$\eta_{tot} = \eta_M \cdot \eta_{BoS}$$

Il rendimento η_{BoS} risulta dell'ordine del 0.80÷0.85 in assenza di sistemi di accumulo dell'energia elettrica e dell'ordine del 0.70÷0.75 se è presente il sistema di accumulo.

7. SISTEMI INNOVATIVI

7.1 Impianti solari ibridi: PVT

Il grande sviluppo dell'industria fotovoltaica degli ultimi anni ha portato alla realizzazione di soluzioni sempre più efficienti e competitive per la produzione di energia elettrica da fonte solare.

Al tempo stesso la tecnologia fotovoltaica presenta dei limiti intrinseci in termini di prestazioni. In primo luogo, solo una ridotta parte della radiazione solare viene convertita in energia elettrica, a seconda del materiale impiegato per le celle: l'efficienza di conversione non supera il 18% nei moduli al silicio cristallino più perforanti. Il secondo limite al rendimento di conversione dei moduli fotovoltaici è legato al decadimento delle prestazioni all'aumentare della temperatura di esercizio, per cui un modulo che presenta un'efficienza nominale del 15% può lavorare al 12 nei mesi più caldi, proprio quando la radiazione solare è più intensa e le potenzialità maggiori. Anche per ovviare a questi inconvenienti, recentemente si è intensificata la ricerca volta alla produzione e commercializzazione su larga scala di sistemi ibridi fotovoltaici e termici (PVT).

7.1.1 *Principi di funzionamento dei moduli ibridi*

L'idea di accompagnare un modulo fotovoltaico tradizionale ad un collettore solare non è nuova. Già negli anni '70 furono avviati i primi studi teorici e pratici per investigare i benefici di questa soluzione.

Sebbene esistano diverse tipologie di sistemi PVT, nella configurazione più semplice un pannello solare ibrido è costituito da un modulo fotovoltaico alloggiato all'interno di un collettore solare termico. Il fluido termovettore (aria o liquido) che circola nel collettore asporta il calore in eccesso, il quale viene prodotto sia

direttamente dalla radiazione solare, sia per effetti dissipativi della corrente elettrica che fluisce nelle celle. In sostanza si può affermare che i moduli PVT sono pannelli solari termici in cui l'assorbitore (o piastra captante) è costituito da celle fotovoltaiche.

La rimozione di energia termica dall'elemento fotovoltaico, oltre a mantenere bassa la temperatura aumentandone l'efficienza, rende disponibile calore che può essere utilizzato per diversi fini: produzione di acqua calda sanitaria, riscaldamento o raffrescamento domestico, preriscaldamento dell'aria in uffici o centri commerciali.

Emerge quindi un primo punto di forza della cogenerazione solare: produzione di energia elettrica e termica contemporaneamente. Il comportamento duale di questi impianti conferisce loro una versatilità che può essere sfruttata per ottimizzare il funzionamento a seconda della località e delle esigenze particolari, privilegiando la produzione di energia elettrica oppure di energia termica. Nel primo caso si mantiene la temperatura delle celle il più bassa possibile al fine di ottimizzare il rendimento di conversione fotovoltaica, avendo per contro una temperatura del liquido refrigerante ancora più bassa e quindi limitando le potenzialità di riscaldamento. Nel secondo caso, viene privilegiata l'efficienza termica dell'impianto e si punta ad ottenere fluido refrigerante ad elevata temperatura in uscita in condizioni non ottimali e l'efficienza elettrica è penalizzata.

In prima approssimazione, il rendimento globale del sistema può essere definito come somma del rendimento elettrico η_e e termico η_{th} :

$$\eta_{tot} = \eta_e + \eta_{th}$$

Il rendimento così definito indica quale percentuale della radiazione solare incidente su di una superficie viene effettivamente sfruttata e si può raggiungere il 60% nei sistemi PVT. Da questo valore si evince il secondo vantaggio dei pannelli ibridi: un maggior sfruttamento dell'energia disponibile sia rispetto al fotovoltaico tradizionale che al solare termico, che si attestano al 15% e 55%, rispettivamente. Tuttavia, data l'ampia possibilità di configurazione e la profonda dipendenza delle

condizioni climatiche locali, risulta complicato stabilire criteri di confronto universali per il rendimento: diventa pertanto necessario approntare analisi specifiche per ogni caso.

7.1.2 Tipologie di impianti solari ibridi

Una classificazione semplificata prevede di distinguere due maggiori famiglie di moduli PVT sulla base del fluido termovettore impiegato:

- PVT – liquido;
- PVT – aria.

Nei moduli PVT - liquido, il fluido termovettore (tipicamente acqua o glicole) circola in una serpentina collocata sotto le celle fotovoltaiche e asporta calore garantendo un'ottima efficienza di scambio termico rendendo più performante la cessione di calore nei sistemi di accumulo. I sistemi PVT – aria sono più economici e sono esenti da problemi come il congelamento o l'ebollizione del fluido termovettore, fenomeni da tenere in considerazione per i PVT – liquido. Tuttavia, questa soluzione comporta diversi svantaggi che la rendono competitiva solo per certe applicazioni. Innanzitutto, la bassa capacità dell'aria di asportare calore, se confrontata con il liquido, incide sull'efficienza del recupero termico e sul rendimento delle celle fotovoltaiche. In secondo luogo, gli impianti per l'aria calda sono concentrati prevalentemente in inverno e danno luogo ad una produzione non richiesta nei mesi estivi. Infine, si tratta soprattutto di applicazioni di nicchia, come ad esempio il riscaldamento di grandi edifici (centri commerciali, cinema, uffici, ecc..) o l'essiccazione dei prodotti agricoli.

Un altro elemento fondamentale per la classificazione dei pannelli ibridi è il vetro di copertura posto a sigillare il modulo nel lato irraggiato. Laddove presente, la copertura permette di limitare le dispersioni di calore verso l'esterno, migliorando il rendimento termico, ma rappresenta al contempo un'ulteriore strato barriera sopra le celle fotovoltaiche, la cui produzione elettrica risulta penalizzata. Inoltre, le maggiori temperature interne al modulo nel caso in cui il vetro di copertura è

presente (possono superare i 150°C) incidono in negativo sull'efficienza fotovoltaica e introducono ulteriori criticità legate alla determinazione della classe stessa.

Una classificazione più specifica di tali sistemi ibridi riguarda il tipo di collettore solare utilizzato. Alcuni esempi sono il PVT che incorpora il Compound Parabolic Collectors (CPC – PVT) e il PVT che incorpora i collettori solari piani (FP – PVT). Nel sistema CPC – PVT per rimuovere l'eccesso di calore dalle celle, in modo tale da mantenere la loro efficienza, vengono utilizzati gli heat – pipe (tubo di calore). La produzione totale di energia di un sistema PVT dipende dall'irraggiamento, dalla temperatura ambiente, dalla velocità del vento.

7.2 Impianti solari termici a PCM

I materiali a cambiamento di fase possono anche essere integrati direttamente nei sistemi di produzione di energia. La presenza del PCM in un impianto solare termico permette un aumento nella funzione solare annuale, un miglioramento nell'efficienza del sistema ed una maggiore capacità di stoccaggio. In letteratura si trovano diversi metodi per incorporarli: l'aggiunta di elementi di PCM internamente all'accumulo (*Figura 6.1 (a)*), l'aggiunta di nodi di PCM nelle tubazioni del circuito primario (*Figura 6.1 (b)*) e l'integrazione diretta in uno strato del collettore (*Figura 6.1 (c)*).

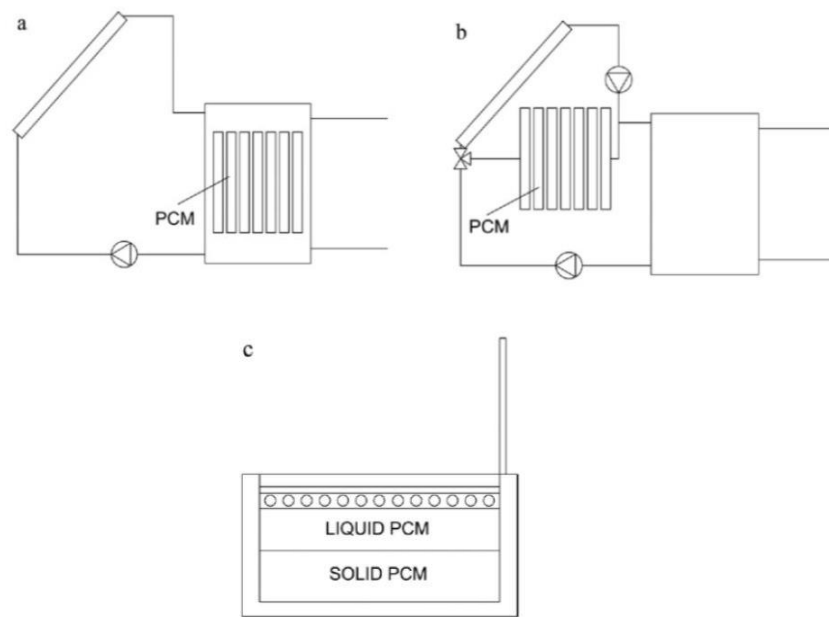


Figura 7.1 – configurazioni per l'integrazione di PCM in sistemi solari termici

Nella prima soluzione impiantistica il PCM è inserito direttamente nel serbatoio di accumulo con lo scopo di aumentare la sua capacità di stoccaggio o ridurre le dimensioni dell'accumulo. Nella seconda soluzione, invece, il PCM rappresenta un addizionale accumulo. Secondo alcuni studi il nodo di PCM, costituito da Compressed Expanded Natural Graphite (CENG) e paraffina, aumenta la frazione solare dell'8% in estate e del 4% in inverno. L'ultima soluzione però è quella più diffusa in quanto consente di eliminare il serbatoio di accumulo, riducendo i costi e gli ingombri.

Con queste soluzioni le prestazioni energetiche dei componenti in cui viene inserito il PCM migliorano, ma per agire sull'intero sistema occorre considerare il fluido termovettore. L'acqua, che viene utilizzata dagli impianti solari, ha lo svantaggio di sfruttare solo il calore sensibile nel range di temperatura utile alle applicazioni domestiche. Tuttavia, l'incremento di temperatura derivato crea irreversibilità e perdite energetiche ed exergetiche negli scambi termici. Inoltre, il limitato calore specifico rende necessaria una portata di fluido superiore all'interno del collettore solare aumentando così la potenza di pompaggio.

I PCS (Phase Change Slurry) in questo senso sembrano essere i candidati migliori. Tuttavia, necessitano di maggiore attenzione in quanto, se non selezionati correttamente, quindi se il cambiamento di fase non corrisponde al campo di temperatura di interesse, portano a tre svantaggi: costo del materiale superiore, calore specifico molto spesso inferiore a quello dell'acqua e maggiori costi di pompaggio. Quest'ultimo inconveniente, infatti, è legato alla viscosità del fluido particolarmente incidente ad alte concentrazioni.

Tra tutti i PCS quello più promettente è l'mPCM disperso in acqua o in altro fluido vettore. Accoppiando l'impianto solare ad un impianto di riscaldamento esistono due configurazioni possibili. La prima (*Figura 6.2*) prevede l'utilizzo dello stesso fluido sia nel circuito primario che in quello secondario utilizzando quindi due loop aperti, mentre la seconda (*Figura 6.3*) utilizza due fluidi distinti al primario ed al secondario e perciò prevede i due circuiti disaccoppiati. La prima soluzione proposta è sicuramente più vantaggiosa sia da un punto di vista economico (per la mancanza dello scambiatore) sia da un punto di vista energetico. L'assenza di differenze di temperatura tra i due circuiti, infatti, garantisce la massima efficienza energetica possibile. Tuttavia, un impianto di questo tipo è ancora tecnologicamente realizzabile in quanto gli impianti radianti non sono ancora predisposti alla circolazione di mPCM.

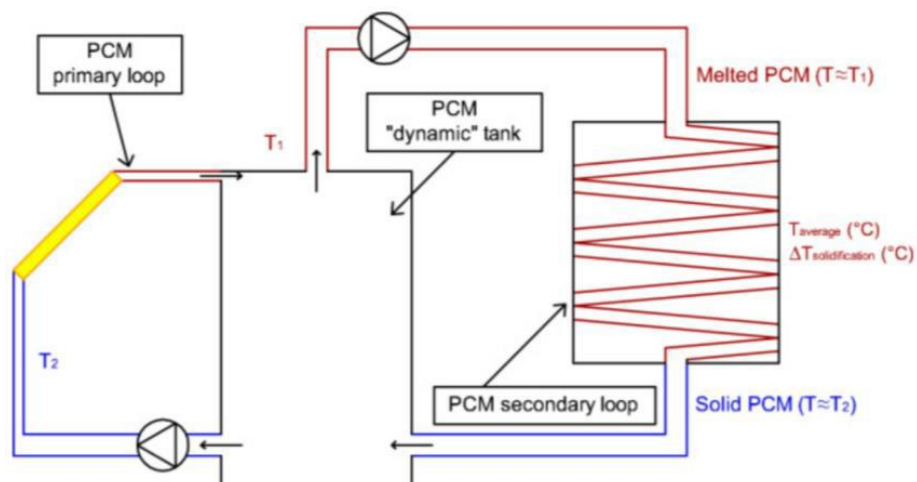
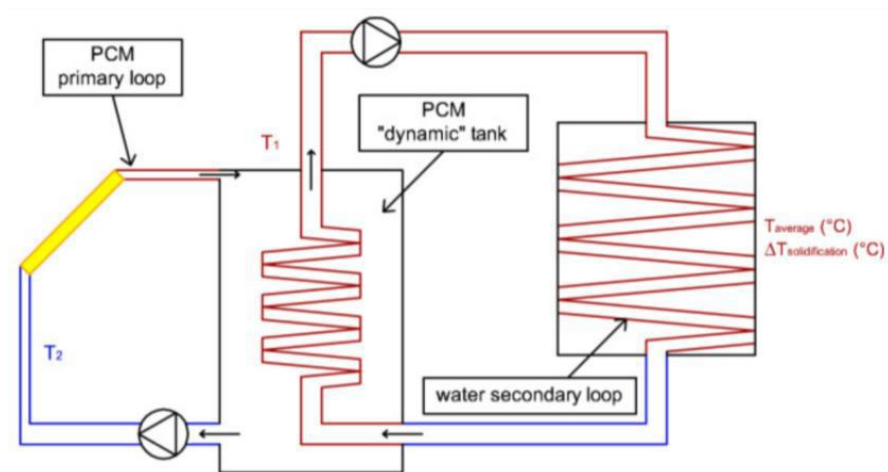


Figura 7.2 – Soluzione impiantistica per sistema a mPCM: due circuiti aperti



*Figura 7.3 – Soluzione impiantistica per sistema a mPCM: circuito primario aperto e
circuito secondario chiuso*

8. IL CASO STUDIO: SolHe-PCM

Il progetto di ricerca “Solar” identificato con l’acronimo SolHe-PCM è stato proposto dalla Regione Piemonte nel 2010 sulla base di un programma competitivo dell’European Regional Development Fund con lo scopo di studiare a fondo un sistema solare termico innovativo a mPCM che sopperisse al fabbisogno termico per riscaldamento a pavimento di un’utenza. Per la realizzazione del progetto, il Politecnico di Torino ha lavorato in collaborazione con due aziende per la realizzazione del prototipo: la Teknoenergy, di cui fanno parte il pannello solare termico e l’accumulo, e la Teseo, che si è occupata della centralina di controllo e dello sviluppo di un software in ambiente LabVIEW per il monitoraggio e il controllo automatico del sistema.

8.1 Calore specifico vs. calore latente

Uno dei principali problemi di un sistema di accumulo di energia termica è legato alla dispersione verso l’ambiente esterno del calore contenuto nel serbatoio, dovuto al marcato gradiente termico presente tra l’elevata temperatura del fluido termovettore e quella dello spazio circostante. Ciò avviene perché nella prassi si tende a produrre ed accumulare energia termica limitandosi ad aumentare la temperatura del fluido termovettore: si fa riferimento solitamente al calore sensibile, ovvero quella quantità di calore che corrisponde alla variazione di temperatura moltiplicata per un coefficiente di proporzionalità detto calore specifico:

$$Q = mc_p\Delta T$$

Quindi, essendo il calore specifico c e la massa m fissati per una determinata sostanza e per una quantità definita, l’unico parametro su cui si può agire per

accumulare grandi quantità di calore è ΔT , pertanto si tende a produrre temperature elevate, cui corrispondono perdite elevate di accumulo.

In realtà esiste un'altra possibilità di generare calore: sfruttare il calore latente. Quest'ultimo è associato ad una trasformazione termodinamica e rappresenta la quantità di energia necessaria allo svolgimento di una trasformazione di fase o passaggio di stato. Ad esempio, il calore latente di fusione è l'energia massica corrispondente al passaggio di un sistema dallo stato solido a quello liquido, il calore latente di evaporazione è quello corrispondente alla transizione da liquido ad aeriforme. L'energia fornita (o assorbita) al sistema non va ad incrementare (o decrementare) la temperatura, ma agisce sulla forza dei legami intermolecolari, causando una reazione isoterma che libera (o assorbe) calore. In formule:

$$Q = r'm$$

Le quantità in gioco quando si parla di calore latente sono piuttosto elevate e un'idea delle loro dimensioni può essere valutata con esempi della vita di tutti i giorni: il tempo necessario affinché una quantità di acqua m evapori completamente da una pentola (calore latente) è molto maggiore di quello che impiega la stessa quantità di liquido m ad essere portato alla temperatura di ebollizione (calore sensibile).

A titolo d'esempio, può essere determinato a quale incremento di temperatura di una quantità di acqua m corrisponde lo scioglimento della stessa quantità di acqua allo stato liquido. Si uguagliano i calori forniti al sistema:

$$mc_p\Delta T = r'm$$

$$\Delta T = \frac{r'}{c_p}$$

Nel caso dell'acqua si hanno gli indici $r' = 333,5 \text{ J/g}$ e $c_p = 4,186 \text{ J/gK}$ e si assumono tali valori come costanti con il variare della temperatura:

$$\Delta T = \frac{333,5}{4,186} = 79,67^\circ\text{C}$$

Da questa semplice relazione si può vedere come con il calore latente si può ottenere la stessa quantità di energia che corrisponde all'innalzamento di circa 80°C di una massa di fluido termovettore acqua. Tuttavia, per disporre effettivamente della quantità di calore accumulata occorre fare in modo che essa venga in qualche modo ceduta all'ambiente da riscaldare. Per far ciò è necessario sviluppare nuovamente una trasformazione di fase inversa con scambio di calore latente. Questo ragionamento ci porta a concludere che le trasformazioni presenti in un sistema a calore latente prevedono un range di temperatura molto ristretto, in quanto la maggior parte degli scambi termici avviene attraverso procedimenti isotermi. Pertanto, è necessario utilizzare impianti che siano in grado di accumulare calore latente ad una temperatura prossima a quella necessaria all'utenza. Riprendendo questa considerazione nell'esempio precedente, è possibile osservare come, sebbene il ghiaccio sia una sostanza in grado di accumulare elevate quantità di calore cambiando di fase, esso non è adatto ai nostri scopi, poiché la sua temperatura di fusione è troppo lontana da quella necessaria ai fini del riscaldamento e non vi sarebbe modo di avviare la trasformazione inversa capace di cedere calore latente all'ambiente. Ad ogni modo, abbiamo delineato alcuni criteri fondamentali nella scelta della sostanza da utilizzare per diminuire le perdite di accumulo:

- Deve essere in grado di accumulare calore latente, cambiando di fase con una trasformazione isoterma;
- Deve avere una temperatura di cambiamento di fase molto vicina a quella necessaria allo svolgimento dello scopo in questione (riscaldamento), in modo da poter da un lato limitare le dispersioni in accumulo dovute al gradiente di temperatura e dall'altro permettere lo sviluppo della trasformazione inversa. La temperatura di riscaldamento è dettata dalle necessità dell'utenza, valutate secondo le teorie del confort;
- Deve avere un coefficiente λ elevato in modo da poterle consentire di accumulare quantità di calore latente confrontabili con quelle sviluppate con lo scambio di calore sensibile.

8.2 Materiali a cambiamento di fase: PCM

Nel precedente paragrafo sono stati delineati quali possono essere i criteri fondamentali per la scelta della sostanza da utilizzare come fluido termovettore per diminuire le perdite di accumulo, attraverso l'utilizzo del calore latente al posto di quello sensibile. Si è anche visto come tutti i materiali cambino di fase, ma a noi ne serve uno particolare che abbia questa trasformazione ad una specifica temperatura. Inoltre, il materiale in questione deve essere anche un buon fluido termovettore, il quale deve presentare caratteristiche reologiche tali da assicurare un buono scorrimento con bassi valori di attrito nelle tubazioni che compongono l'impianto.

La tecnica industriale sviluppata nell'arco dello scorso secolo ha permesso di trovare alcuni materiali in grado di sviluppare reazioni isoterme di cambiamento di fase a svariate temperature. Il primo brevetto riguardante un processo in cui entra in gioco lo studio del calore latente risale al 1901 e prende in considerazione l'uso di acido palmitico e di acido stearico (Pramod & Prashant, 2012). Negli anni la tecnica si è affinata e sono stati creati numerosi materiali in grado di fornire specifiche proprietà di cambiamento di fase, in particolare esse si dividono in gruppi diversi a seconda della propria composizione chimica:

- Composti organici (paraffine e non paraffine);
- Composti inorganici;
- Miscele eutettiche.

