

POLITECNICO DI TORINO

Collegio di Ingegneria Energetica e Nucleare

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

Tesi di Laurea Magistrale

**Studio di un sistema energetico sostenibile e off-grid  
per un edificio turistico in ambiente montano**



**Relatore:**

Ing. Casasso Alessandro (DIATI)

**Correlatore:**

Ing. Rivoire Matteo (Docente esterno)

**Candidato:**

Garzone Eugenio

Sessione Marzo 2018



## Sommario

Abstract .....	5
Prefazione .....	6
1 Introduzione .....	10
1.1 Pompe di calore geotermiche.....	10
1.1.1 La pompa di calore .....	10
1.1.2 La sonda geotermica.....	13
1.2 Il caso di studio di Pian di Verra .....	17
2 Metodi .....	22
2.1.1 Modello energetico dell'edificio con TRNBuild .....	22
2.2 Simulazione dei sistemi energetici dell'edificio.....	31
2.2.1 Dimensionamento della pompa di calore .....	31
2.2.2 Variabili meteorologiche.....	32
2.2.3 Regolazione dell'impianto .....	34
2.2.4 Serbatoio di accumulo termico (puffer) .....	36
2.2.5 La pompa di calore .....	38
2.2.6 Dimensionamento campo sonde geotermiche.....	40
2.2.7 Pompe di circolazione.....	44
2.2.8 Elementi di sicurezza.....	45
2.2.9 Impianto solare termico.....	46
2.2.10 Impianto fotovoltaico .....	51
3 Risultati e discussione .....	54
3.1 Analisi dei consumi termici.....	54
3.2 Analisi dei consumi elettrici.....	55
3.3 Dimensionamento dell'impianto fotovoltaico.....	62
3.4 Analisi delle temperature operative dell'impianto termico .....	65
3.5 Impianto solare termico .....	91

3.6	Analisi economica .....	94
	Conclusioni .....	98
	Ringraziamenti.....	101
	Bibliografia .....	102

## Abstract

L'implementazione di energie rinnovabili in ambito domestico è stato un tema molto discusso negli ultimi decenni ed è sempre più attuale grazie all'introduzione di quote energetiche rinnovabili obbligatorie per ottenere nuovi permessi di edificazione e ristrutturazione. Per questa analisi infatti sono stati implementati sistemi energetici a "zero emissioni" quali il solare termico, il solare fotovoltaico ed una pompa di calore geotermica. L'oggetto della tesi è la progettazione di un impianto geotermico per un edificio in ristrutturazione a Pian di Verra Inferiore, Ayas (AO), in zona climatica F e a 2060 m di altitudine. In questa località si trova un piccolo rifugio che si presta ad una riqualificazione strutturale totale, energetica ed edilizia, atta al suo utilizzo continuativo annuale da parte di escursionisti di passaggio. Nel sito è assente il collegamento alla rete elettrica nazionale. Una esposizione solare non ottimale, inoltre, rende complesso l'approvvigionamento elettrico con pannelli fotovoltaici e la produzione di acqua calda sanitaria tramite l'utilizzo dei pannelli solari termici, in particolare nei mesi invernali. L'assenza del collegamento alla rete del gas, invece, esclude l'installazione di una caldaia a condensazione alimentata a metano o GPL.

Sulla scorta di queste considerazioni, la progettazione è stata orientata a ridurre al minimo i fabbisogni energetici dell'edificio e a soddisfarli interamente con apparecchiature elettriche anche per la cottura e la produzione di acqua calda sanitaria. Per la produzione elettrica, si è optato per un impianto fotovoltaico con copertura al 90% del consumo energetico annuale. La simulazione dinamica del sistema edificio-impianto si rivela essenziale per comprendere nel dettaglio l'andamento dei consumi elettrici dell'edificio e dimensionare un sistema di stoccaggio elettrico. È stato comunque necessario prevedere un gruppo elettrogeno a gasolio per situazioni di emergenza e per i periodi più lunghi di mancata illuminazione; tuttavia, con un attento dimensionamento delle componenti, l'utilizzo di questa fonte energetica così inquinante è stato minimizzato.

Questo tipo di studio per posizionamento geografico, condizioni meteorologiche e irraggiamento solare rappresenta sicuramente un esempio limite che può fornire un riferimento per altre applicazioni off-grid portando risultati eccellenti.

## Prefazione

L'energia proveniente da fonti rinnovabili non può che rappresentare l'unica soluzione ecologicamente sostenibile per il futuro del nostro pianeta. La crescita esponenziale dei consumi e della popolazione non produce altro che una necessaria accelerazione nel passaggio dal consumo dei combustibili fossili all'adozione di fonti di energia rinnovabili.

A questo proposito l'utilizzo delle rinnovabili in campo abitativo è diventato un imperativo principalmente nell'ultimo decennio anche se parte delle tecnologie che vengono oggi utilizzate, come il solare termico ed il geotermico a bassa entalpia non si possono certamente definire recenti. Il progresso scientifico ha sicuramente influenzato questa recente accelerazione in applicazioni sostenibili grazie all'aumento dei rendimenti ed alla diminuzione dei costi, ne rappresenta un eccellente esempio il fotovoltaico.

Proprio nell'ottica di sviluppare progetti all'avanguardia dal punto di vista energetico rinnovabile, l'obiettivo dell'analisi effettuata è di studiare delle soluzioni sostenibili, ecologiche ed efficienti per il sostentamento energetico di una struttura ricettiva montana off-grid, ovvero, completamente isolata da fonti di energia convenzionali quali elettricità e gas. Per portare a termine l'obiettivo sono state utilizzate tecnologie come la geotermia a bassa entalpia, il solare termico e il solare fotovoltaico. Queste tecnologie sono interconnesse nel conseguimento dell'obiettivo rappresentato dalla soddisfazione dei fabbisogni energetici dell'abitazione e dei suoi occupanti.

Nel primo capitolo, dopo una breve introduzione, verrà discussa la tecnologia geotermica e successivamente verrà presentato il luogo dell'installazione. A seguire, nel secondo capitolo, si affronteranno i metodi che sono stati utilizzati per la rappresentazione delle tecnologie in gioco. In questo capitolo verrà presentato il software TRNSYS e il suo utilizzo nella simulazione in esame. Nel terzo capitolo verranno presentati i risultati ottenuti dal software e dalle simulazioni per ottenere un quadro completo. Nell'ultimo capitolo invece si analizzeranno i risultati ottenuti in quello precedente e se ne trarranno le conclusioni.

Dalla seconda metà del XX secolo ad oggi è aumentata continuamente la concentrazione di CO<sub>2</sub> [1] in atmosfera, portando con sé le conseguenze di cui siamo tutti a conoscenza, quali: l'innalzamento delle temperature superficiali medie della terra, l'innalzamento del livello degli oceani, lo scioglimento dei ghiacciai, l'aumento dell'acidità nell'acqua dei mari, gli eventi climatici estremi. In un pianeta sempre più inospitale, negli ultimi cento anni, la popolazione mondiale è pressoché quadruplicata [2] rendendo sempre più imperativo un uso consapevole delle risorse.

L'energia utilizzata dall'uomo rappresenta a questo proposito il problema e la soluzione. Dal 1971 ad oggi il trend di crescita dei consumi mondiali è in costante aumento [3]. Negli ultimi anni soprattutto grazie a Cina, India ed il Sudest Asiatico [4]. Consapevoli di questo più di 180 paesi durante l'incontro dell'UNFCCC<sup>1</sup> nel 1998 hanno siglato il Protocollo di Kyoto [5] con l'obiettivo di combattere il surriscaldamento globale mettendo in campo, a partire dal 2008, investimenti atti a raggiungere un miglioramento di questo trend negativo. Nel 2012 è finito il primo ciclo di iniziative e ad oggi ci troviamo nel secondo che avrà scadenza nel 2020 [6].