In generale i *composti organici* godono di stabilità chimica, non sono tossici o corrosivi e sono dotati di un elevato calore di fusione. Le paraffine sono dei tipici alcani che presentano una formula generale per gli idrocarburi $CH_3(CH_2)_nCH_3$ oppure C_nH_{2n+2} e godono dei seguenti vantaggi: sono inespansive, hanno buona capacità di accumulo termico, sono chimicamente inerti, hanno una bassa pressione di vapore nella transizione di fusione e non si degradano nel tempo con i cicli termici. I loro principali svantaggi sono dovuti alla bassa conduttività termica e al grande cambiamento di volume durante la trasformazione di stato. I composti organici che non sono paraffine, sono racchiusi in un gruppo che comprende svariati alcoli, glicoli

e acidi grassi, in particolare l'insieme più interessante ai fini pratici è quello che comprende gli acidi palmitici: $CH_3(CH_2)_nCOOH$. Il loro grande svantaggio è dovuto al costo di produzione, oltre tre volte maggiore di quello delle paraffine. Tuttavia, presentano importanti vantaggi come: l'avere il punto di fusione compreso in un range di temperatura minimo, avere elevati calori latenti di fusione e il presentare piccoli cambiamenti volumici durante la transizione di fase.

I *composti inorganici*, in generale, sono dotati di calore latente di fusione elevato, di ottima conducibilità termica e di costi ridotti rispetto agli altri PCM. Il gruppo più importante di questi materiali è composto dai Sali idrati o CHS (ad esempio il *Glauber's salt* $Na_2SO_4 \cdot H_2O$). I problemi legati al loro utilizzo sono rappresentati soprattutto dal fatto che questi materiali sono corrosivi per gran parte dei metalli, soffrono di sovra raffreddamento e segregazione di fase e il processo di cambiamento di stato spesso tende a diventare irreversibile, con decremento nel tempo delle capacità di accumulo energetico.

Una *sostanza eutettica* è una miscela di sostanze il cui punto di fusione è più basso di quello delle singole sostanze che la compongono (da cui il nome derivante dal greco "facile la fondere"). Nel caso dei PCM sono composte da più sostanze mescolate in specifiche proporzioni, in modo da ottenere un punto di fusione più basso possibile e da avere una capacità di accumulo termico maggiore dei composti organici.

Dall'analisi delle precedenti caratteristiche emergono due ulteriori punti di importanza fondamentale per la scelta del materiale usato nel nostro impianto:

- L'assenza di segregazione di fase e l'avere cambiamenti di volume molto ridotti durante il cambiamento di fase. In questo modo il PCM non varia di molto il proprio comportamento nel condotto con il variare della temperatura e dello stato di aggregazione presente;
- L'avere una buona stabilità chimica, una compatibilità con gli altri materiali usati nel circuito termico e il mantenere inalterate le proprietà chimico-fisiche con il passare dei cicli.

L'accumulo di energia termica attraverso l'uso di PCM è una tecnica che negli ultimi anni sta diventando sempre più importante per la ricerca applicativa. Infatti, i materiali elencati in precedenza permettono di incrementare notevoli quantità di energia in volumi ridotti e con differenze di temperatura minime. Inoltre, gli studi recenti hanno permesso di sviluppare materiali con specifiche proprietà e temperature di fusione che interessano svariate possibilità di utilizzo. La tabella seguente riassume le principali proprietà delle tipologie di materiali descritte in precedenza.

Tabella 8.1 - Principali caratteristiche delle varie tipologie di PCM (Utrilla Dausso & Perino, 2012)

Product		Composition	Thermal storage density [kJ/kg]	T _{melting} [°C]	Thermal conductivity [W/mK]
Organic compounds	Paraffins	CH ₃ (CH ₂) _n CH ₃	120 - 210	20 - 70	0,2
	Non-Paraffins	CH ₃ (CH ₂) _n COOH	155 - 180	16 - 65	-
Hydrated salts		Na ₂ SO ₄ H ₂	254	32 - 35	0,5
Eutectic mixture		Binary system	120 - 160	18 - 51	-

Recentemente è stata prodotta una nuova tecnica per l'uso dei materiali a cambiamento di fase nei sistemi di accumulo energetico. Quest'ultima consiste nel formare un fluido in due fasi, mescolando un liquido vettore, che può essere acqua o acqua glicolata, con un materiale PCM, solitamente una paraffina o un sale idrato. Il composto così ottenuto viene chiamato "slurry". Il PCM disperso all'interno di tale slurry può essere mescolato attraverso emulsione oppure viene contenuto in capsule polimeriche (mPCM o PCM microincapsulato), dotate di una membrana protettiva che racchiude un nucleo pieno di PCM.

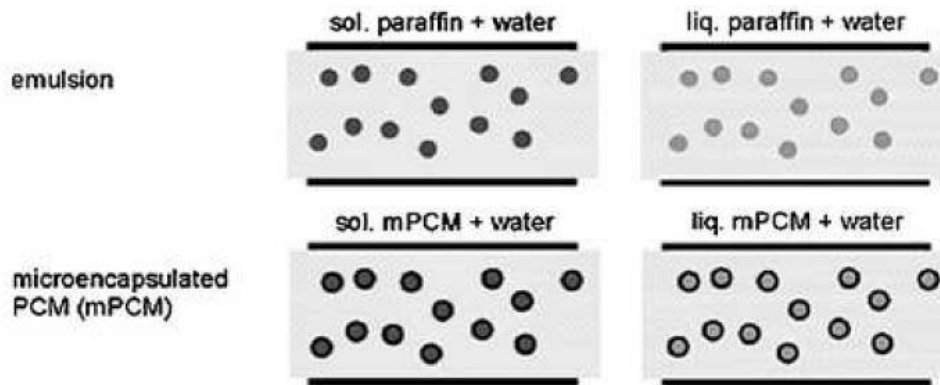


Figura 8.1 – Confronto tra il funzionamento dello slurry miscelato con emulsione o con mPCM (Delgado, Lazàro, Mazo & Zalba, 2012)

La microincapsulazione è un processo consistente nel rivestire minute goccioline di liquide o piccole quantità di solidi con una sottile pellicola, di solito costituita da polimeri naturali o sintetici, in modo da formare microcapsule. La parte centrale della capsula, contenente il PCM microincapsulato è chiamato nucleo della capsula.

Le microcapsule risultanti hanno un diametro che varia approssimativamente da $0,05\mu\text{m}$ a $5000\mu\text{m}$. I sistemi di microincapsulazione adottati sono solitamente di tipo fisico o chimico e dipendono dalla natura della sostanza da rivestire e delle pellicole da rivestimento, e dalle caratteristiche che le microcapsule devono presentare. In letteratura possiamo trovare diversi metodi per la microincapsulazione e i primi sono stati sviluppati soprattutto dalle industrie farmaceutiche. Gli scopi principali della microincapsulazione sono di proteggere i PCM da eventuali interazioni dannose con l'ambiente, per favorire una stabilità strutturale e rendere i materiali più facili e/o più sicuri da maneggiare. Inoltre, la diffusività termica è migliorata aumentando la superficie di trasferimento del calore che permette al materiale di essere facilmente mescolato o incluso in matrici di altri materiali conduttivi (ad esempio acqua o metalli), aumentando così la conducibilità termica globale. Negli edifici, mPCM può anche essere utilizzato miscelandolo ai tradizionali materiali in modo tale da aumentare la conducibilità termica della

miscela finale senza avere problemi di instabilità che insorgerebbero miscelando direttamente PCM con altri materiali.

I principali svantaggi degli mPCM sono legati al tipo di rivestimento delle microcapsule. In primo luogo, lo spessore del rivestimento, che deve garantire la resistenza meccanica della microcapsula per evitarne la sua rottura, limita la capacità di accumulo di calore; in secondo luogo, i materiali di cui sono costituiti i rivestimenti delle microcapsule (solitamente film polimerici o silice) sono caratterizzati dalla ridotta conducibilità termica che influenza le prestazioni complessive della miscela finale.

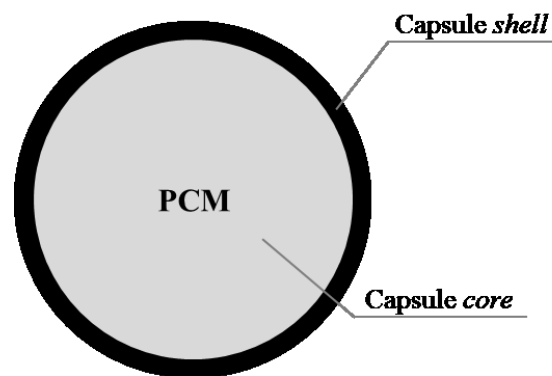


Figura 8.2 – Sezione di un PCM microincapsulato

La scelta del materiale da utilizzare nell'impianto deve quindi rispecchiare tutte le necessità elencate in precedenza e può essere effettuata selezionando la tipologia che meglio soddisfa le nostre esigenze, variando opportunamente:

- La tipologia di PCM presente nel composto;
- Il tipo di miscela presente nello slurry.

8.2.1 Caratteristiche dei materiali a cambiamento di fase

I PCM vengono utilizzati per immagazzinare l'energia in eccesso che sarebbe altrimenti sperata, e per soddisfare la domanda e l'offerta quando non coincidono

nel tempo. In questo processo i PCM si comportano come un vero e proprio serbatoio calore quasi isotermico, a causa della notevole quantità di calore che riescono ad immagazzinare o rilasciare durante il loro cambiamento di fase. Pertanto, i PCM possono risultare molto utili nelle applicazioni in cui il controllo della temperatura è fondamentale.

Per valutare le prestazioni di un PCM dovrebbero considerarsi le sue caratteristiche termofisiche, chimiche, cinetiche, ambientali e la sua natura economica. In generale, per soddisfare i requisiti di capacità di accumulo di calore, si dovrebbero massimizzare le seguenti proprietà (più alto è il valore, meglio è):

- La capacità termica latente specifica di fusione/solidificazione;
- La capacità termica sensibile specifica;
- La densità.

Inoltre, la variazione di densità (quindi il cambiamento di volume) tra il solido e le fasi liquide dovrebbe essere ridotto al minimo altrimenti, il serbatoio che contiene il materiale dovrebbe essere sovradimensionato per adattarsi al volume che il materiale raggiunge quando è nella sua massima espansione (generalmente durante la fase liquida).

Altra caratteristica fondamentale è quella che i PCM dovrebbero presentare stabilità a lungo periodo, ovvero le proprietà termofisiche del PCM dovrebbero rimanere costanti indipendentemente dal numero di cicli di fusione/solidificazione. Diversi test di laboratorio hanno dimostrato che la maggior parte dei PCM soddisfano questa proprietà.

Inoltre, per motivi di sicurezza, tali materiali non devono essere tossici e infiammabile quando si trovano alla temperatura di esercizio. Anche la compatibilità chimica tra il materiale e il serbatoio che lo contiene è fondamentale, infatti deve essere evitata la corrosione del serbatoio in modo tale che il PCM non fuoriesca quando si trova allo stato liquido.

8.2.2 Impatto ambientale dei materiali a cambiamento di fase

Analogamente ad altri materiali, l'impatto ambientale del PCM può essere valutato attraverso una Life Cycle Assessment (LCA) durante tutte le fasi di vita del materiale. L'analisi del ciclo di vita consente di valutare sia l'energia incorporata (ossia l'energia richiesta dall'estrazione delle materie prime per l'assemblaggio del prodotto finale) sia l'energia operativa (ossia l'energia complessiva richiesta durante tutta la durata prevista del prodotto). Le valutazioni del ciclo di vita trovate in letteratura mostrano che l'applicazione dei PCM negli edifici hanno per lo più aspetti positivi in termini di impatto ambientale. Generalmente, l'utilizzo del PCM è più indicato in località con condizioni climatiche pressoché costanti durante tutto l'anno. Inoltre, per ottimizzare il consumo energetico operativo dovrebbe essere eseguita una corretta ottimizzazione ed integrazione del PCM.

Diversi autori hanno studiato la fattibilità economica dell'applicazione dei PCM negli edifici in Italia ottenendo risultati contrastanti in relazione alle diverse condizioni; da una parte è stato stimato un accettabile payback period compreso tra i due e i dieci anni, dall'altra parte si è rilevato che i PCM non sono economicamente vantaggiosi. Tuttavia, bisogna considerare che, attualmente i PCM vengono utilizzati principalmente per applicazioni nel campo della ricerca e di conseguenza i costi sono più elevati rispetto a quelli che dovrebbero essere previsti nello scenario in cui i PCM entrano in larga scala nel mercato.

8.2.3 Principali inconvenienti dei materiali a cambiamento di fase

A seconda del tipo di PCM, si possono verificare diversi problemi come ad esempio bassa conduttività termica, segregazione di fase, separazione di fase, isteresi e supercooling. In particolare, la segregazione di fase e il supercooling sono considerate le possibili fonti che provocano una poca stabilità del materiale che può provocare una ridotta capacità di immagazzinare calore latente o significative variazioni della temperatura in cui avviene il cambiamento di fase. La letteratura

scientifica ha proposto diverse soluzioni per superare questo tipo di problema e la scelta di una soluzione piuttosto che un'altra dipende dallo specifico problema.

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, poiché va a creare dei gradienti di temperatura. A causa della formazione di questi gradienti durante la transizione di fase (solidificazione/liquificazione), solo parte del materiale viene coinvolto, in quanto non possiede una temperatura omogenea su tutto il volume.

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).

La separazione di fase è la conversione di un sistema da monofase a multifase. 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;
- Tensioattivi ed additivi.

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).

Il supercooling (superaffreddamento) è il fenomeno per cui in PCM rimane in fase liquida anche quando la sua temperatura è inferiore alla temperatura di solidificazione. Il processo di solidificazione è guidato da quello di nucleazione che consiste nella formazione dei primi cristalli solidi denominati nuclei. La solidificazione ha inizio efficacemente solo quando sono presenti nuclei con un raggio sufficientemente grande; se la nucleazione (capacità di produrre nuclei) non si verifica o la sua velocità è troppo bassa, il PCM rimane liquido. Poiché il cambiamento di fase non si è attivato correttamente, questo processo di supercooling riguarda soltanto il calore specifico. Successivamente, quando viene attivato il processo di transizione, la temperatura ritorna improvvisamente a quella corrispondente al cambiamento di fase, e rimane tale fino a quando con vi è il completo cambiamento di fase. Il supercooling può essere risolto o ridotto aggiungendo delle particelle solide di PCM al liquido oppure aggiungendo dei tensioattivi in grado di agire come nucleatori.

8.3 Il prototipo

Il sistema SolHe-PCM è stato sviluppato e concepito per far fronte ai sistemi radiativi a temperature relativamente basse in edifici che forniscono energia per il riscaldamento dell'ambiente. Questa nuova soluzione di sistema, basata sullo slurry mPCM è stata concepita, progettata e prototipata per superare gli svantaggi dei

tradizionali sistemi solari termici. L'idea base era quella di creare un sistema che fosse in grado di utilizzare direttamente uno slurry mPCM come fluido termovettore e come mezzo di accumulo di energia. L'utilizzo di questa miscela come fluido termovettore invece delle tradizionali soluzioni acquose, consente di sfruttare l'effetto del calore latente, migliorare la flessibilità del sistema solare termico e aumentare così l'efficienza dei collettori solari. Rispetto ad altre soluzioni basate su PCM già disponibili sul mercato, la configurazione proposta consentirebbe, in linea di principio, una maggiore flessibilità in relazione alle variazioni delle condizioni al contorno o dei profili di domanda energetica. Inoltre, consentirebbe di limitare le inefficienze di trasferimento del calore tra i vari componenti, migliorando così l'efficienza energetica complessiva del sistema e, rispetto alle soluzioni che gestiscono il cambiamento di fase da liquido a vapore, la soluzione proposta consente di conservare l'energia in modo efficace senza una differenza di temperatura fissa.

Nella soluzione proposta, lo slurry mPCM ha la caratteristica di poter rimanere in movimento, indipendentemente dallo stato del PCM (solido/liquido), in maniera tale da immagazzinare energia termica direttamente nel fluido e quindi di utilizzare l'intera massa del fluido non solo nel serbatoio di accumulo ma anche nei tubi.

La tecnologia proposta, rispetto alle soluzioni esistenti sul mercato, differisce per i seguenti aspetti:

- Offre la possibilità di operare a bassi livelli termici con efficienze soddisfacenti (migliorando così la produttività dei pannelli);
- Si traduce in una riduzione delle perdite di calore dovute alla trasmissione verso l'ambiente grazie alle minori differenze di temperatura;
- Offre la possibilità di utilizzare componenti analoghi o comunque molto simili a quelli tradizionali;

- Offre l'opportunità di avere costi relativamente bassi dei fluidi (rispetto ad altri metodi) e facilità di manutenzione;
- Offre la possibilità di adattare il sistema al raffreddamento estivo.

Il prototipo in scala 1:1 è collocato sul tetto del Dipartimento Energia (DENERG) del Politecnico di Torino.



Figura 8.3 –Il dimostratore

Sulla destra è visibile il componente principale: il collettore solare termico. Nello specifico si tratta del modello PSA002/C della Teknoenergy con un'area netta di 1.99m² ed un ingombro complessivo di 2206x1040x100mm. A protezione del pannello e per impedire un riscaldamento eccessivo o indesiderato del fluido, è stata installata una tendina avvolgibile movimentata meccanicamente. A fianco del pannello un solarimetro della Campbell Scientific misura la radiazione solare globale sul piano inclinato del collettore.



Figura 8.4 –Il collettore solare con tendina aperta e chiusa

Per quanto riguarda il serbatoio di accumulo, è stato scelto un serbatoio in plastica da 300 litri di volume realizzato in polietilene ad alta densità molecolare. Il colore dell'involucro è bianco traslucido e consente di effettuare ispezioni visive in modo efficace. Tale serbatoio è dotato di un miscelatore verticale in materiale termoplastico; un inverter elettrico e un timer esterno attivano il mixer a intervalli di tempo costanti, al fine di miscelare lo slurry mPCM e contrastare il fenomeno del creaming. Inoltre, è stato inserito all'interno del serbatoio uno scambiatore di calore a spirale in rame da 2,5kW per simulare il lato domanda. Il coperchio del serbatoio è stato forato in modo specifico per consentire l'aggiunta di 7 termocoppie disposte in tre file equidistanti che servono per il monitoraggio della temperatura.



Figura 8.5 –Il serbatoio di accumulo

Per la movimentazione del fluido nel loop primario, l'impianto prevede una pompa peristaltica della serie Vantage 3000 C R3i della Verderflex. Questo dispositivo è in grado di modulare la portata nel pannello variando il numero di giri della pompa nel range 10rpm – 250rpm.



Figura 8.6 –Pompa peristaltica per il circuito primario

Un'altra pompa peristaltica, ma questa volta non regolabile, serve per far ricircolare il fluido all'interno del serbatoio di accumulo. Può funzionare sia in senso

orario sia in senso antiorario in base all'impostazione selezionata sul software, pertanto il fluido può circolare dal basso verso l'alto.

Il circuito secondario invece è movimentato dalla pressione dell'acquedotto a cui è collegato. Inoltre, per la simulazione dell'utenza una pompa della WILO è installata nel ramo di ricircolo secondario.



Figura 8.7 – Pompa sul ramo di ricircolo dell'utenza

Ultimo dispositivo fondamentale per caratterizzare il sistema è il misuratore di portata massica di Coriolis serie SITRANS F C, composto dal sensore di flusso MASS 2100 e dal trasmettitore MASS 6000. Tale componente misura la portata di ingresso allo scambiatore di calore.



Figura 8.8 – Misuratore di portata di Coriolis

Infine, un sistema di valvole motorizzate permette il dirottamento del flusso nella direzione desiderata o la chiusura/apertura dei rami del circuito.



Figura 8.9 – Valvola motorizzata

8.3.1 Configurazione del prototipo

In generale, è possibile identificare due configurazioni di sistema per la tecnologia SolHe-PCM. La prima configurazione, rappresentata nella *Figura 8.10*, consiste in un sistema a due circuiti aperti nel quale circola lo slurry mPCM; in questo

caso sia il circuito primario che quello secondario utilizzano lo slurry mPCM come fluido termovettore. La completa assenza di differenza di temperatura fissa tra i due circuiti garantisce la massima efficienza termica teorica da un punto di vista energetico. Lo svantaggio principale di questa configurazione riguarda le difficoltà che si presentano da un punto di vista tecnologico; infatti lo slurry mPCM è un fluido termovettore che presenta diverse proprietà reologiche rispetto a quelle dell'acqua e richiede pertanto particolare attenzione durante il pompaggio, specialmente da parte dell'utenza.