Come cittadini europei gli impegni presi dagli stati membri fanno sperare in continui investimenti in ricerca e sviluppo di nuove tecnologie e in infrastrutture, volti ad un conseguimento degli obiettivi comuni di riduzioni delle emissioni di gas serra in atmosfera.

L'Italia si sta impegnando molto sul fronte delle rinnovabili e soprattutto nella direzione del fotovoltaico che nel periodo 2010-11 ha aumentato la produzione del 259 % [7]. Nel 2015 il 18,2% dell'energia totale primaria prodotta (TPES<sup>2</sup>) in Italia è stata fornita da fonti rinnovabili, un dato cresciuto rispetto al 2005 di più del doppio [7].

Il filo conduttore che ha guidato questa analisi è stato il risparmio e l'eco compatibilità dell'utilizzo delle fonti di energia. Un filo conduttore che porta più concretamente all'oggetto di questa tesi, la geotermia. Nel nostro paese, nel 2015, questa fonte energetica si attestava al 3,6 % (TPES) [7] della produzione di energia totale, un dato che si auspica possa crescere, anche grazie ai progetti europei come GRETA<sup>3</sup>.

GRETA è un progetto Europeo che si pone come obiettivo la divulgazione e lo studio della geotermia a bassa entalpia nello spazio Alpino, una risorsa che potrebbe essere molto preziosa nel combattere le emissioni di CO<sub>2</sub>.

Dodici partner di sei nazioni diverse, tra cui il Politecnico di Torino si stanno adoperando nel realizzare, attraverso la creazione di modelli di buona prassi, strumenti utili all'installazione ed allo studio di impianti geotermici. Gli obiettivi fondamentali sono quelli di creare una rete di sapere transnazionale e di sollecitare, inoltre, a livello legislativo, politiche di adozione e di buon uso della geotermia negli Stati Europei.

Entrando più nel merito dell'analisi effettuata, risulta che in Italia nel 2015 la domanda energetica residenziale si attestasse a 25,3 % della richiesta finale totale (TFC) ciò significa che un quarto dell'energia consumata dall'Italia asservisse solamente a soddisfare il settore

---

<sup>1</sup> United Nations Framework Convention on Climate Change

<sup>2</sup> Total Primary Energy Supply

<sup>3</sup> Near-surface Geothermal REsources in the Territory of the Alpine space

residenziale nelle sue forme di consumo elettrico e termico [7]. Sicuramente questo settore gioca un ruolo energeticamente fondamentale nel nostro paese, vale la pena per cui dedicarvi sforzi ed energie al fine di renderlo il più efficiente possibile. Molto è già stato fatto, nel 2015 il 10,09 % dell'energia utilizzata per il riscaldamento ed il raffrescamento degli edifici proveniva da fonti rinnovabili tuttavia l'obiettivo prefissato dal governo di raggiungere quota 17 % entro il 2020 richiede ulteriori sforzi ed investimenti [7]. Non bisogna dimenticare che un altro grande problema italiano è l'indipendenza energetica, si stima che solamente nel settore gas nel 2013 l'84 % del fabbisogno derivasse da importazione straniera, un'argomentazione in più per cercare di ridurre i consumi di quest'ultimo servendosi di fonti di energia alternative, pulite e locali.

Nel Capitolo 1 (introduzione) verrà descritta la tecnologia delle pompe di calore geotermiche. Nel caso di studio, un rifugio montano totalmente off-grid, questa tecnologia asservirà alla funzione principale di riscaldamento e sarà possibile apprezzarne i vantaggi in termini energetici.

Nel Capitolo 2 (metodi) verrà descritto il software TRNSYS utilizzato per la simulazione dinamica del caso di studio, integrando l'ambiente esterno con l'abitazione e con il funzionamento della pompa di calore geotermica. In questo capitolo verranno inoltre descritte: le impostazioni utilizzate nelle simulazioni dei singoli componenti, i dimensionamenti effettuati ed il funzionamento e l'implementazione dei sistemi di controllo dell'impianto di riscaldamento.