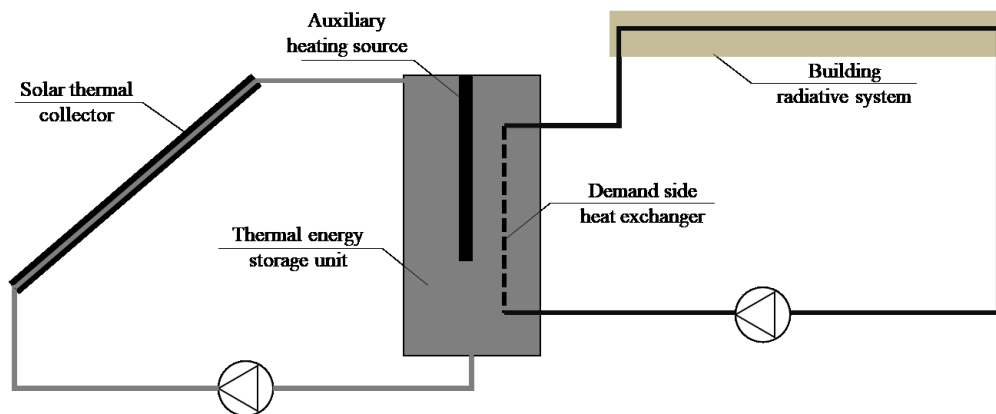


Figura 8.10 – Schema di configurazione della tecnologia SolHe-PCM con due circuiti a circuito aperto riempiti di slurry mPCM

La configurazione di sistema descritta nella *figura 8.11* risolve alcuni problemi riducendo la lunghezza dei tubi in cui scorre lo slurry mPCM. Consiste in un circuito primario riempito di slurry mPCM, accoppiato ad un circuito secondario chiuso relativo al sistema di riscaldamento riempito d'acqua. Come nella configurazione precedente, il serbatoio di accumulo contiene lo slurry mPCM il quale consente di immagazzinare grandi quantità di energia. Questo tipo di sistema garantisce, inoltre, un'implementazione tecnologica più semplice che consente di svolgere una migliore valutazione del comportamento del sistema solare nel quale circola lo slurry mPCM; per questi motivi, è stata adottata quest'ultima configurazione per impostare il prototipo in scala reale per testare preliminarmente tale tecnologia.

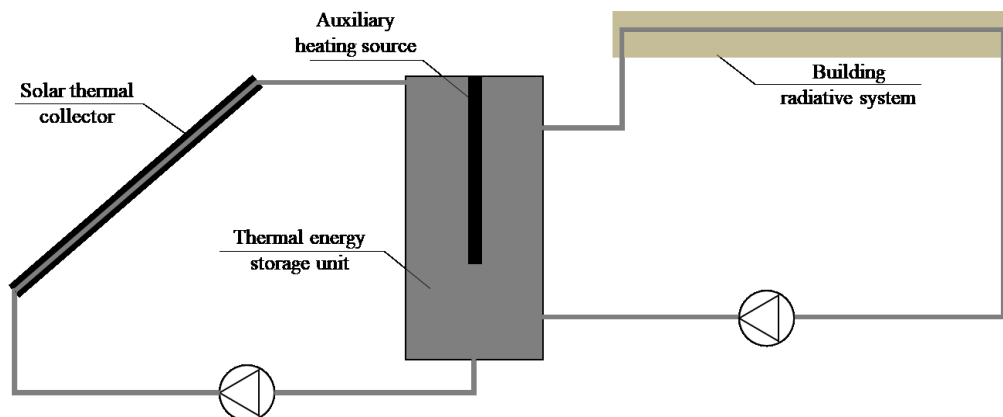


Figura 8.11 – Schema di configurazione della tecnologia SolHe-PCM con un circuito ad anello aperto nel quale circola slurry mPCM ed un circuito ad anello chiuso nel quale circola acqua.

8.4 Il fluido utilizzato per l'analisi

Uno slurry PCM è una miscela costituita da un fluido vettore e un materiale PCM disperso in esso. Questo slurry può essere utilizzato sia come fluido termovettore nel circuito primario del sistema solare sia come materiale di immagazzinaggio dell'energia termica nel serbatoio di accumulo. Per utilizzare questa miscela nello specifico sistema solare termico SolHe-PCM è necessario che lo slurry PCM abbia determinati requisiti; alcuni di essi sono comuni a qualsiasi tipo di materiale utilizzato sia come fluido termovettore che come materiale di immagazzinaggio (ad esempio, elevata capacità termica specifica, alta diffusività termica, uso di materiali non tossici e non infiammabili, adozione di sostanze additive contro il congelamento del fluido, compatibilità chimica con il serbatoio e le tubazioni, ecc). Devono poi essere presenti delle caratteristiche più specifiche dello slurry PCM per essere usato come fluido termovettore; queste ultime sono quelle che determinano la scelta della tipologia di PCM da usare nella miscela da far circolare nel sistema solare termico concepito e progettato.

8.4.1 Requisiti del cambiamento di fase della miscela

Il cambiamento di fase dovrebbe avvenire in un intervallo di temperatura particolare a seconda della specifica applicazione. Per determinare l'intervallo di tempo più appropriato è necessario tenere presente che lo slurry PCM deve soddisfare tre obiettivi primari:

- Convertire l'energia solare in energia termica utile;
- Conservare l'energia termica nell'unità di accumulo;
- Cedere energia termica allo scambiatore di calore secondario che serve il sistema di riscaldamento dell'edificio.

Quando si utilizzano fluidi tradizionali, viene sfruttato solamente il calore sensibili e pertanto, le principali caratteristiche del fluido termovettore da considerare sono la capacità termica e la densità del fluido. Invece, quando si usano slurry PCM, la maggior parte degli scambi di calore coinvolge il calore latente e quindi il cambiamento di fase diventa il punto chiave nella selezione del fluido. Il cambiamento di stato dello slurry PCM deve avvenire in un intervallo di tempo adatto e vantaggioso per dell'impianto specifico SolHe-PCM.

In generale, per la Prima Legge della Termodinamica, minore è la temperatura del fluido termovettore maggiore è la quantità di energia che può essere prelevata dal sistema e quindi maggiore è la sua efficienza. Poiché la temperatura alla quale avviene il cambiamento di fase influenza le temperature complessive del processo, minore sarà la temperatura a cui avviene il cambiamento di fase e maggiore sarà la prestazione del sistema. Tuttavia, quando si prendono in considerazioni questioni legate all'energia, la temperatura deve essere sufficientemente elevata per garantire tutti i processi di scambio del calore; per questa ragione entrano in gioco alcune limitazioni in relazione alla temperatura minima in cui avviene il cambiamento di fase. Infatti, per fornire energia termica all'edificio, la temperatura del fluido contenuta nel serbatoio di accumulo (T_{storage}) deve essere superiore alla temperatura del fluido che circola all'interno del circuito secondario (T_{supply}) che alimenta la rete di riscaldamento dell'edificio. In particolare,

se il sistema SolHe-PCM fosse accoppiato ad un sistema radiante a bassa temperatura (ad esempio pannelli radianti) la temperatura minima di alimentazione del circuito secondario potrebbe essere intorno a $33 - 34^{\circ}\text{C}$; considerando ulteriori 2°C di differenza di temperatura dovuti ad eventuali inefficienze dello scambio termico, la temperatura minima da considerare affinché avvenga il cambiamento di fase deve essere compresa tra 35 e 36°C . Per questo motivo è stato scelto come materiale più adatto a questo scopo la paraffina n-eicosana la cui temperatura nominale del materiale puro è indicata pari a 37°C nella letteratura scientifica. La *Figura 8.12* mostra uno schema delle temperature coinvolte nel processo di scambio di calore nel circuito secondario il quale fornisce calore utile all'edificio.

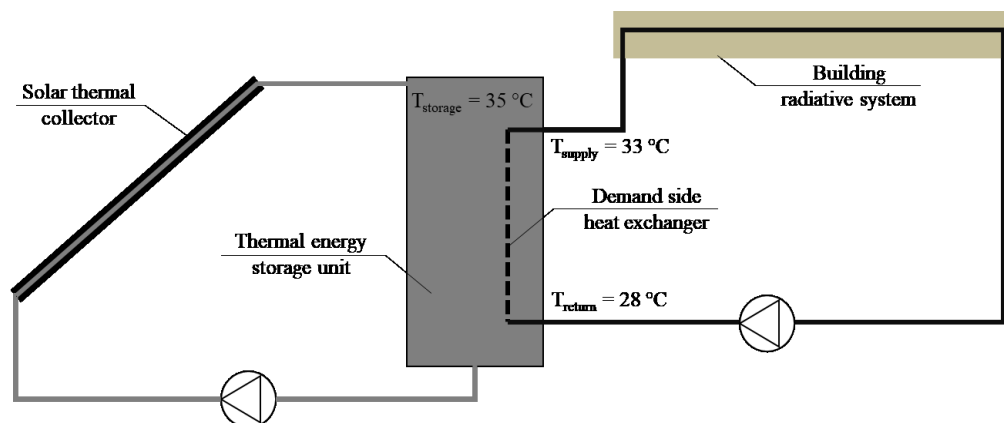


Figura 8.12 – Schema delle temperature coinvolte nel processo

8.4.2 Requisiti reologici del fluido

Lo slurry PCM deve essere selezionato considerando che esso deve garantire proprietà reologiche costanti, evitare l'ostruzione dei tubi e la rottura della pompa in quanto lo slurry PCM deve essere usato come materiale di stoccaggio termico per il circuito secondario e come fluido termovettore nel circuito primario del collettore solare termico. In generale gli slurry PCM hanno proprietà reologiche costanti e anche durante il cambiamento di fase rimangono comunque liquidi ma con una

elevata viscosità e quindi possono essere pompati a prescindere dallo stato in cui si trova il PCM della miscela.

La soluzione più adatta considerata per garantire questa proprietà è stata quella di utilizzare degli slurry mPCM che sono costituiti da PCM microincapsulati; infatti il rivestimento della microcapsula rappresenta una barriera fisica che separa il nucleo della capsula – nel quale avviene il cambiamento di fase – dal fluido vettore che deve garantire le proprietà reologiche del fluido (vedi *Figura 8.13*). Inoltre, la microincapsulazione impedisce la fuoriuscita del PCM in fase liquida e così lo slurry può essere facilmente pompato, riducendo il rischio di intasamento e le perdite di carico. Per questo motivo è stato scelto come mPCM disperso nella miscela un microincapsulamento a base di paraffina n-eicosano

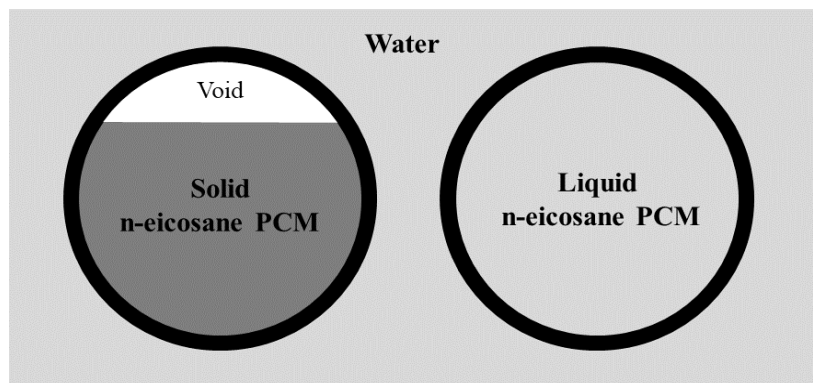


Figura 8.13 – Cambiamento di fase che avviene all'interno del nucleo della capsula, non influenzando le proprietà reologiche della miscela

8.4.3 Proprietà dello slurry mPCM a base di paraffina n-eicosanica

Lo slurry mPCM utilizzato nel sistema solare termico SolHe-PMC è una miscela costituita da due componenti:

- Il fluido vettore, che assicura la capacità del liquido di essere pompato, migliora la diffusività termica e possiede proprietà antigelo (a tale scopo è stata scelta una soluzione di acqua e glicole);

- L'mPCM disperso, che garantisce gli scambi di calore latente senza compromettere le proprietà reologiche dell'intera miscela (a tale scopo è stato scelto un PCM n-eicosano microincapsulato).

Le proprietà complessive dello slurry mPCM (ad esempio proprietà termiche, reologiche e stabilità fisica) dipendono:

- Dalle caratteristiche del fluido vettore;
- Dalle caratteristiche dell'mPCM disperso;
- Dal rapporto tra il materiale disperso e il fluido vettore, generalmente indicato come concentrazione delle capsule mPCM nella miscela (concentrazione valutata in peso totale).

Le schede tecniche dei produttori e i dati disponibili in letteratura possono fornire delle informazioni sulle caratteristiche di ciascun materiale puro; inoltre, l'elenco precedente ha evidenziato come le proprietà generali dello slurry mPCM siano anche funzione delle concentrazioni dei suoi componenti. La concentrazione del materiale disperso influenza sia le proprietà termofisiche che quelle reologiche dello slurry mPCM. Da un lato l'alta concentrazione di mPCM migliora la capacità dello slurry mPCM di accumulo di calore ma aumenta la viscosità e di conseguenza è necessaria una maggiore energia di pompaggio. Per arrivare ad un risultato ottimale si dovrebbe raggiungere un compromesso tra queste due caratteristiche; però tale compromesso è molto complicato in quanto il miglioramento di una funzione potrebbe danneggiare l'altra.

È importante tenere presente che una capacità di accumulo termico più elevata implica anche una portata inferiore e quindi una riduzione della richiesta di energia elettrica della pompa. Una volta scelta la concentrazione ottimale, le proprietà dell'intera miscela possono essere valutate sia attraverso un approccio teorico che uno sperimentale.

8.4.4 Caratterizzazione dello slurry mPCM scelto

Tutte le analisi e gli esperimenti effettuati per la scelta della tipologia di slurry mPCM più adatto per il sistema solare termico SolHe-PCM sono state svolte dall'Ingegnere Gianluca Serale durante il suo Dottorato presso il Dipartimento Energia.

Il materiale a cambiamento di fase scelto per la composizione del 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:

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 25°C, in cui si ha perdita dell'1% di stabilità)
Cicli termici	Multipli

Per la creazione dello slurry mPCM è stata miscelata accuratamente acqua distillata e n-eicosano microincapsulato. Poiché le proprietà termofisiche dello slurry mPCM sono strettamente legate alla concentrazione di massa dell'mPCM all'interno della miscela, è stato necessario esaminare diverse concentrazioni di peso per determinare le caratteristiche del materiale. In particolare, sono stati effettuati due set di test sperimentali; nella prima serie di misurazioni sono state esaminate concentrazioni di mPCM più elevate eseguendo test a valori nominali di concentrazione in peso del 20%, 30%, 40% e 50%, mentre nella seconda serie di misurazioni sono state considerate concentrazioni di massa dell'mPCM inferiori

eseguendo test a valori nominali del 5%, 10% e del 15%. Dai suddetti test emerge che il cambiamento di fase si verifica in un intervallo di temperatura leggermente spostato verso valori più bassi, circa 34 – 36°C, rispetto ai valori nominali pari a 35 – 37°C quando la concentrazione di mPCM si aggira intorno al 30 – 40%. La diversa concentrazione di mPCM nello slurry comporta altrettanti cambiamenti nel suo comportamento; infatti con concentrazioni di mPCM comprese tra 0% e 30% lo slurry presenta un comportamento pari a quello di un fluido newtoniano, invece se si aumenta tale percentuale oltre il 30%, il comportamento dello slurry è di tipo 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 lo sforzo di taglio [MPa] e $\dot{\gamma}$ 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, fluidi per cui le proprietà dipendono dalla durata della sollecitazione o della deformazione e fluidi che possiedono alcune caratteristiche tipiche dei solidi e che reagiscono alle deformazioni con una parziale reversibilità.

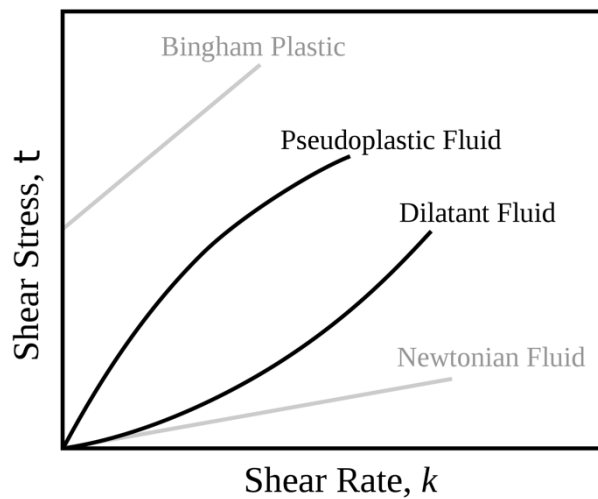


Figura 8.14 – Curve reologiche per fluidi di tipo newtoniano e non newtoniano

Il composto di MPCM37 più acqua, è un fluido indipendente 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.

9. ANALISI NUMERICHE SUL COLLETTORE SOLARE TERMICO

Per svolgere l'analisi numerica sul collettore solare è stato utilizzato Simulink, toolbox integrato in MATLAB sviluppato da MathWorks. Consiste in un ambiente grafico per la soluzione dei sistemi dinamici, lineari o non lineari, continui o discontinui. È possibile, inoltre, implementare sistemi dinamici descritti da equazioni differenziali. La costruzione dei modelli avviene tramite diagrammi e blocchi, prelevabili dalla libreria del programma. Il vantaggio consiste nella possibilità di modellare un sistema senza bisogno di scrivere righe di codice e risolvendo semplicemente loop algebrici ed equazioni non risolvibili analiticamente.

Il punto di partenza di questo studio è stato il modello matematico che simula il funzionamento del collettore solare del sistema SolHe-PCM sviluppato dal Dipartimento Energia del Politecnico di Torino, il quale, successivamente è stato implementato dall'Ingegnere Gianluca Serale nel suo lavoro di tesi di dottorato. Questo modello permette di stimare le principali caratteristiche di rendimento del collettore solare in questione sfruttando il modello di calcolo del processo fisico proposto dal testo "Solar Engigneering of thermal Processes" Duffie & Beckman, largamente riconosciuto a livello internazionale.

Attualmente il modello numerico si presenta come in *Figura 9.1* e *Figura 9.2*:

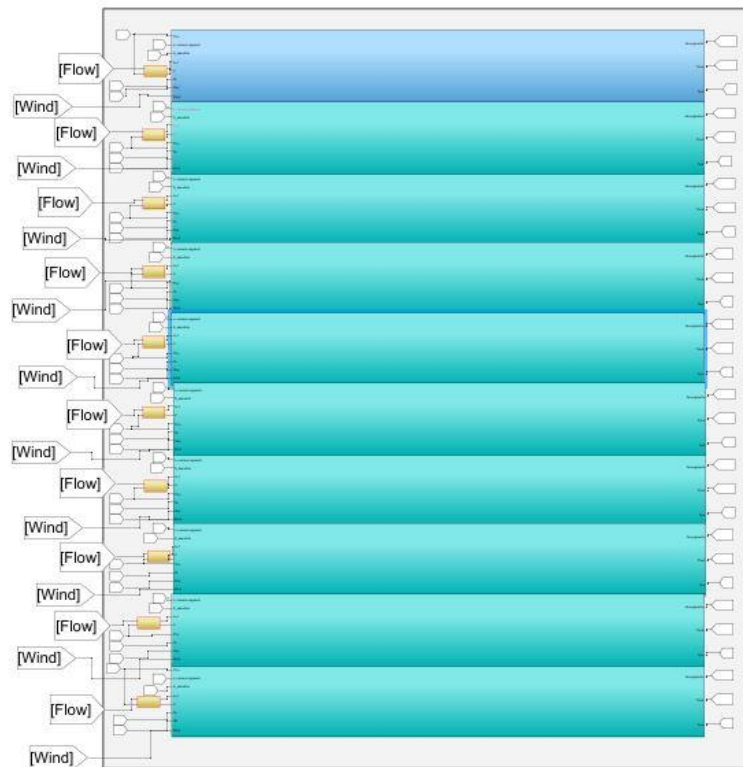
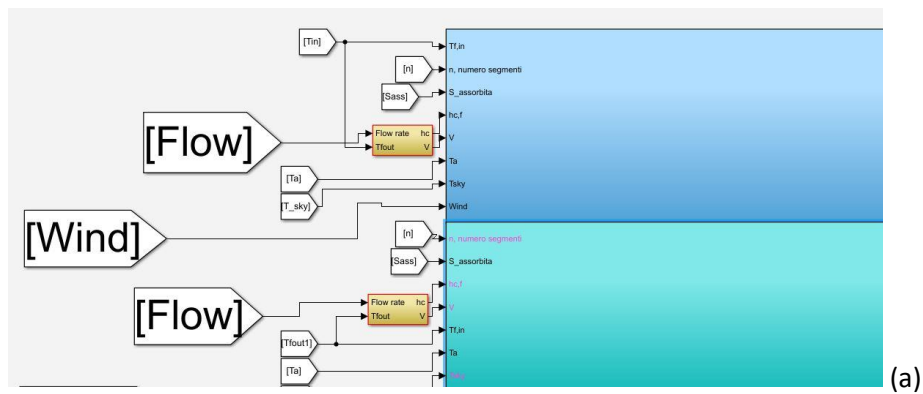


Figura 9.1 – Schema Simulink del collettore solare termico (rif. “Innovative solar energy technologies and control algorithms for enhancing demand-side management in buildings” – Gianluca Serale)



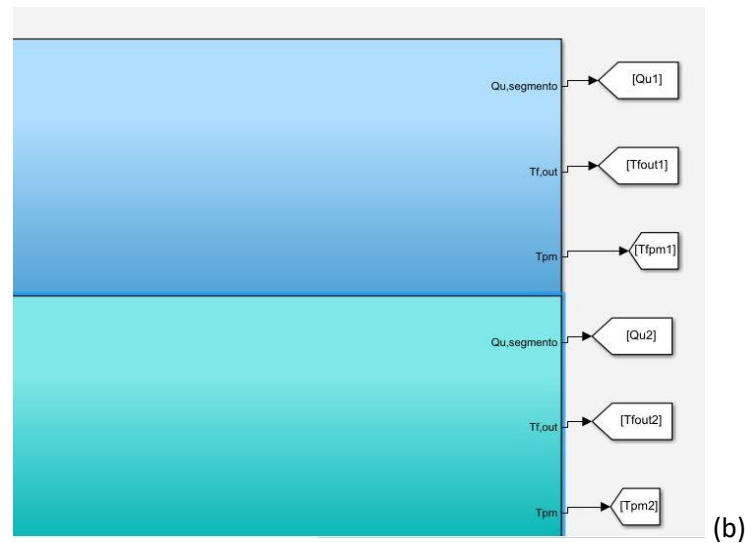


Figura 9.2 – (a) zoom sugli input dello schema Simulink, (b) zoom sugli output dello schema Simulink (rif. “Innovative solar energy technologies and control algorithms for enhancing demand-side management in buildings” – Gianluca Serale)

Ogni segmento include poi il calcolo della temperatura media della piastra (Figura 9.3), della temperatura del fluido in uscita dal corrispondente nodo (Figura 9.4) e del calore utile prodotto (Figura 9.5).

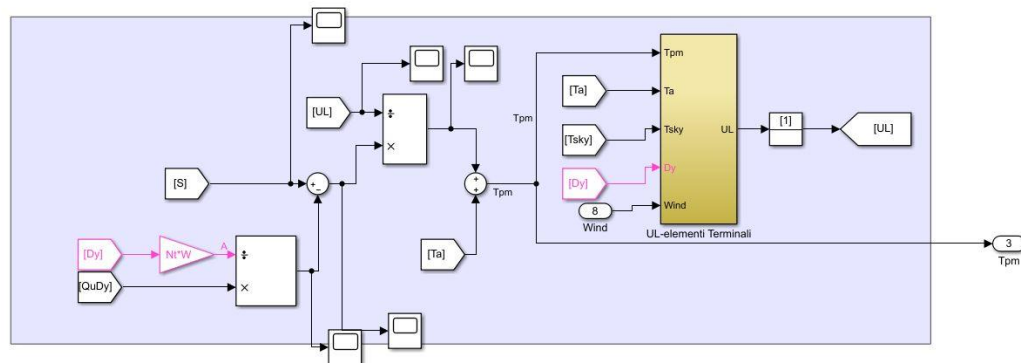


Figura 9.3 – Subsystem per il calcolo della temperatura media del plate (rif. “Innovative solar energy technologies and control algorithms for enhancing demand-side management in buildings” – Gianluca Serale)

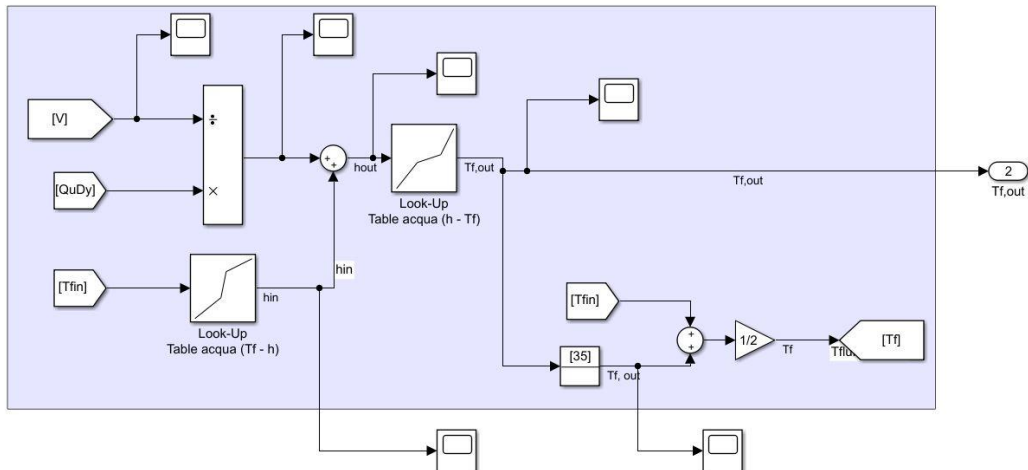


Figura 9.4 – Subsystem per il calcolo della temperatura in uscita dal nodo (rif. “Innovative solar energy technologies and control algorithms for enhancing demand-side management in buildings” – Gianluca Serale)

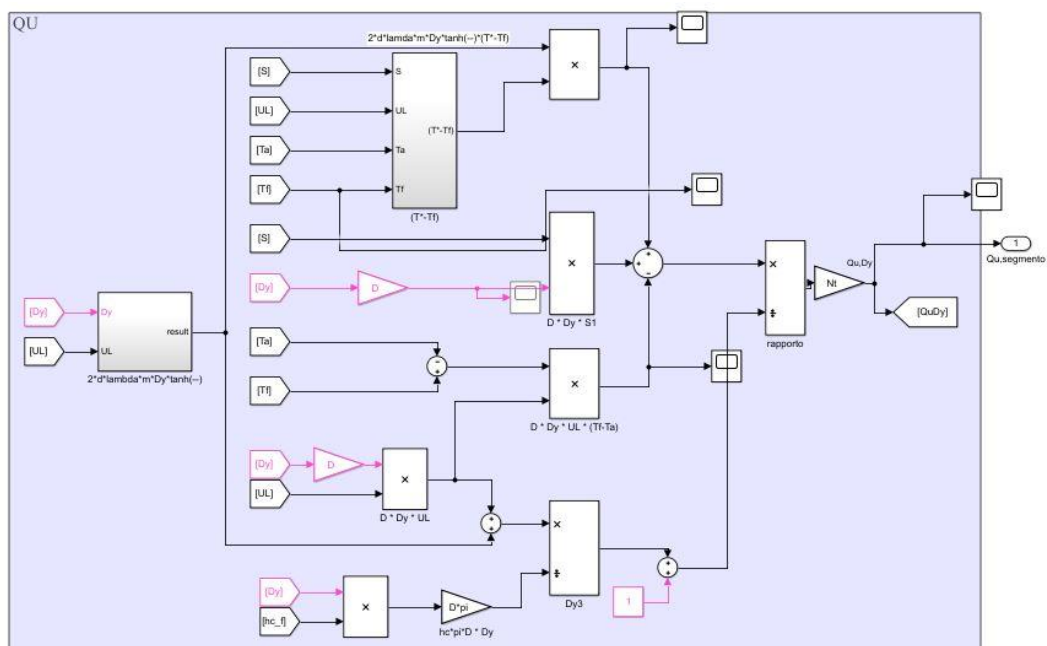


Figura 9.5 – Subsystem per il calcolo del colare utile prodotto (rif. “Innovative solar energy technologies and control algorithms for enhancing demand-side management in buildings” – Gianluca Serale)

Nel presente lavoro di tesi sono state effettuate diverse analisi numeriche per valutare le performance energetiche del collettore nella stagione invernale, in quanto il sistema analizzato è stato progettato per il riscaldamento di ambienti

interni ipotizzando un sistema di riscaldamento a pannelli radianti a pavimento; tipologia di riscaldamento a bassa temperatura che solitamente lavora a 35°C.

Le simulazioni numeriche hanno riguardato il solo collettore solare, ipotizzando la sua installazione in due diverse città italiane: Torino e Palermo. La scelta di queste due città è dettata dal voler analizzare le prestazioni energetiche del sistema SolHe-PCM in due città rappresentative di diverse condizioni climatiche e latitudine. Attraverso queste simulazioni, quindi, si è potuto valutare l'efficienza del sistema installato a Torino e a Palermo con due diverse configurazioni del fluido termovettore (acqua e glicole, e slurry mPCM).

9.1 Analisi numerica: collettore solare ad acqua

9.1.1 Definizione delle condizioni al contorno

Per effettuare la simulazione numerica è stato necessario definire tutte le condizioni al contorno che influenzano il modello del sistema SolHe-PCM. Come primo step è stato necessario reperire i dati climatici delle due città esaminate; sono stati recuperati dagli archivi di International Weather of Energy Calculation (IWEC) del Dipartimento di Energia degli Stati Uniti nei quali è possibile trovare diversi dati climatici rappresentativi di un anno ed espressi in intervallo orario. Tra tutti i dati presenti sono state considerate le seguenti variabili:

- T_a , temperatura ambiente espressa in °C;
- RH, percentuale di umidità relativa;
- G_{tBean} , radiazione solare diretta espressa in Wh/m^2 ;
- $G_{tDiffuse}$, radiazione solare diffusa espressa in Wh/m^2 ;
- SpeedWind, velocità del vento espressa in m/s.

Le altre variabili da prendere in considerazione sono la temperatura di ingresso del fluido ($T_{in} = 35^\circ C$ mantenuta costante per tutte le prove svolte), in questo caso acqua e glicole, e il numero di giri della pompa (RPM) necessari a far circolare il fluido termovettore nel collettore solare. La scelta del valore di

temperatura di ingresso pari a 35°C deriva dalla configurazione del sistema SolHe-PCM. Infatti, la temperatura di ingresso nel collettore è pari alla temperatura che si vuole mantenere all'interno del serbatoio di accumulo perché è questo che alimenta il circuito primario.

9.1.2 Definizione dati di input del collettore solare termico

È stato necessario integrare nel modello Matlab-Simulink tutte le caratteristiche del collettore solare utilizzato.

L'azimut (γ) del pannello è stato mantenuto costante (sud) per entrambe le città, mentre l'angolo di inclinazione (β) è stato modificato al fine di ottenere le prestazioni ottimali in ogni latitudine in quanto è una delle variabili che influenza maggiormente l'energia emessa dallo stesso. La letteratura ci offre numerosi studi riguardo la stima dell'angolo di inclinazione ottimale per diversi sistemi con differenti condizioni al contorno. Diverse "regole pratiche" dimostrano che il valore ottimale del pannello solare termico, per l'intero anno, per l'estate o per l'inverno, sono correlati alla latitudine. Ad esempio, Lewis Gladius ha suggerito di adottare la seguente regola:

$$\beta_{opt} = \text{latitudine} \pm 8^\circ$$

Dove "+" viene utilizzato per il periodo invernale e "-" per il periodo estivo. Se invece il collettore solare viene utilizzato per la produzione di energia termica per l'intero anno, solitamente l'angolo di inclinazione del collettore viene fatto corrispondere alla latitudine.

Il collettore solare è stato discretizzato in 10 segmenti di uguali dimensioni per due motivazioni principali:

- Per permettere di considerare irraggiamenti diversi in sezioni diverse del collettore solare come ad esempio in caso di ombreggiatura
- Per affinare la procedura di calcolo del modello.

Gli altri dati relativi al collettore solare sono riportati nella tabella 9.3.

Tabella 9.3 – Dati di input relativi al collettore solare e alle sue condizioni ambientali

Denominazione	Simbolo	Valore	U.m.
Numero segmenti collettore	n	10	-
Lunghezza collettore	L	2,057	m
Larghezza collettore	l	1,1	m
Numero tubi dello scambiatore di calore	Nt	8	-
Distanza tra i tubi	W	0,13	m
Diametro esterno tubi	D	0,008	m
Diametro interno tubi	D _{int}	0,0076	m
Spessore vetro superiore	ThicknessGlass	0,005	m
Conducibilità vetro superiore	LambdaGlass	1,5	W/mK
Emissività superficie interna cover	EpsCover1	0,88	-
Emissività superficie esterna cover	EpsCover2	0,88	-
Spessore piastra	deltaPlate	0,0002	m
Conducibilità piastra	Lambda	385	W/mK
Coefficiente di assorbimento della piastra	AlfaPlate	0,95	-
Emissività piastra	EpsPlate	0,95	-
Coefficiente di riflessione della piastra	Ro60	0,253	%
Spessore isolante inferiore	ThicknessBottom	0,05	m
Spessore isolante al bordo	ThicknessEdge	0,025	m
Conducibilità isolante	LambdaSolante	0,045	W/mK
Viscosità dinamica dell'aria	muAria	2,07E-05	kg/ms
Capacità termica dell'aria	CpAria	1008	J/kgK
Conducibilità dell'aria	LambdaAria	0,0291	W/mK
Densità dell'aria	RoAria	1,2	kg/m3

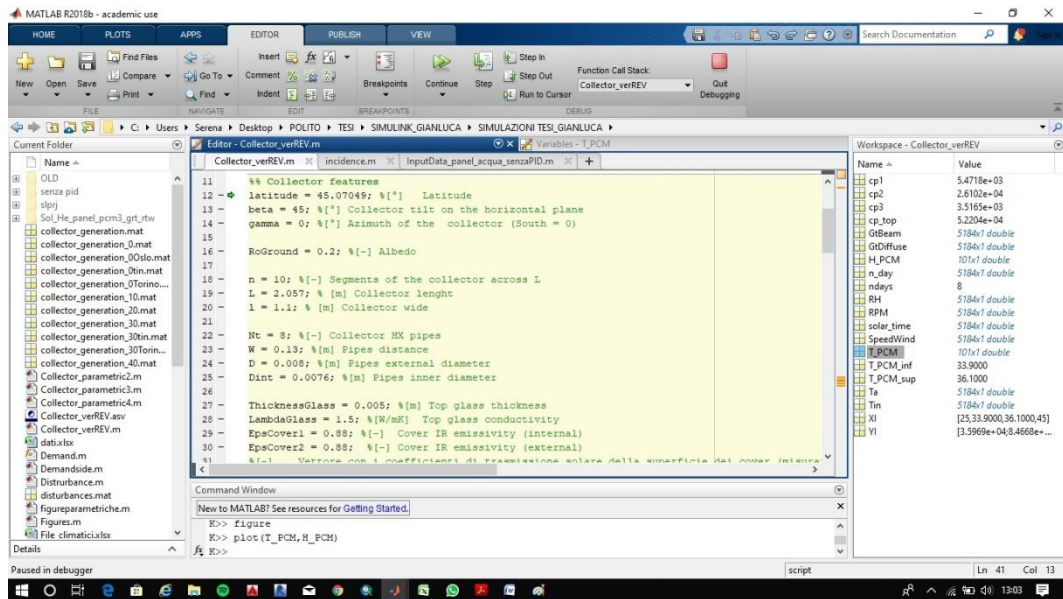


Figura 9.6 – Interfaccia Matlab – Script dati di input relativi alle caratteristiche del collettore solare termico

9.1.3 Definizione dati di input del fluido termovettore

Le simulazioni numeriche sono state eseguite utilizzando come fluido termovettore sia l'acqua che una miscela di acqua e glicole (sostanza necessaria ad evitare il congelamento del fluido). Per quanto riguarda la miscela acqua e glicole è stato necessario andare a determinare la percentuale in massa di glicole che è strettamente correlata alle condizioni climatiche del luogo in cui è installato il collettore solare termico. In questo caso è stata considerata una concentrazione del 40% di glicole per entrambe le località prese in esame. Tale concentrazione rappresenta il valore medio tipico adottato per i pannelli tradizionali installati nell'area dell'Europa centrale (2500-3000 gradi giorno di riscaldamento). Nel caso specifico si è ipotizzato di utilizzare solamente acqua in quanto i dati sperimentali sui quali si è basata la validazione del modello erano stati effettuati con sola acqua.

Tabella 9.4 –Caratteristiche della miscela acqua-glicole

Denominazione	Simbolo	Valore	U.m.
Densità dell'acqua	ρ_{H_2O}	1000	kg m ⁻³
Densità glicole	ρ_{gl}	1110	kg m ⁻³
Percentuale in massa di glicole	a_{gi}	40	%
Densità della miscela acqua-glicole	ρ_{H_2O+gl}	1044	kg m ⁻³
Calore specifico della miscela acqua-glicole	c_{p,H_2O+gl}	3600	J kg ⁻¹ K ⁻¹
Conducibilità della miscela acqua-glicole	λ_{H_2O+gl}	0,369	W m ⁻¹ K ⁻²
Viscosità dinamica della miscela acqua-glicole a 20°C	μ_{H_2O+gl}	$4,7 \cdot 10^{-3}$	Pa s
Viscosità dinamica della miscela acqua-glicole a 40°C	μ_{H_2O+gl}	$2,4 \cdot 10^{-3}$	Pa s
Viscosità dinamica della miscela acqua-glicole a 60°C	μ_{H_2O+gl}	$1,5 \cdot 10^{-3}$	Pa s

9.1.4 Risultati ottenuti dalla simulazione numerica

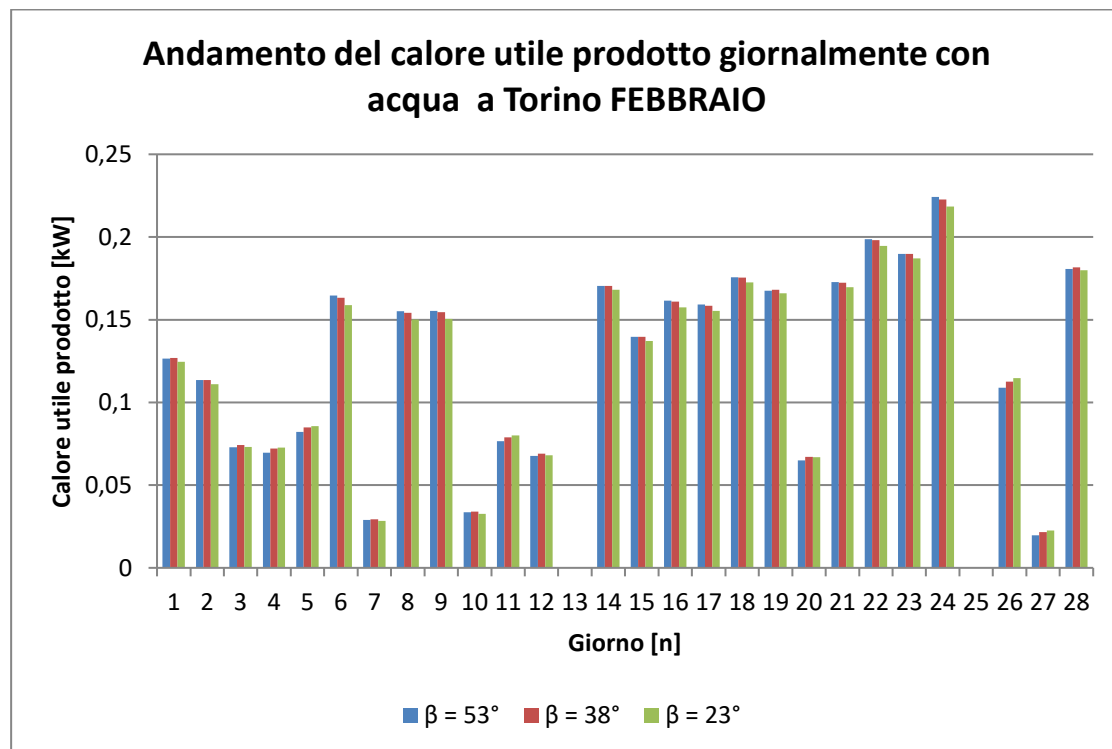
È stata effettuata una simulazione numerica con analisi parametrica del rendimento standard del collettore solare tradizionale per le due località, Torino e Palermo. Per ciascuna di esse sono state previste inclinazioni del pannello solare (β) differenti:

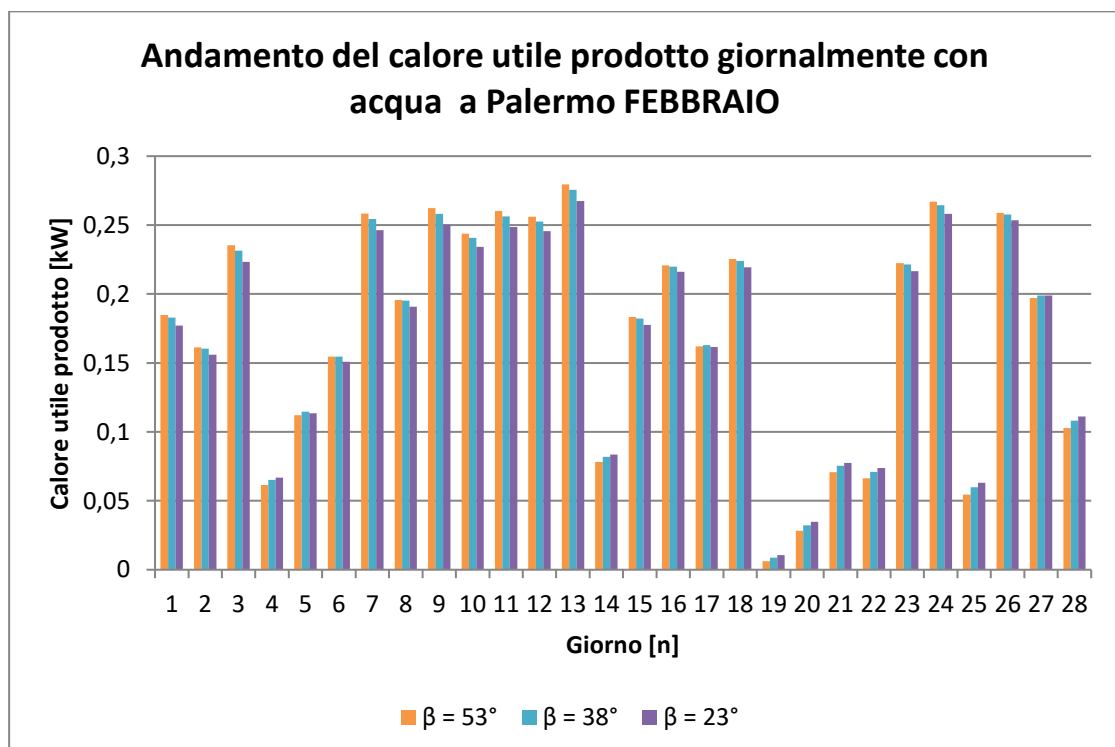
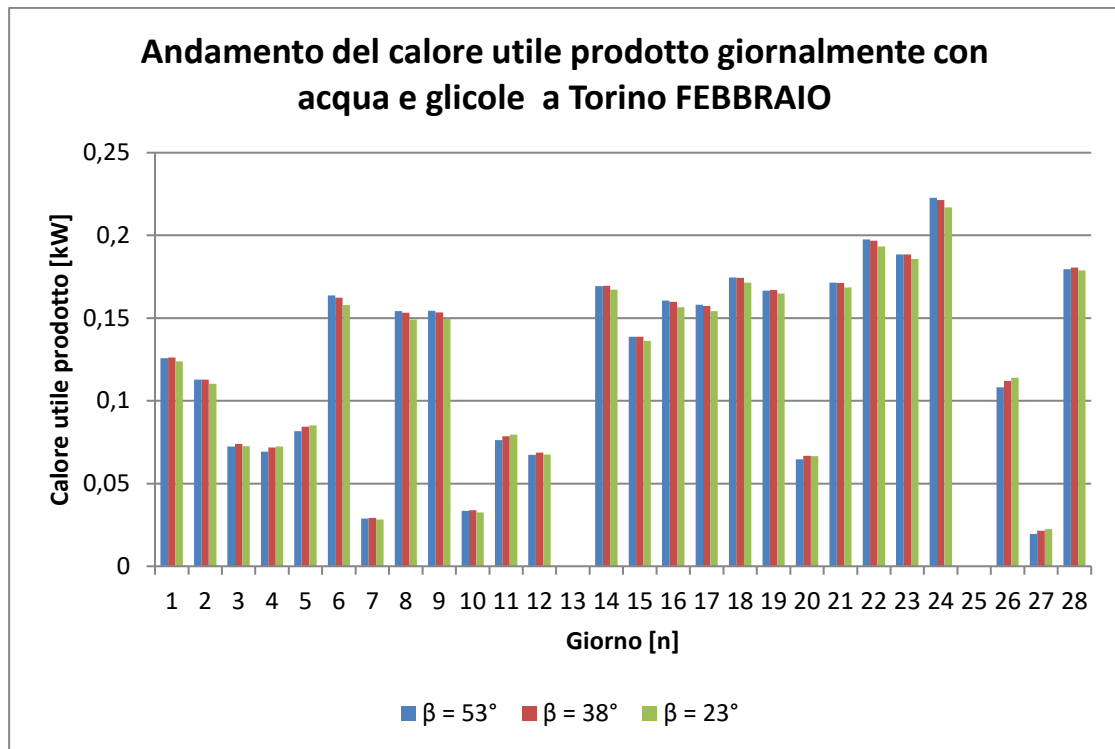
TORINO	PALERMO
$\beta_1 = 30^\circ$	$\beta_1 = 23^\circ$
$\beta_2 = 45^\circ$	$\beta_2 = 38^\circ$
$\beta_3 = 60^\circ$	$\beta_3 = 53^\circ$

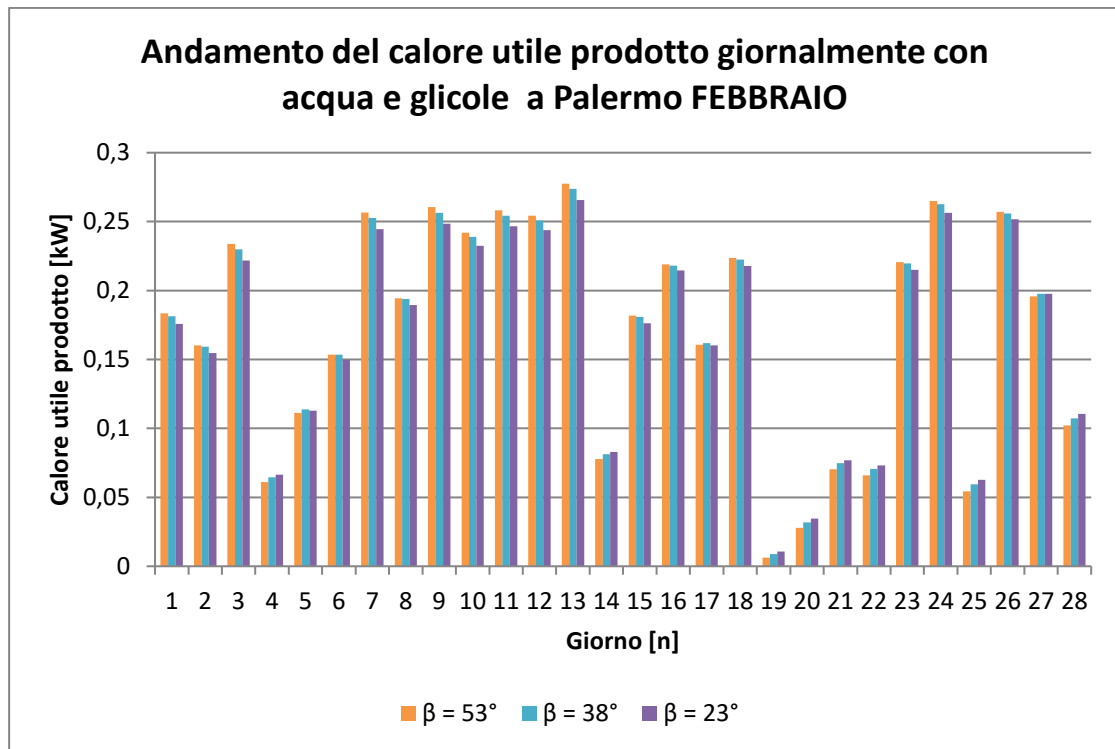
I dati di output presi in considerazione e comparati tra loro sono:

- Il calore utile fornito dal collettore: calcolato sia come valore riferito al singolo intervallo di un'ora per il periodo considerato, sia come media giornaliera per ogni mese, sia come somma dei valori orari per ottenere l'energia termica prodotta per ogni mese;
- La temperatura di uscita del fluido dal collettore: calcolata ora per ora;

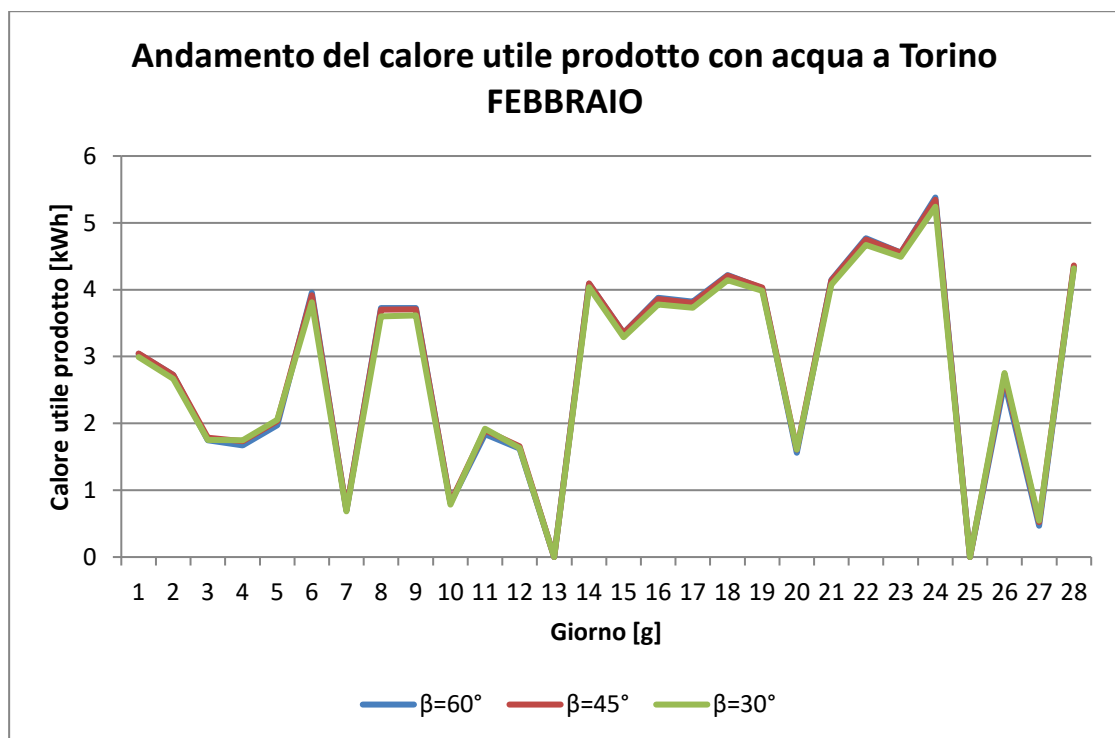
Di seguito vengono riportati i grafici relativi all'andamento medio giornaliero del calore utile prodotto durante il mese di febbraio, per entrambe le città, considerando i diversi valori di β e i due fluidi termovettori analizzati.

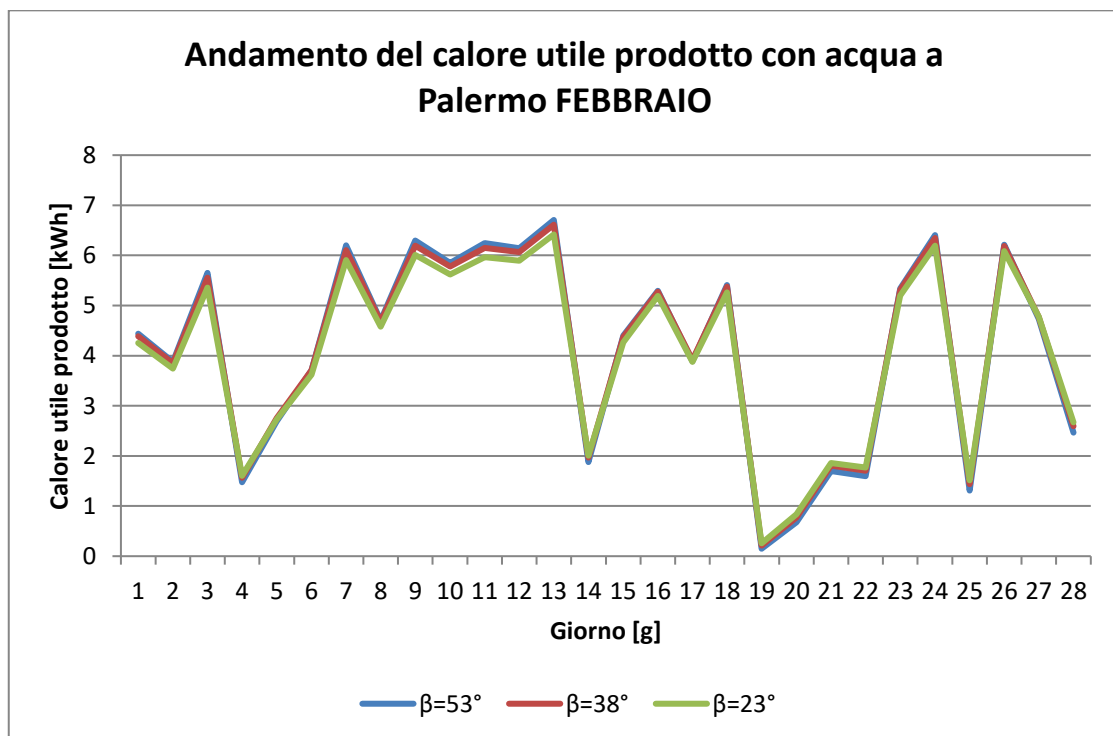
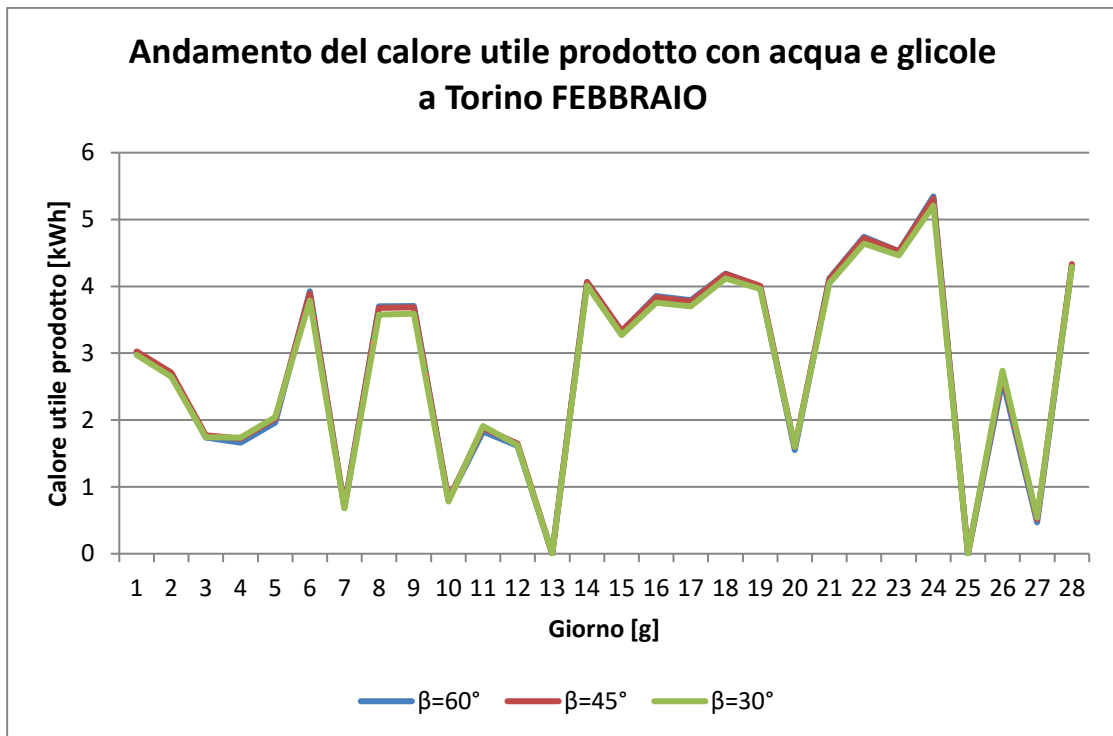


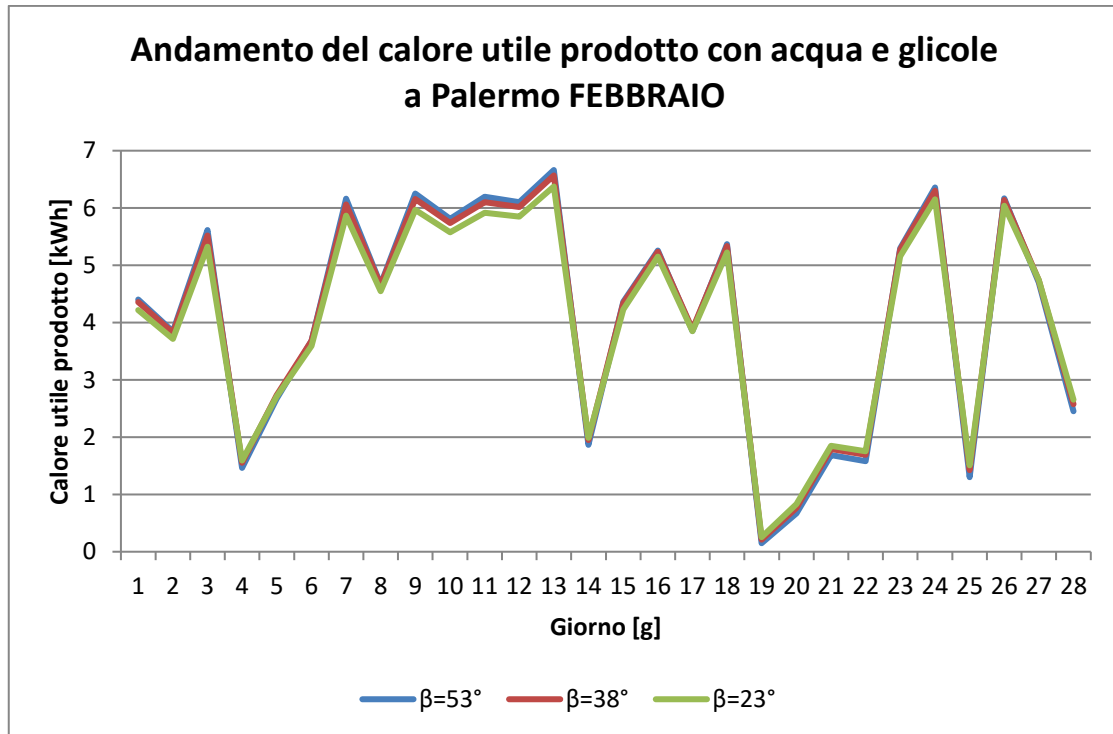




Vengono riportati anche i grafici relativi all'energia termica prodotta nel mese di febbraio per le tre diverse inclinazioni del collettore solare e per i due fluidi termovettori.







9.2 Analisi numerica: collettore solare a slurry mPCM

Per quanto riguarda le analisi svolte per il collettore solare a slurry mPCM sono stati utilizzati gli stessi dati di input descritti nei sotto paragrafi 9.1.1 e 9.1.2.

Ovviamente i dati di input del fluido termovettore sono stati modificati in quanto, in questa simulazione, il fluido termovettore è costituito dallo slurry mPCM composto dal fluido vettore acqua+glicole e dall'mPCM disperso. I dati utilizzati sono stati quelli elaborati sperimentalmente dall'Ingegnere Gianluca Serale nella sua tesi di dottorato ed in particolare:

- il calore specifico dello slurry a tre diverse concentrazioni di mPCM (cp1, cp2 e cp3),
- il valore più alto del calore specifico dell'mPCM che si raggiunge durante in cambiamento di fase (cp_top),

- l'andamento della temperatura dell'mPCM (T_{PCM}),
- la temperatura di inizio e fine del cambiamento di fase dell'mPCM (T_{PCM_inf} e T_{PCM_sup}),
- l'entalpia dell'mPCM (H_{PCM}).