Nel Capitolo 3 (risultati e discussione) verranno analizzati i consumi termici derivanti dai dati delle simulazioni dinamiche dell'impianto di riscaldamento geotermico. Successivamente verranno presi in considerazione i consumi elettrici dell'abitazione riguardanti sia i consumi dei residenti sia i consumi degli organi elettrici degli impianti termici. Definiti i consumi elettrici verrà effettuato il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico installato per garantire la fornitura elettrica all'intera abitazione ed agli impianti che la alimentano. Successivamente verranno analizzati gli andamenti delle temperature di esercizio dell'impianto di riscaldamento, delle portate in gioco nei circuiti idraulici e delle potenze scambiate e consumate. In seguito verrà analizzato l'impianto solare termico passando dal dimensionamento al suo funzionamento. Per concludere il capitolo è stata effettuata l'analisi economica riguardante i costi di esercizio dei singoli impianti e del loro insieme, dei valori di investimento necessari per effettuare acquisti ed installazioni nonché degli incentivi economici sfruttabili. Sono anche stati aggiunti i valori di emissioni inquinanti in atmosfera derivanti dall'esercizio annuale degli impianti.



# 1 Introduzione

In questo primo capitolo verrà introdotta la tecnologia di principale interesse di questa analisi, le pompe di calore geotermiche. Successivamente verrà presentato il caso di studio in esame entrando nello specifico dell'installazione progettata.

## 1.1 Pompe di calore geotermiche

### 1.1.1 La pompa di calore

Una pompa di calore è una macchina termica che a fronte di una spesa energetica è in grado di trasferire calore da un ambiente a temperatura inferiore ad uno a temperatura superiore con un'efficienza variabile in base alle condizioni di esercizio ed alle caratteristiche costruttive della macchina stessa. Il calore può essere estratto da diverse fonti:

- L'aria, in fase di riscaldamento un'abitazione può sottrarre calore dall'aria esterna;
- L'acqua, per esempio di un fiume o di un acquifero;
- Il terreno, utilizzando degli scambiatori di calore interrati e facendo passare al loro interno un liquido refrigerante è possibile sottrarre calore;
- Calore di scarto da processi industriali o anche proveniente da fumi di caldaie;

Si può immaginare la PDC come l'interconnessione di tre circuiti, il circuito di estrazione del calore (quello appena descritto), il circuito di innalzamento delle temperature (la PDC in sé) e il circuito di cessione del calore. Il circuito di cessione del calore, per esempio in una abitazione può essere rappresentato da aria o acqua utilizzati come vettore termico a seconda delle tecnologie di scambio installate.

Il circuito della PDC invece è composto da due scambiatori di calore, un compressore ed una valvola di laminazione. I due scambiatori sono preposti ad assorbire, da un lato, il calore derivante dal circuito di estrazione e dall'altro, a rilasciare calore al circuito di cessione.

La fase di assorbimento viene portata a compimento dall'evaporatore che cede, il calore estratto, al fluido refrigerante della PDC che in questa fase passa da miscela liquido-vapore a vapore a bassa temperatura. Questo vapore a bassa temperatura, scremato della restante parte liquida, passa per il compressore da cui esce a temperature maggiori. A questo punto il vapore caldo passa nel condensatore dove viene ceduto calore al circuito di mandata che

procede verso l'utilizzatore finale. Dal condensatore dunque il vapore esce in fase liquida a bassa temperatura ed è qui che viene fatto passare per una valvola di laminazione che lo riporta in una miscela liquido-vapore mettendolo in condizioni di ricominciare il ciclo (Figura 1).