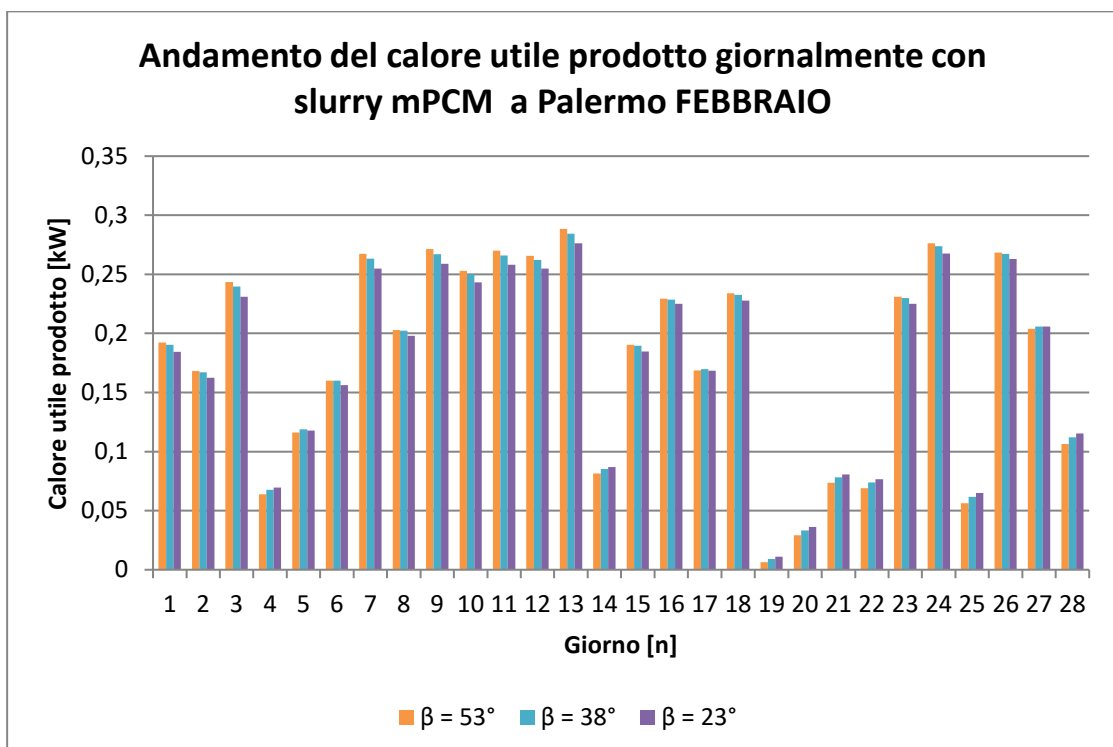
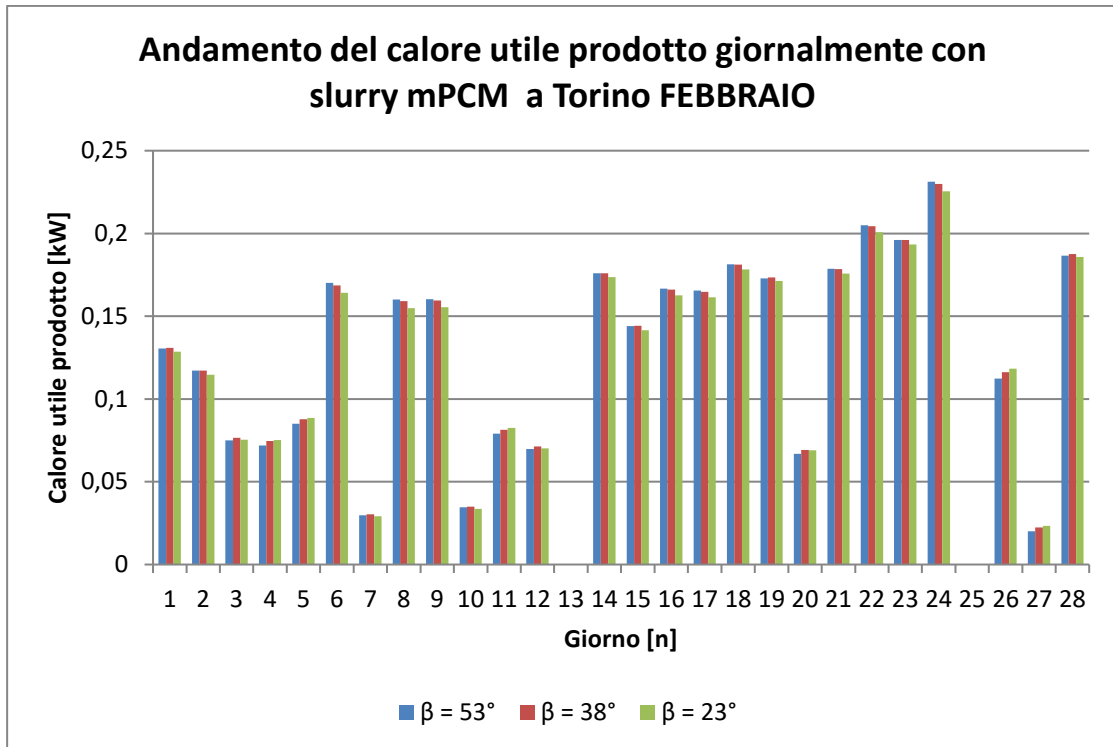
9.2.1 Risultati ottenuti dalla simulazione numerica

Si sono effettuate le medesime analisi svolte per il collettore ad acqua in maniera tale da valutare, anche in questo caso, le prestazioni della tecnologia utilizzando come fluido termovettore lo slurry mPCM.

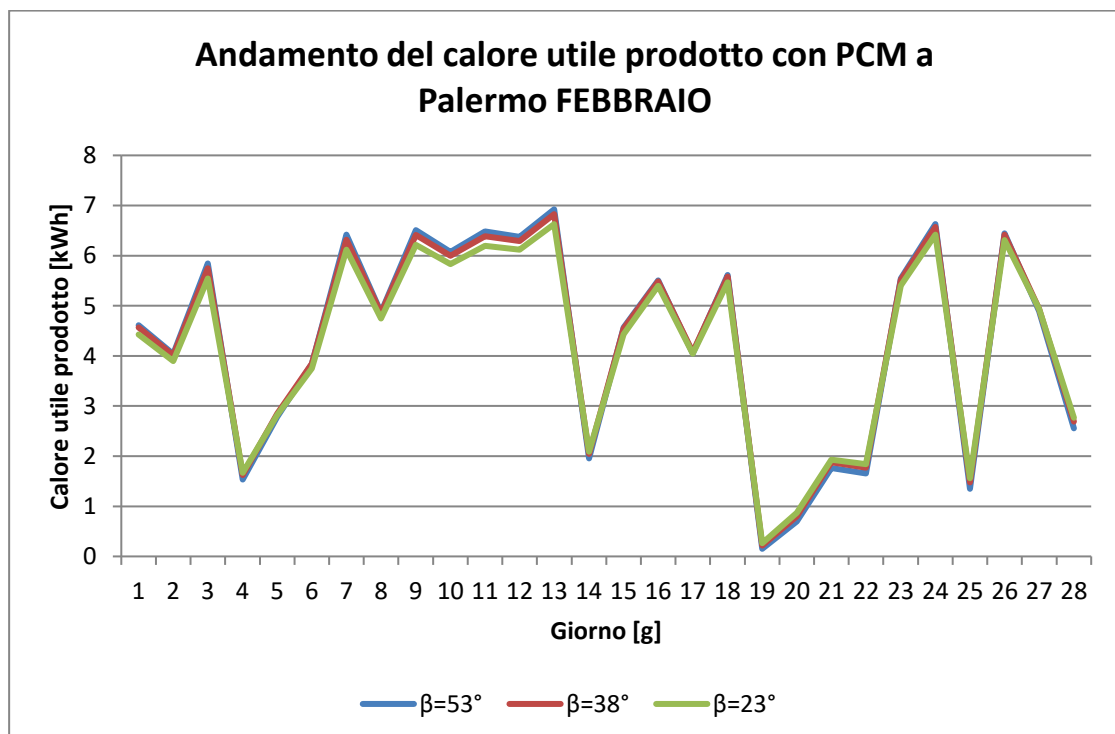
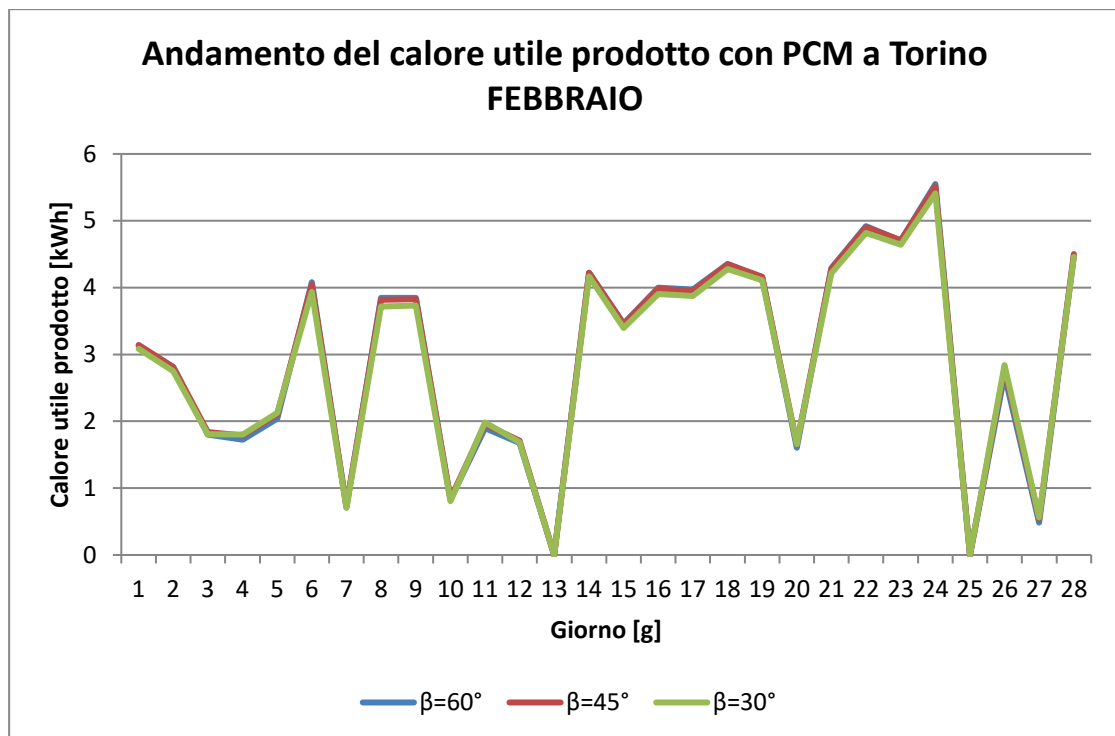
I dati di output presi in considerazione e comparati tra loro sono:

- Il calore utile fornito dal collettore: calcolato sia come valore unitario riferito al singolo intervallo di un'ora per il periodo considerato, sia come media giornaliera per ogni mese, sia come integrazione oraria per ottenere l'energia termica prodotta per ogni mese;
- La temperatura di uscita del fluido dal collettore: calcolata ora per ora;

Di seguito vengono riportati i grafici relativi all'andamento del calore utile prodotto durante il mese di febbraio, per entrambe le città, considerando i diversi valori di β .



Vengono riportati anche i grafici relativi all'energia termica prodotta nel mese di febbraio per le tre diverse inclinazioni del collettore solare.



9.3 Analisi dei risultati

Come si può notare dai suddetti grafici, sia per il collettore solare a slurry mPCM che per quello tradizionale ad acqua e ad acqua+gicole, l'andamento del calore utile prodotto cambia di mese in mese e dipende notevolmente dalle condizioni climatiche della località considerata. Ad esempio, tutti i valori uguali o poco superiori allo zero corrispondono a valori negativi o uguali a zero della radiazione solare che si hanno principalmente nelle ore notturne e in presenza di annuvolamenti.

Tutti i risultati di calore utile prodotto, sono espressi in termini di potenze in quanto il modello sfrutta il calcolo dinamico orario, considerando come dati di input i dati provenienti dall'ora precedente. I risultati ottenuti possono essere integrati sul tempo per ottenere l'energia termica prodotta nel periodo considerato:

$$Q_u = \int_0^{4392} \dot{Q}_u dt = \sum_{i=1}^{4392} \dot{Q}_u \quad [kWh]$$

dove:

$\dot{Q}_u$ è la potenza termica prodotta ogni ora;

4392 sono le ore del periodo considerato (15 ottobre – 15 aprile).

L'integrale si riduce ad una sommatoria in quanto il $\dot{Q}_u$ in quanto il timestep è orario.

Da questo valore è possibile ottenere una stima di calore medio che viene generato dal collettore solare, usando il teorema della media integrale e dividendo il risultato della precedente equazione per l'intervallo di integrazione:

$$\overline{Q_u} = \frac{Q_u}{4392}$$

In realtà il valore così ottenuto risulta essere piuttosto ridotto in quanto l'intervallo di tempo tiene conto anche di tutte quelle ore in cui il collettore solare non produce calore utile perché la radiazione è assente o inferiore a quella critica.

Perciò è necessario andare a ridurre l'intervallo di integrazione a t_u prendendo in considerazione solo quelle righe dove i dati climatici che fanno riferimento a valori di radiazione maggiori di 0:

$$\overline{Q_u} = \frac{Q_{u,T}}{t_u} = \frac{\sum_{i=1}^{t_u} Q_u}{t_u}$$

In tal modo si può ottenere quello che è il calore prodotto dal collettore solare nelle ore di funzionamento.

Inoltre, è possibile fare delle riflessioni riguardo l'angolo di inclinazione del collettore solare. Come si può notare dai grafici e dalle tabelle 9.5 e 9.6, la variazione dell'angolo di inclinazione di $\pm 15^\circ$ non influisce in maniera preponderante sulla produzione di calore. È comunque importante notare che nel periodo considerato (periodo invernale) l'angolo di inclinazione ottimale è quello pari alla latitudine + 15° in quanto nel periodo invernale l'altezza del sole è più bassa e avendo una inclinazione maggiore del collettore solare la radiazione incide meglio sull'assorbitore. In qualunque caso, se il collettore solare viene utilizzato sia per il riscaldamento ambientale che per la produzione di acqua calda sanitaria e per l'intero anno solare è più corretto assumere l'angolo di inclinazione del pannello pari alla latitudine della località dove lo stesso viene installato, per ottimizzarne il rendimento.

Tabella 9.5 – Confronto energia termica prodotta mensilmente con il sistema SolHe-PCM e il sistema solare termico tradizionale a Palermo.

Tin = 35°C			OTT	NOV	DIC	GEN	FEB	MAR	APR
PALERMO	23°	Qu [kWh] PCM	93,23	92,07	82,46	92,99	117,70	175,58	102,06
		Qu [kWh] H2O	89,91	88,97	79,52	89,76	113,45	169,44	98,36
		Qu [kWh] H2O+G	89,25	88,38	78,95	89,14	112,63	168,22	97,63
	38°	Qu [kWh] PCM	94,89	93,47	85,83	95,71	119,75	175,93	100,63
		Qu [kWh] H2O	91,54	90,34	82,79	92,40	115,46	169,82	97,01
		Qu [kWh] H2O+G	90,86	89,74	82,20	91,77	114,62	168,60	96,29
	53°	Qu [kWh] PCM	95,07	92,94	86,79	96,19	119,68	173,54	97,37
		Qu [kWh] H2O	91,75	89,86	83,74	92,89	115,43	167,57	93,90
		Qu [kWh] H2O+G	91,07	89,27	83,14	92,26	114,61	166,37	93,21

Tabella 9.6 – Confronto energia termica prodotta mensilmente con il sistema SolHe-PCM e il sistema solare termico tradizionale a Torino.

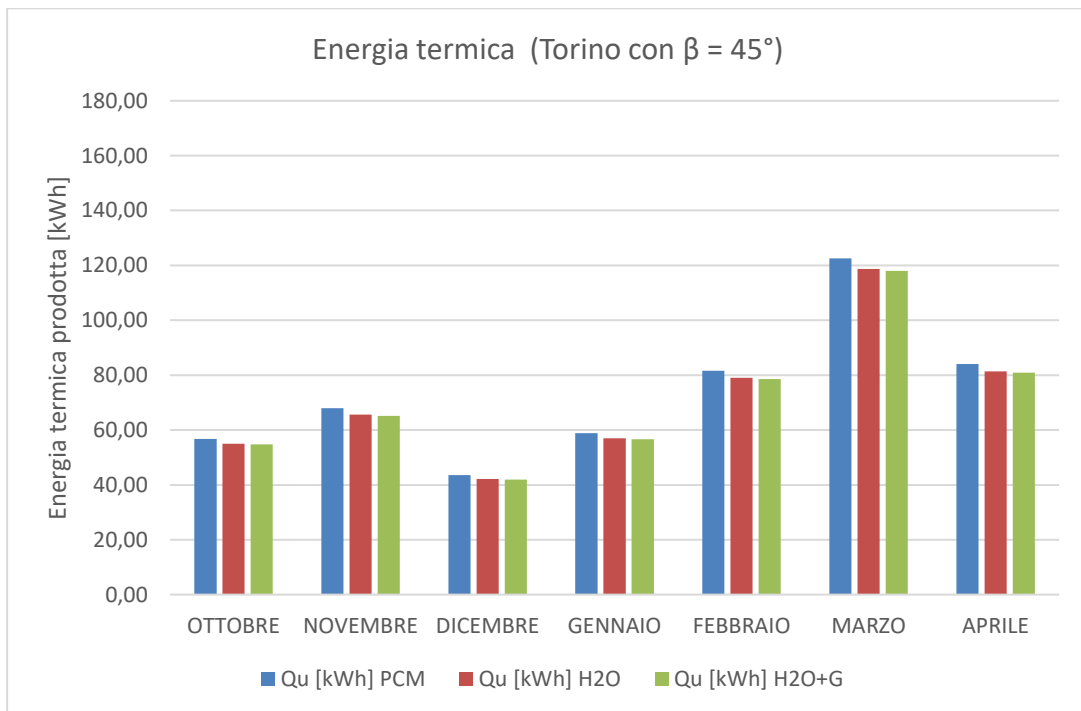
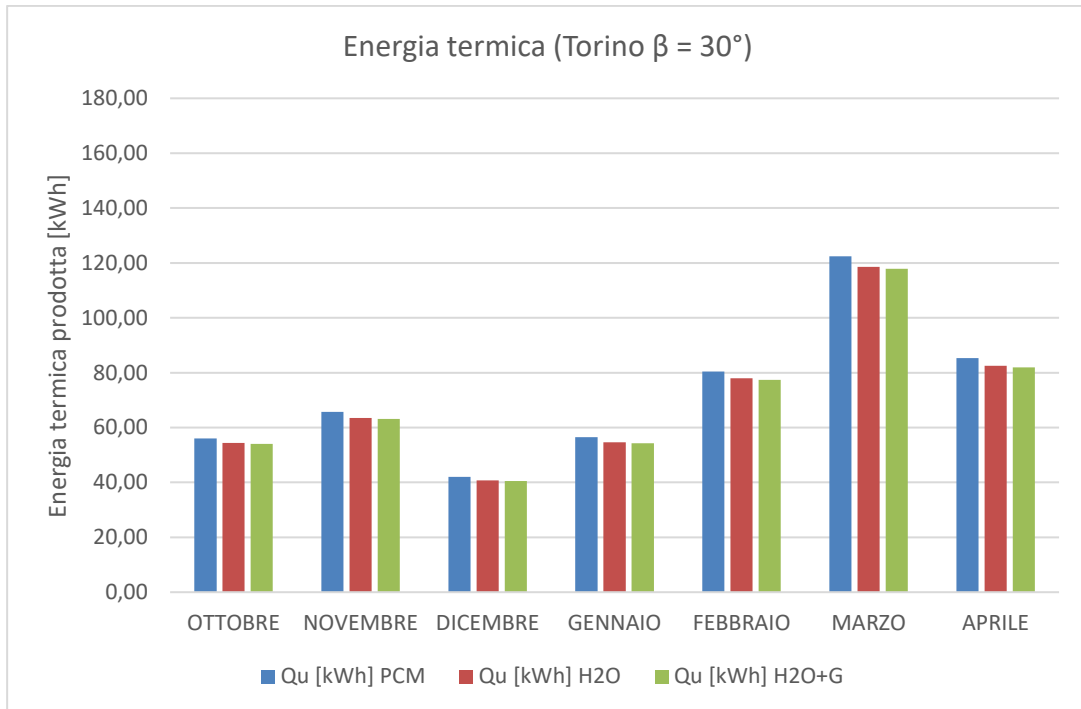
Tin = 35°C			OTT	NOV	DIC	GEN	FEB	MAR	APR
TORINO	30°	Qu [kWh] PCM	56,09	65,73	42,07	56,46	80,47	122,45	85,26
		Qu [kWh] H2O	54,36	63,53	40,75	54,62	77,91	118,59	82,53
		Qu [kWh] H2O+G	54,03	63,11	40,50	54,28	77,42	117,83	81,96
	45°	Qu [kWh] PCM	56,79	67,89	43,57	58,88	81,65	122,56	84,11
		Qu [kWh] H2O	55,05	65,63	42,21	56,97	79,07	118,72	81,42
		Qu [kWh] H2O+G	54,71	65,20	41,96	56,61	78,57	117,96	80,87
	60°	Qu [kWh] PCM	56,66	68,71	43,94	59,89	81,28	120,96	81,68
		Qu [kWh] H2O	54,94	66,44	42,58	57,96	78,73	117,21	79,11
		Qu [kWh] H2O+G	54,60	66,01	42,32	57,60	78,25	116,47	78,57

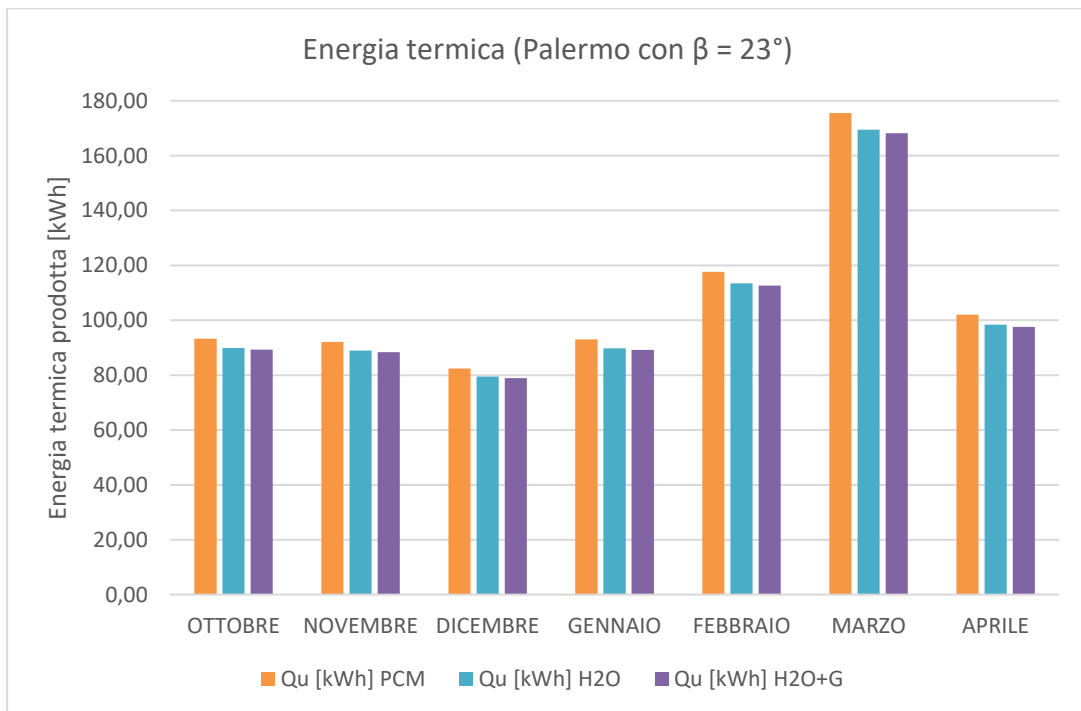
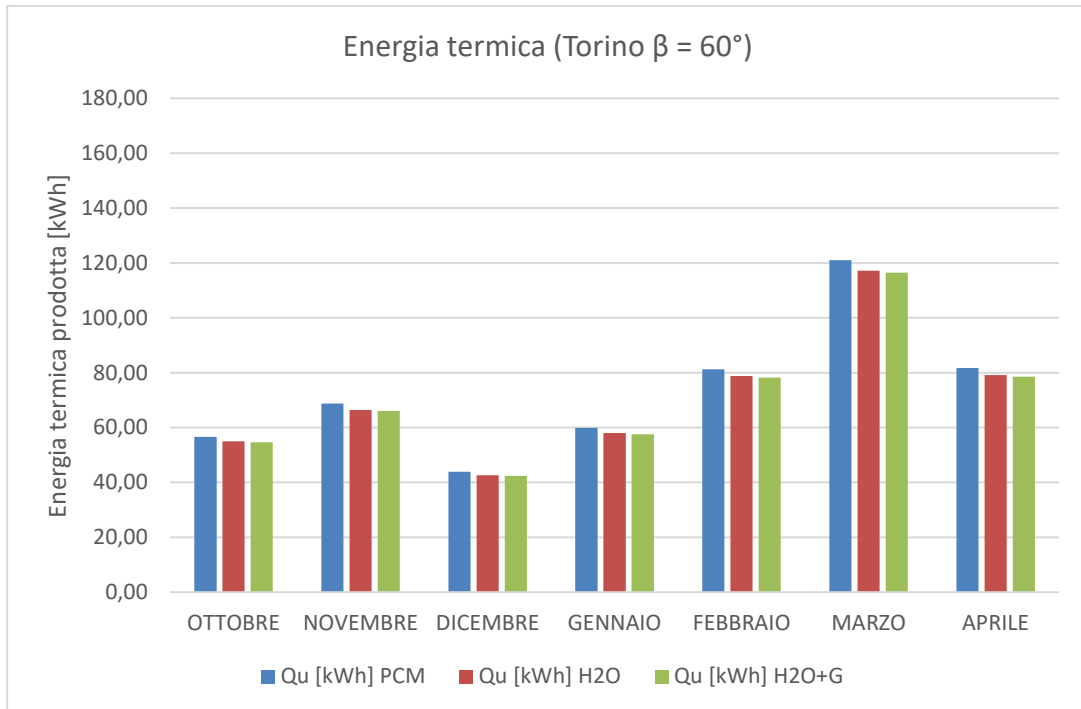
9.4 Confronto tra collettore solare ad acqua e collettore solare a slurry mPCM

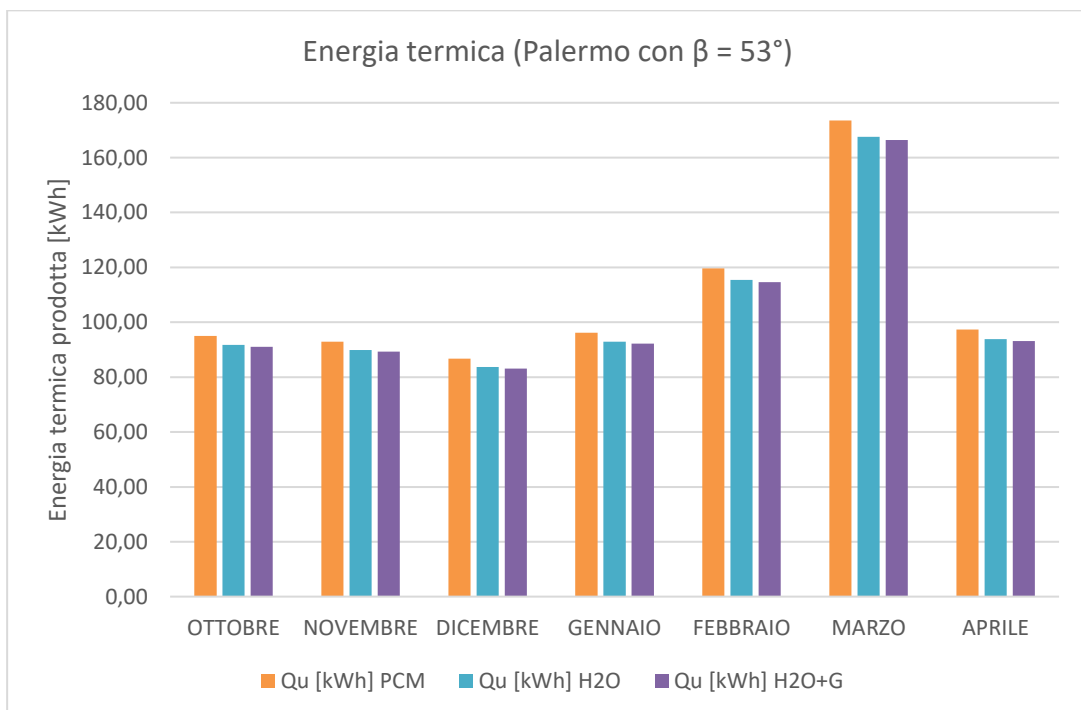
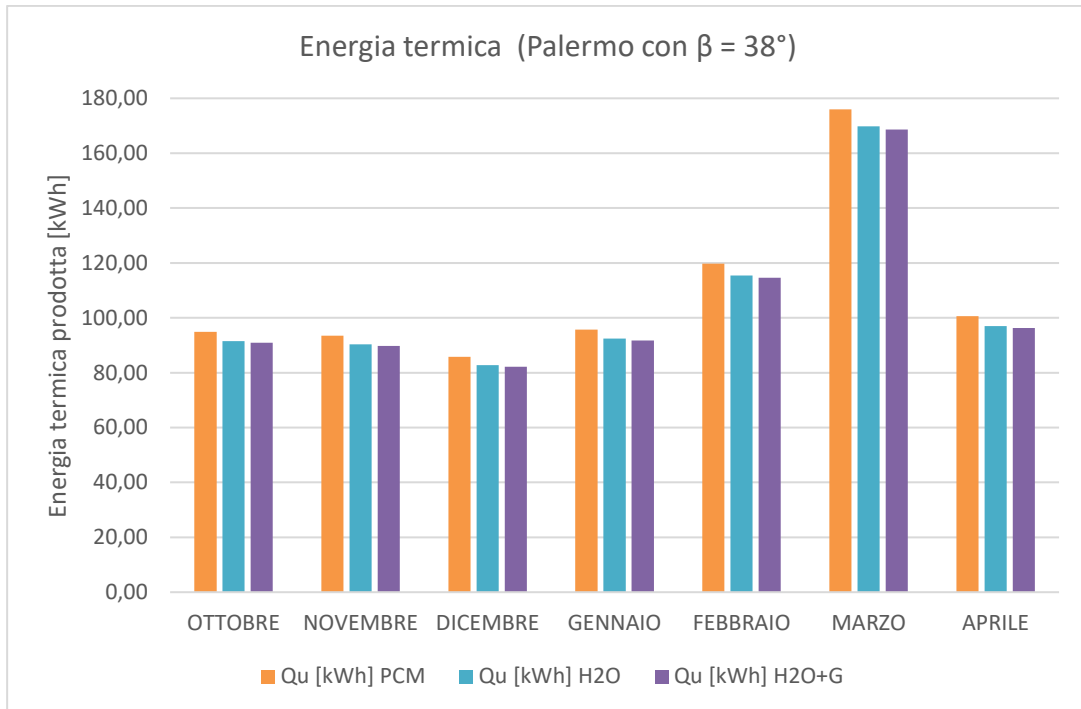
Un interessante analisi è quella di confrontare le prestazioni del collettore solare a slurry mPCM con un tradizionale collettore ad acqua o acqua+glicole. Questo tipo di confronto è necessario per attestare i vantaggi che il sistema innovativo offre rispetto ad uno tradizionale.

Si sono messi a confronto i risultati ottenuti dalle prove numeriche che considerano l'angolo di inclinazione del pannello pari alla latitudine della località ove è installato, e una temperatura di ingresso del fluido pari a 35°C.

Di seguito vengono riportati i grafici sui quali sono riportati gli andamenti di energia termica prodotta confrontando il sistema SolHe-PCM con il tradizionale sistema solare termico.







Come si evince dall'analisi dei grafici, emerge che il sistema SolHe-PCM produca complessivamente maggiore calore utile di quello prodotto con un

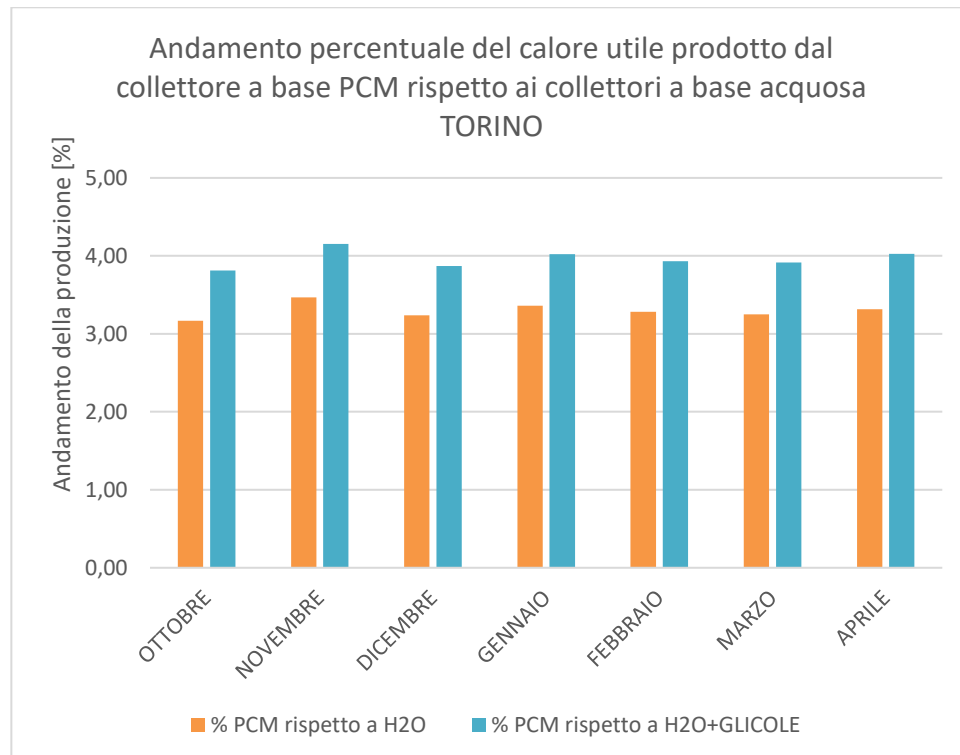
tradizionale sistema ad acqua e ad acqua+glicole. Una valutazione percentuale di questo incremento porta ad indicare un miglioramento delle prestazioni di circa 4% per Torino e di circa 4,5% per Palermo, nell'arco del periodo considerato.

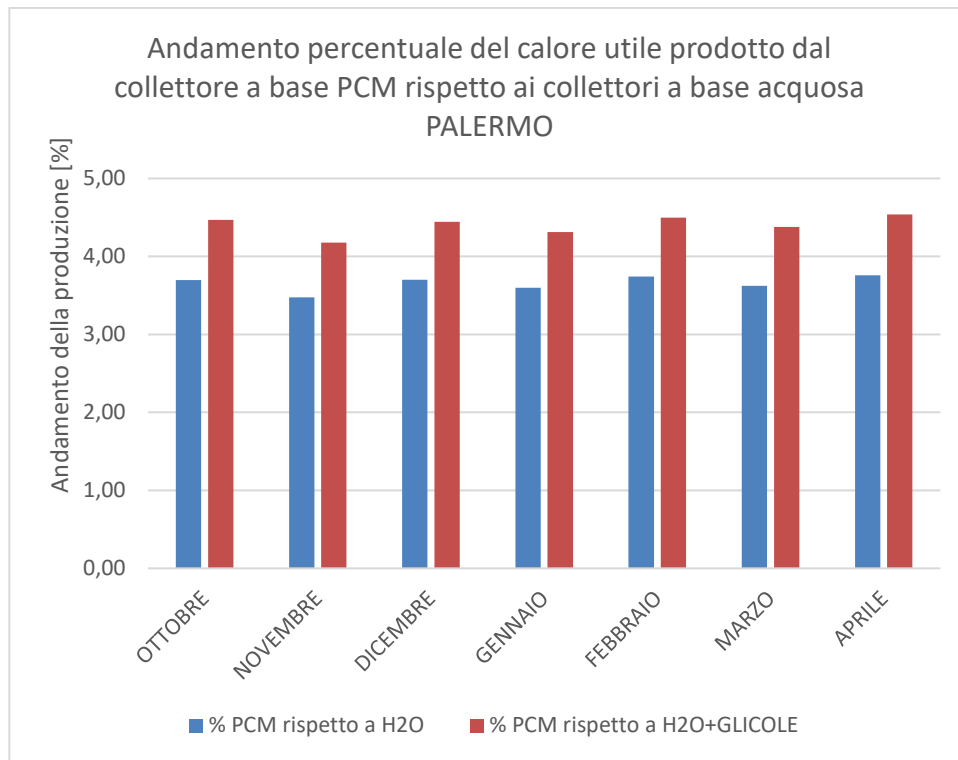
Tabella 9.7 – Confronto percentuale di energia termica prodotta mensilmente con il sistema SolHe-PCM e il sistema solare termico tradizionale a Torino.

TORINO	OTT	NOV	DIC	GEN	FEB	MAR	APR	TOTALE
% PCM rispetto a H ₂ O	3,17	3,47	3,24	3,36	3,28	3,25	3,32	3,30
% PCM rispetto a H ₂ O+GLICOLE	3,81	4,15	3,87	4,02	3,93	3,92	4,03	3,96

Tabella 9.8 – Confronto percentuale di energia termica prodotta mensilmente con il sistema SolHe-PCM e il sistema solare termico tradizionale a Palermo.

PALERMO	OTT	NOV	DIC	GEN	FEB	MAR	APR	TOTALE
% PCM rispetto a H ₂ O	3,70	3,48	3,70	3,60	3,74	3,62	3,76	3,66
% PCM rispetto a H ₂ O+GLICOLE	4,47	4,18	4,44	4,31	4,50	4,38	4,54	4,40





Tale analisi ci porta a trarre le seguenti considerazioni:

- Come da previsione teorica il modello del collettore a slurry mPCM è più efficiente di quello tradizionale, in quanto le perdite vengono ridotte grazie allo sfruttamento del calore latente, che comporta minori differenze di temperatura;
- Considerando che i benefici dovuti all'utilizzo di slurry mPCM influenzeranno anche le perdite nell'accumulo, un incremento del 4% e del 4,5% nel rendimento del solo collettore solare è un fattore molto positivo che ci porta a supporre che sia necessario sviluppare ulteriormente le ricerche in questo ambito;
- Adoperando temperature del fluido in ingresso relativamente alte si può osservare che il sistema solare SolHe-PCM sfrutta abbastanza bene le potenzialità dello slurry mPCM. Lo si può osservare nella curva di entalpia-temperatura derivante dall'applicazione del T-History

method e valutando i valori di temperature che il fluido assume in uscita dal collettore.