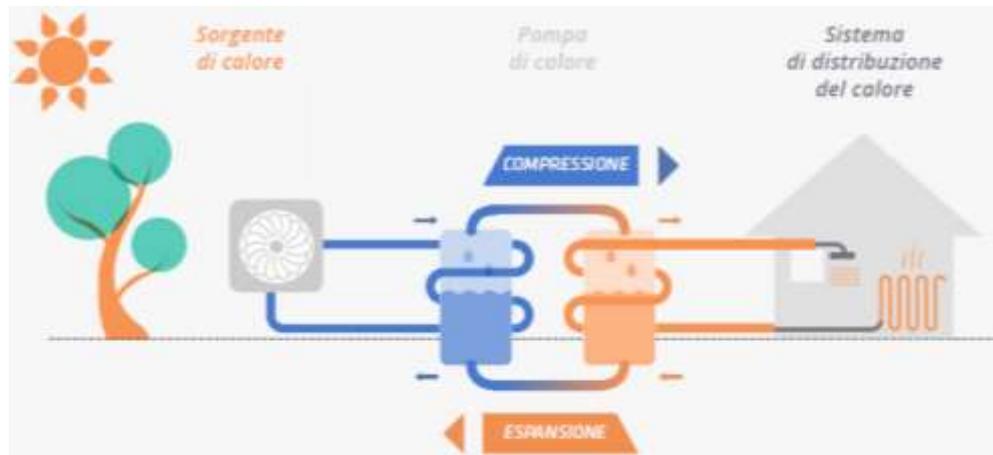


Figura 1: Schema di funzionamento di una PDC [8]

Le PDC che estraggono calore dall'aria generalmente hanno delle efficienze inferiori a causa della variabilità della temperatura durante l'anno e durante la giornata, che va sempre a sfavore del tipo di utilizzo (aria calda d'estate e fredda d'inverno). A causa delle temperature rigide di esercizio e dell'esclusivo utilizzo in funzione invernale dell'applicazione studiata nell'analisi, non sono state prese in considerazione questo tipo di PDC per il progetto.

Le PDC ad acqua possono funzionare sia in riscaldamento che in raffrescamento con efficienze maggiori, anche se richiedono l'installazione di un circuito di scambio termico con il terreno o di pozzi per l'utilizzo dell'acqua di falda.

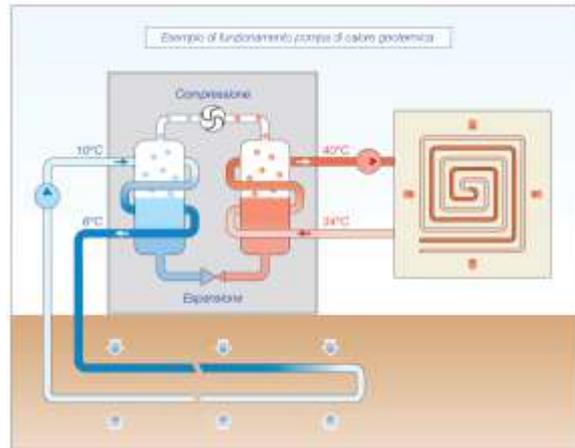


Figura 2: Funzionamento invernale pompa di calore geotermica [9].

Come si può osservare in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** in funzionamento invernale il fluido termovettore della sonda geotermica, spinto da una pompa di circolazione (circuitto blu), esce dal terreno per entrare nell'evaporatore della pompa di calore. Qui viene ceduta energia dal circuito della sonda geotermica al circuito della miscela liquido-vapore a bassa pressione del fluido refrigerante facendo passare quest'ultimo ad uno stato gassoso a bassa temperatura. A questo punto il vapore passa nel compressore dove aumenta di temperatura raggiungendo le caratteristiche necessarie per lo scambio con il circuito di riscaldamento dell'abitazione (circuitto rosso). Ceduto il calore, il fluido refrigerante torna in fase liquida per poi attraversare la valvola di laminazione al di là della quale si ritrovano le stesse condizioni di inizio ciclo, ovvero, una miscela liquido-vapore a bassa pressione.

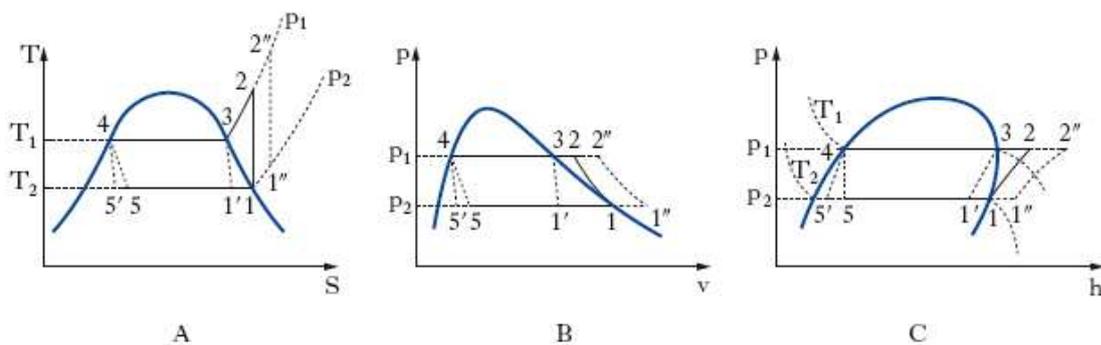


Figura 3: Cicli termodinamici refrigerazione [10]

In **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** è rappresentato il ciclo frigorifero che viene utilizzato in applicazioni estive per il raffrescamento. In questo caso la fonte di calore risulta l'abitazione da raffrescare mentre il terreno funge da pozzo termico (l'opposto rispetto all'esempio precedente). Per questo ciclo è possibile definire due rendimenti o coefficienti di prestazione, uno ideale ed uno reale, sia per il raffrescamento che per il riscaldamento. Il rendimento ideale in riscaldamento è il rapporto tra la temperatura espressa in Kelvin della sorgente calda ( $T_1$ ) diviso la differenza tra la sorgente calda e quella fredda ( $T_2$ ).

$$COP_{id} = \frac{T_1}{T_1 - T_2}$$

*Equazione 1*

Il rendimento reale di riscaldamento invece viene inteso come il calore ( $Q_1$ ) che è stato possibile trasferire alla fonte calda diviso per il lavoro ( $L$ ) che è stato necessario applicare per poterlo fare.

$$COP_{reale} = \frac{|Q_1|}{|L|}$$

*Equazione 2*

Valori tipici di COP per pompe di calore geotermiche possono variare da 2 a 5 in modalità di riscaldamento anche in funzione delle fonti di calore e delle temperature di mandata all'utilizzatore finale.

### 1.1.2 La sonda geotermica

L'energia geotermica è rappresentata da quel calore che deriva dal decadimento radioattivo che avviene all'interno della crosta terrestre e che, a partire da circa venti metri di profondità, influenza la temperatura del terreno. In particolare, si osserva mediamente un incremento di 3 °C ogni 100 m di profondità. Nei primi 20 m di profondità, invece, si osservano delle oscillazioni stagionali (Figura 4) influenzate dalla temperatura esterna, dalla radiazione solare e dalle precipitazioni. Queste oscillazioni tendono a smorzarsi al crescere della profondità grazie all'inerzia termica del terreno (Figura 5).

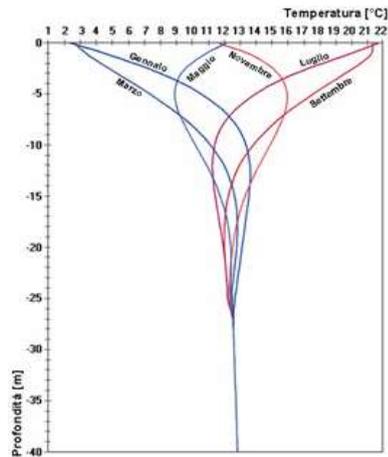


Figura 4: Andamento temperatura in funzione della profondità e del periodo dell'anno [11]