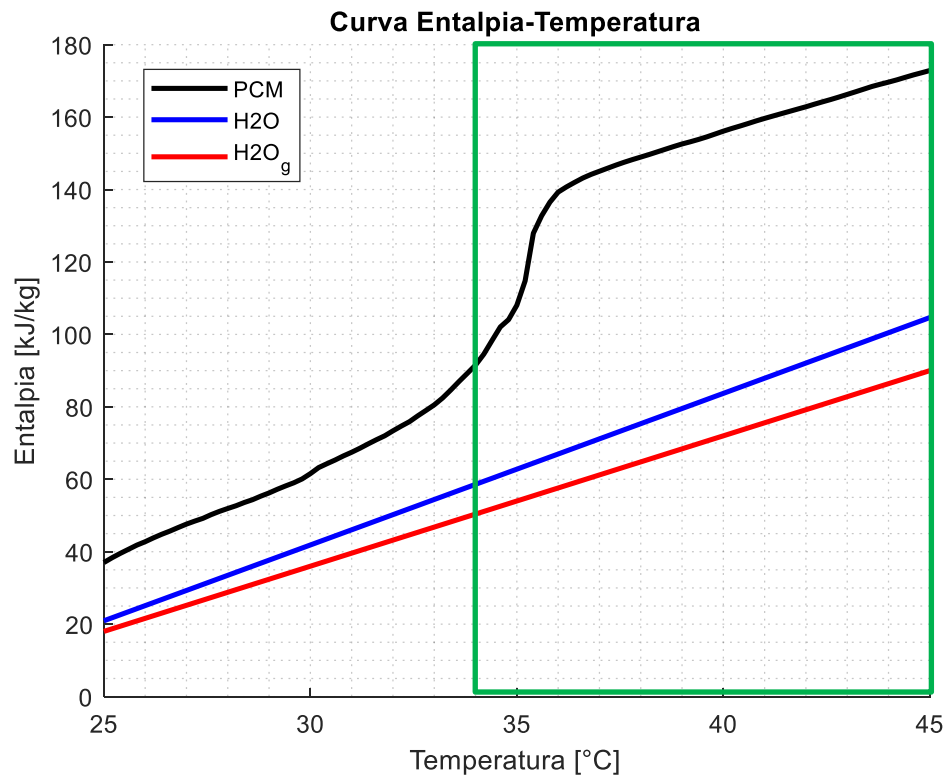
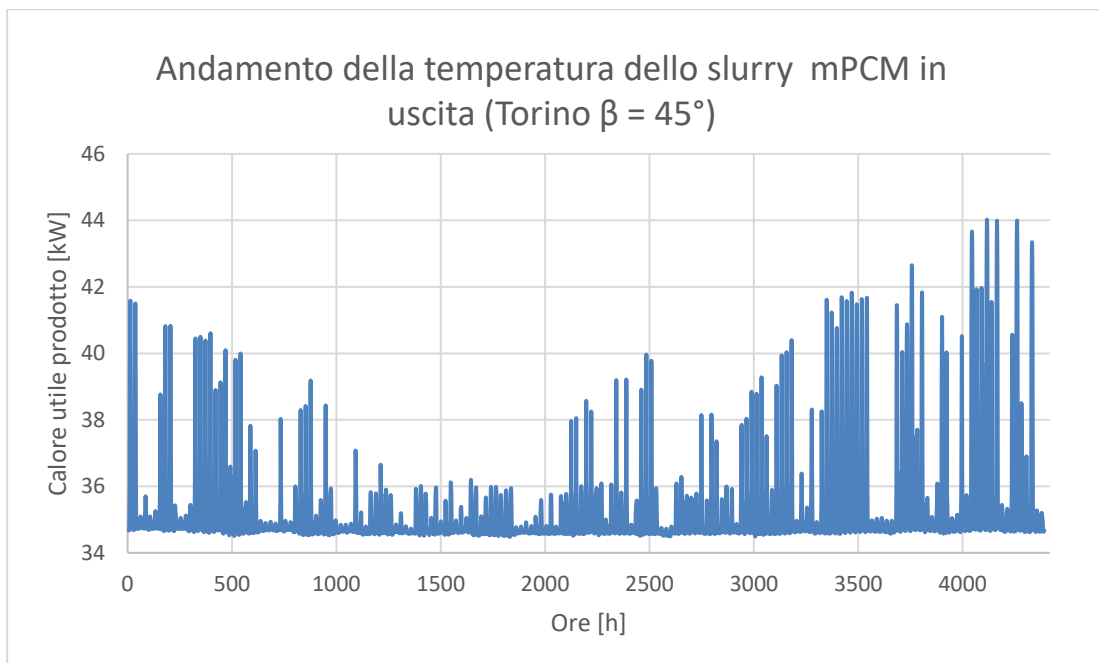
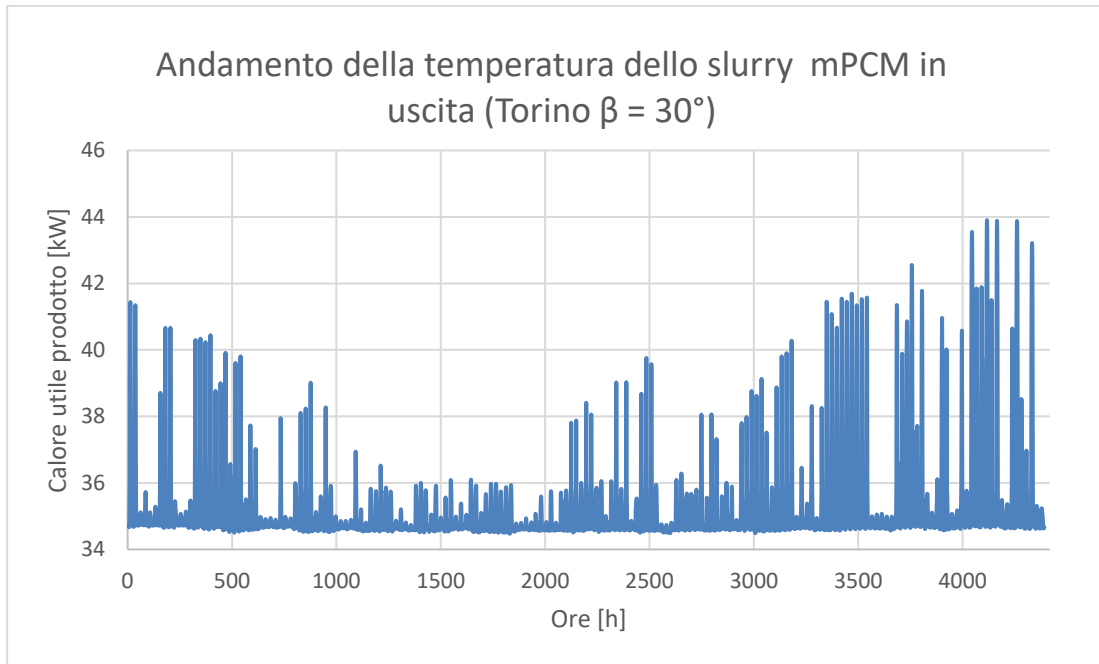
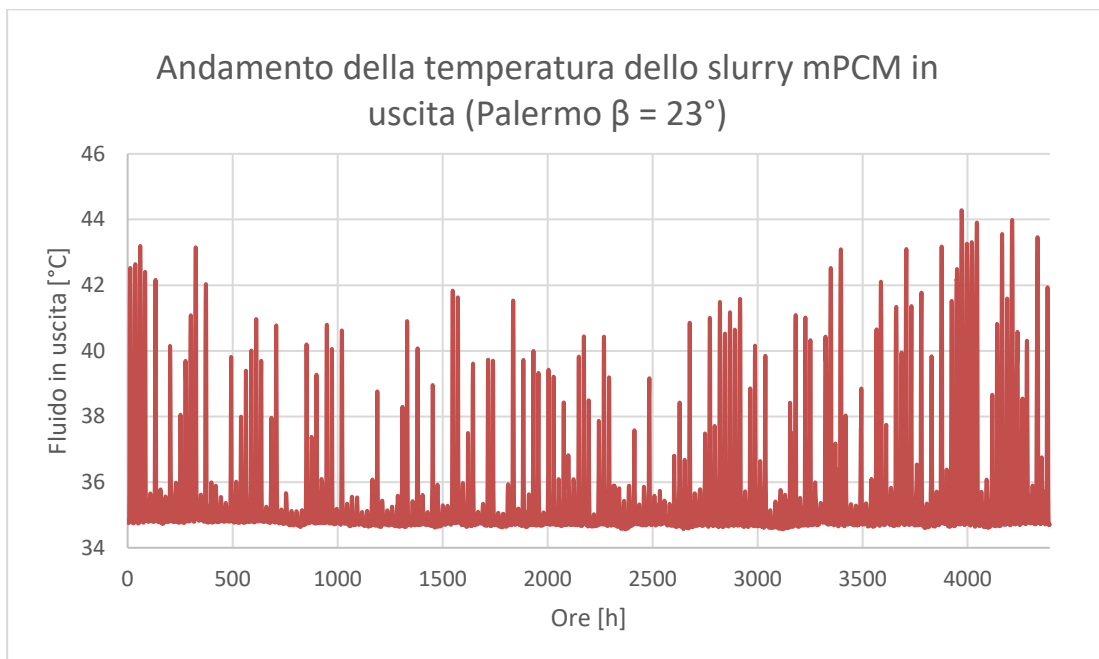
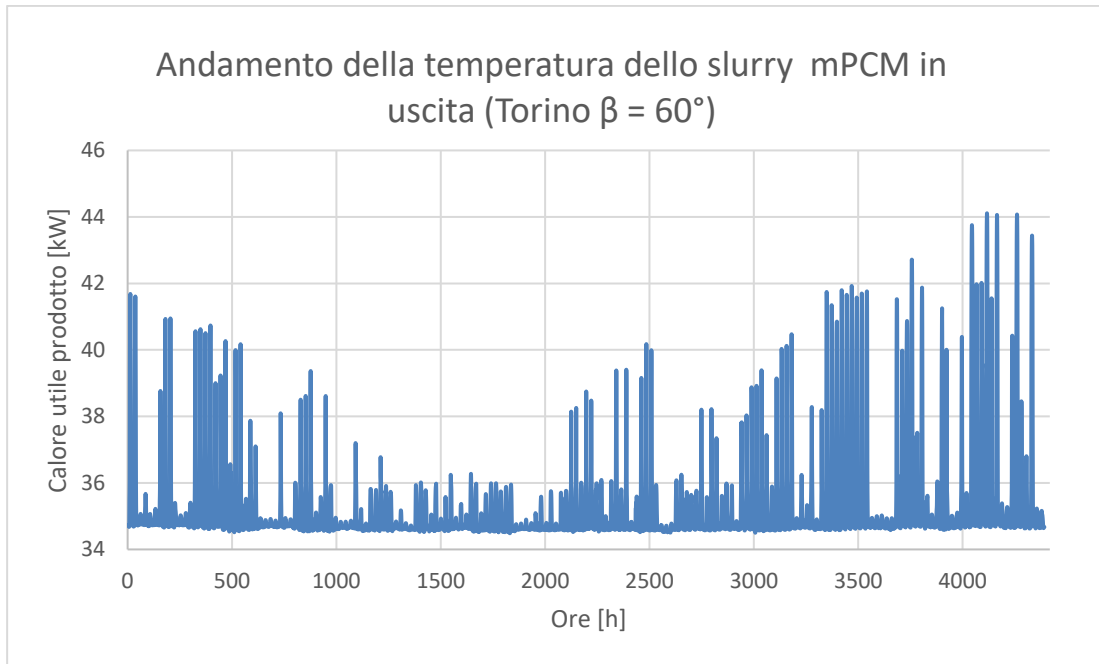
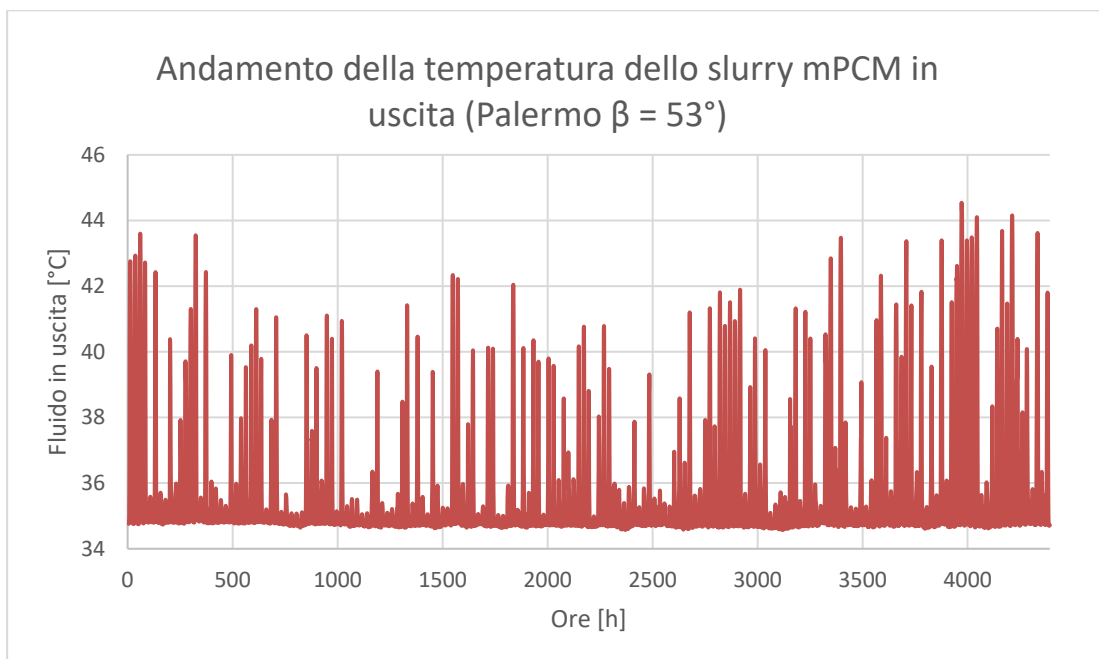
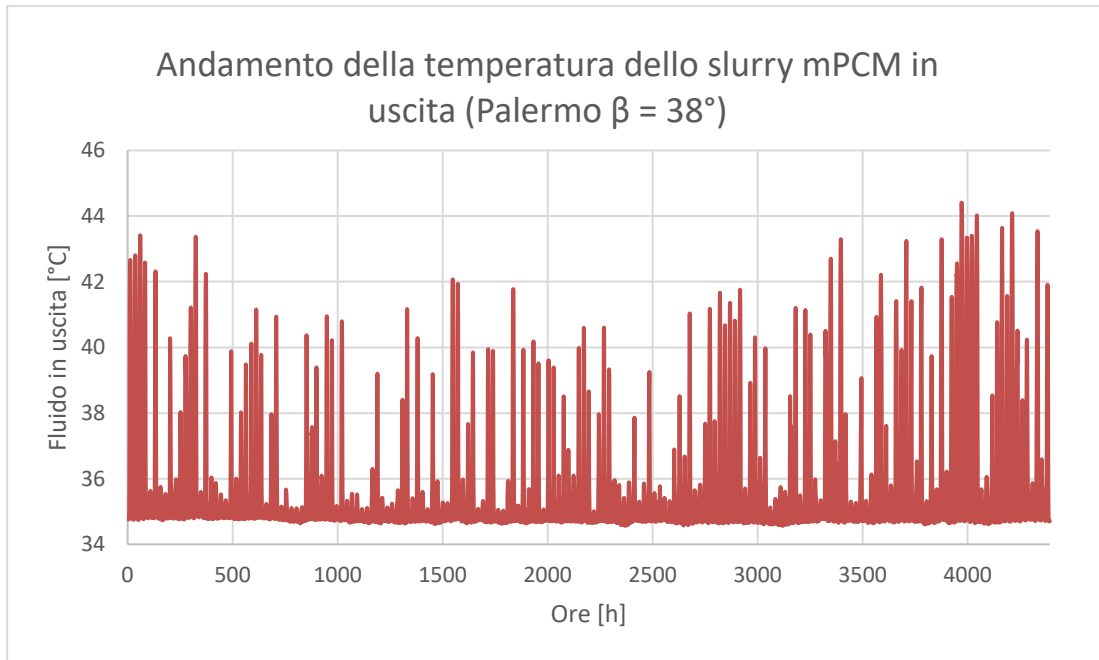


Figura 9.2 – Curva entalpia-temperatura con concentrazione 30% di mPCM

I valori di temperatura in uscita del fluido oscillano tra 34°C e 45°C sia per Torino che per Palermo, questo vuol dire che il collettore lavora nel range di temperatura in cui avviene il cambiamento di fase del mPCM, riuscendo a sfruttare molto bene le potenzialità dello slurry.







10. CONCLUSIONI

La crescente necessità di risparmio energetico in edilizia ha portato ad una progressiva diffusione di nuove tecnologie. Contemporaneamente sono state varate numerose direttive a livello europeo e nazionale al fine di contenere i consumi in ambito residenziale. Tra le soluzioni oggetto di ricerca degli ultimi anni vi è la sperimentazione legata all'uso dei PCM, integrati interamente negli edifici oppure utilizzati come fluidi termovettori negli impianti solari termici. I materiali a cambiamento di fase, infatti, possiedono notevoli proprietà termoregolatrici, proprietà fondamentali per ridurre i picchi di richiesta di calore ed ottenere un adeguato risparmio energetico.

Scopo del presente elaborato è stato la prosecuzione del progetto di ricerca SolHe-PCM. Tale progetto ha portato allo sviluppo di un dimostratore in scala reale di un sistema solare termico a materiale a cambiamento di fase fluidizzato, al fine di fornire il riscaldamento ambientale ad un'ipotetica utenza con pannelli radianti a pavimento. Recenti studi scientifici relativi al consumo energetico degli edifici hanno dimostrato come il miglioramento delle prestazioni di un sistema di riscaldamento richiede un allineamento dei livelli termici coinvolti nei vari processi. Questo obiettivo può essere raggiunto riconsiderando i processi di trasferimento del calore coinvolti nella conversione, nello stoccaggio e nella distribuzione del calore. Per esempio, in questa tesi è stato analizzato e confrontato il funzionamento di un impianto solare termico usando acqua e una miscela di PCM come fluidi termovettori; è stato quindi possibile passare da una tecnologia tradizionale che sfrutta principalmente il calore sensibile, verso una soluzione innovativa caratterizzata dallo sfruttamento del calore latente.

Le prove parametriche svolte per valutare le prestazioni del collettore hanno mostrato come il fluido termovettore a base di slurry mPCM è maggiormente performante rispetto al tradizionale fluido termovettore in relazione alle varie

condizioni al contorno analizzate. I risultati sono stati ottenuti eseguendo simulazioni numeriche nel periodo invernale in due località caratterizzate da latitudine e condizioni climatiche diverse. Rispetto ad un tradizionale sistema a base d'acqua, i risultati ottenuti hanno mostrato che il collettore SolHe-PCM può migliorare la produzione di calore utile fino al 4,5%.

Un possibile sviluppo futuro consiste nel continuare a testare il sistema per valutare ancora meglio le potenzialità di risparmio energetico andando a considerare non più una temperatura di uscita del fluido dal collettore variabile ma mantenerla costante. In questo modo si riuscirebbe a far lavorare costantemente il collettore solare in un intervallo termico che va da 33°C a 37°C (intervallo in cui avviene il cambiamento di fase del PCM), sfruttando al massimo le potenzialità dello slurry mPCM. Per far ciò sarebbe necessario far funzionare l'impianto in modo tale da mantenere la temperatura di set point pari alla temperatura di uscita del fluido e il più possibile pari a 37°C, riducendo al massimo le perdite nel sistema. In questo modo il collettore lavorerà maggiormente sul calore latente e quindi si avrà una migliore prestazione dello stesso ottenendo un notevole risparmio energetico.

BIBLIOGRAFIA

T. Kousksou, P. Bruel, G. Cherreau, V. Leoussoff, and T. El Rhafiki, "PCM storage for solar DHW: From an unfulfilled promise to a real benefit," *Sol. Energy*, vol. 85, no. 9, pp. 2033–2040, 2011.

L. Pérez-Lombard, J. Ortiz, and C. Pout, "A review on buildings energy consumption information," *Energy Build.*, vol. 40, no. 3, pp. 394–398, 2008.

E. Comission, *Statistical Pocketbook 20016: Eu transport in figures 2016*.

"Pacchetto per il clima e l'energia 2020." [Online]. Available: http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020/index_it.htm

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

IEA International Energy Agency, "Energy Technology Perspectives 2016," IEA, p. 14, 2016.

GSE, "Rapporto Statistico: Energia da Fonti Rinnovabili in Italia - 2014," 2015. [Online]. Available: [http://www.gse.it/it/salastampa/GSE_Documenti/Rapporto_statistico_GSE - 2014.pdf](http://www.gse.it/it/salastampa/GSE_Documenti/Rapporto_statistico_GSE_-_2014.pdf) [Consultato il 18/11/2018].

E. Chiavazzo, "Storage systems." in *Corso "Accumulo e trasporto di energia"* Politecnico di Torino, 2016.

Tesi di laurea "Valutazione energetica di un sistema PVT per il riscaldamento e la produzione di ACS in ambito residenziale" – Università degli Studi di Padova. Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica.

Decreto Interministeriale del 26 giugno 2005 – Allegato 1 linee guida nazionali per l'attestazione della prestazione energetica degli edifici

Tesi di Laurea "Energia da fonti rinnovabili negli edifici esistenti – integrazione architettonica di captatori solari ed eolici" - Alma Mater Studiorum – Università di Bologna. Facoltà di Ingegneria.

Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 – Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recente modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

“Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili” [Online]. Available: <http://fire-italia.org/normativa-di-riferimento/pan-dettaglio/>

N. Arcuri, D. Mazzeo, F. Reda “Impiego dei PCM per interventi di riqualificazione energetica in edifici a bassa inerzia termica” [Online]. Available: www.researchgate.net/publication

Franco Cotana, Federico Rossi, Andrea Nicolini “Un sistema di climatizzazione solare basato su materiali a cambiamento di fase” [Online]. Available: www.researchgate.net/publication

Tesi di Laurea Magistrale “Utilizzo di tecnologie d’involucro ad acqua per il miglioramento dell’efficienza energetica e del confort degli edifici” - Politecnico di Torino

Reviews article Architecture “Costruire con l’acqua: nuovi paradigmi dell’architettura sostenibile”. AGATHÓN 02 | 2017 - International Journal of Architecture, Art and Design | 117-126

Weiss W, Spörk-Dür M, Mauthner F. “Solar Heat Worldwide Global Market Development and Trends in 2016”.

Marcos JD, Izquierdo M, Parra D. “Solar space heating and cooling for Spanish housing: Potential energy savings and emissions reduction”. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/251496733>

Fiorentini M, Cooper P, Ma Z. “Development and optimization of an innovative HVAC system with integrated PVT and PCM thermal storage for a net-zero energy retrofitted house”. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/273319637>

Raffenel Y, Fabrizio E, Virgone J, Blanco E, Filippi M. “Integrated solar heating systems: From initial sizing procedure to dynamic simulation”. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X08002831>

Pinel P, Cruickshank C a., Beausoleil-Morrison I, Wills A. “A review of available methods for seasonal storage of solar thermal energy in residential applications”. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211100150X>

Guadalfajara M, Lozano M a., Serra LM. “Simple calculation tool for central solar heating plants with seasonal storage”. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X15003199>

Tao T, Zhang F, Zhang W, Wan P, Shen X, Li H. "Low Cost and Marketable Operational Experiences for a Solar Heating System with Seasonal Thermal Energy Storage (SHSSTES) in Hebei (China)". [Online]. Aviable: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610215002453>

Guida per progettisti e per installatori - solare termico.

Luca Rubini, Mario Di Veroli e Alfonso Calabria "Sistemi solari termici".

Niccolò Aste - Francesco Groppi "Impianti solari termici".

Battisti Ricardo, Annalisa Corrado ed Andrea Micangeli "Impianti solari termici".

Tetraca S., Cogliani E., Spinelli F. "La radiazione solare globale al suolo in Italia".

ENEA – Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile "Solare termico a bassa e media temperatura". [Online]. Aviable: <http://fotovoltaico-con-accumulo.it/pompe-di-calore-e-fotovoltaico-con-accumulo-e-batterie.html>

L. Rubini, S. Sangiorgio. "Le energie rinnovabili". Milano: Hoepli (2012).

D. Cocco, C. Palomba, P. Puddu. "Tecnologie delle energie rinnovabili". Padova: SGEEditoriali (2008).

Tesi di laurea Magistrale in Ingegneria Energetica "Sistema solare ibrido accoppiato a pompa di calore per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria" – Università degli Studi di Padova

Moduli solari ibridi (PVT) per cogenerazione solare: aumentare l'efficienza energetica combinando termico e fotovoltaico. [Online]. Aviable: www.energyhunters.it

David A. G. Redpath, Harjit Singh, Christopher Tierney, Philip Dalzell "An experimental comparison of two solar photovoltaic-thermal (PVT) Energy conversion system for Production of heat and power". [Online]. Aviable: <https://www.researchgate.net/publication/259487404>

G. Serale, E. Fabrizio, and M. Perino, "Design of a low-temperature solar heating system based on a slurry Phase Change Material (PCS)". [Online]. Aviable: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778815301006>

D. Haillot, E. Franquet, S. Gibout, and J. P. Bédécarrats, "Optimization of solar DHW system including PCM media". [Online]. Aviable: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261912007039>

D. Hailot, F. Nepveu, V. Goetz, X. Py, and M. Benabdelkarim, "High performance storage composite for the enhancement of solar domestic hot water systems. Part 2: Numerical system analysis". [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/256854393>

Tesi di Laurea in Ingegneria Edile "Sistemi solari termici innovativi: modelli di simulazione ed analisi preliminare" – Politecnico di Torino

Duffie JA, Beckman WA. Solar Engineering of thermal processes. 4th Editio. New York, New York, USA: Wiley; 2013.

Lewis Gladius. Optimum tilt of a solar collector. Sol Wind Technol 1980;4:407–10.

Shariah A, Al-Akhras M-A, Al-Omari IA. Optimizing the tilt angle of solar collectors Optimizing the tilt angle of solar collectors. Renew Energy 2013;26:587–98. doi:10.1016/S0960-1481(01)00106-9.

Tesi di dottorato "Innovative solar eenrgy technologies and control algorithms of enhancing demand-side menagement in buildings" Gianluca Serale – Politecnico di Torino