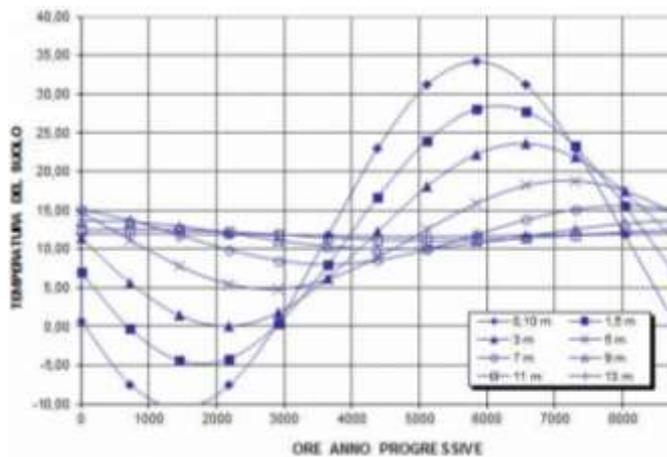
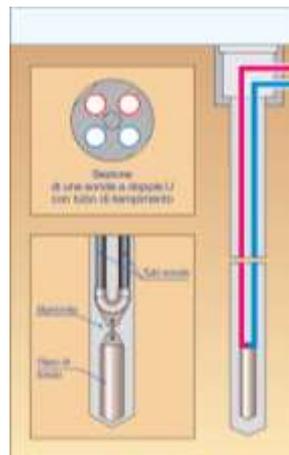


Figura 5: Andamento temperatura in funzione delle ore dell'anno e della profondità [12]

In questa analisi verrà presa in considerazione l'energia geotermica con temperature inferiori a 30 °C che tramite scambiatori di calore installati nel terreno potrà poi essere utilizzata tramite l'impiego di una pompa di calore per il riscaldamento degli edifici.

Ci sono varie tecnologie di scambiatori a terreno: a bassa profondità (collettori orizzontali installati a profondità inferiori a 3 metri), media (pali geotermici, generalmente con profondità entro i 25-30 m) o alta (sonde geotermiche, con profondità superiore a 30 m). Gli scambiatori a bassa profondità, anche detti orizzontali, si compongono di tubazioni che corrono parallele al terreno e possono possedere diverse disposizioni seppur condividono le stesse limitazioni, basse potenze estraibili e grandi superfici di installazione possiedono i costi di messa in opera più bassi. Questa soluzione impiantistica non è in alcun modo adoperabile nell'applicazione presa in considerazione in quanto le basse temperature di

esercizio del terreno renderebbero inutilizzabile l'impianto per la maggior parte dell'anno. Gli scambiatori a media profondità rappresentano la prima soluzione quando le richieste di calore al terreno non possono essere soddisfatte da installazioni a bassa profondità ma risultano più economiche soltanto se applicate in concomitanza della costruzione di un edificio così da poterle inserire all'interno delle fondazioni dell'abitazione. Anche in questo caso non risulta la soluzione d'installazione ideale per lo studio in quanto l'abitazione è già presente e verrà solamente ristrutturata. Le sonde geotermiche ad alta profondità possono superare i 200 metri nel sottosuolo anche se generalmente si fermano intorno ai 100-150 metri, sono costituite da uno o due tubi ad U (Figura 6) realizzati con polietilene ad alta densità che vengono calati in scavi cilindrici utilizzando un peso di fondo e successivamente affogati nel grout termico, una miscela speciale di cemento, per aumentarne lo scambio di calore con il terreno.



*Figura 6: Sonda geotermica a doppia U [9]*

Il polietilene viene usato come materiale costituente dei tubi a U al posto di convenzionali materiali metallici nelle sonde ad alta profondità a causa delle elevate pressioni in gioco ed inoltre perché spesso i fluidi termovettori utilizzati tendono a reagire con le tubazioni metalliche, abbassando la vita utile dell'impianto e potenzialmente creando danni irreparabili.

Nell'ambito della media-alta profondità, a cui ci si può riferire come impianti verticali, c'è da fare inoltre un'altra importante distinzione tra cicli aperti e cicli chiusi. I cicli aperti necessitano di un acquifero in profondità nel terreno a cui sottrarre e restituire il fluido contenuto al suo interno in condizioni termiche differenti. Questa pratica non è sempre attuabile a causa dell'assenza di: una falda idrica, permessi legislativi alla perforazione o

caratteristiche tecniche di compatibilità. Per poter utilizzare acquiferi sotterranei bisogna obbligatoriamente eseguire degli studi di fattibilità e richiedere le necessarie autorizzazioni alle istituzioni regionali poiché potrebbe accadere che utilizzando una falda idrica sotterranea se ne alteri il delicato ecosistema portando, ad esempio, una falda che precedentemente conteneva acqua potabile a non possederne più le caratteristiche a causa di un cambiamento delle temperature o del pH.

I cicli chiusi d'altra parte possono essere impiegati con meno limitazioni e sono stati la scelta operativa dell'analisi. Va segnalato tuttavia che anche in questo caso è necessario richiedere il nullaosta dalla regione di appartenenza perché perforando il terreno per centinaia di metri si potrebbe ad esempio andare a perforare o inquinare una falda sotterranea.

All'interno dello scambiatore geotermico a ciclo chiuso circola il fluido termovettore incaricato di assorbire calore durante il passaggio nel terreno. Questo fluido deve possedere diverse caratteristiche, una delle più importanti, nel caso di temperature di esercizio inferiori agli 0 °C, è quella di avere un basso punto di congelamento, secondariamente deve possedere delle buone caratteristiche termiche. Inoltre dovrebbe essere economico, possibilmente non tossico, stabile e non corrosivo. Il fluido termovettore utilizzato, che rispetta alcune delle caratteristiche, è generalmente una miscela di acqua e glicole propilenico o etilenico [13] che a seconda delle percentuali della miscela è in grado di abbassare il punto di congelamento dell'acqua anche di decine di gradi sotto lo zero. L'acqua glicolata possiede una tossicità elevata per animali di piccola taglia e può arrecare danni anche all'uomo, la sua dispersione all'interno del terreno potrebbe portare all'inquinamento degli acquiferi e del terreno stesso. Inoltre questa miscela reagisce con materiali metallici e tende a decadere con il tempo ed è per questo consigliato, come accennato, l'utilizzo di tubi in plastica come il polietilene (PE) che non subisce danni da contatto con questa sostanza [14-16].

Ogni sonda geotermica viene dimensionata in funzione della potenza termica richiesta dall'edificio, delle caratteristiche operative della pompa di calore e dei dati relativi alle caratteristiche termiche del terreno, non tutti i terreni infatti possiedono le stesse proprietà di conducibilità termica, di umidità o di capacità termica (Tabella 1).

*Tabella 1: Rese termiche per sonde geotermiche in funzione del terreno [9]*

Tipo di sottosuolo	Conducibilità termica [W/mK]	Potenza estraibile [W/m] 1800 ore	Potenza estraibile [W/m] 2400 ore
--------------------	------------------------------	-----------------------------------	-----------------------------------

Valori guida generali:			
Sottosuolo povero (sedimento secco)	< 1,5	25	20
Rocce e terreni sciolti saturi d'acqua	1,5-3	60	50
Rocce ad alta conduttività termica	> 3	84	70
Tipologia roccia/terreno:			
Ghiaia, sabbia, asciutta	0,4	< 25	< 20
Ghiaia, sabbia, saturi d'acqua	1,8-2,4	65-80	55-65
Argilla, terriccio, umido	1,7	35-50	30-40
Calcere (massiccio)	2,8	55-70	45-60
Arenaria	2,3	65-80	55-65
Magmatite silicea (es. granito)	3,4	65-85	55-70
Magmatite basica (es. basalto)	1,7	40-65	35-55
Gneiss	2,9	70-85	60-70

Oltre a tener conto di eventuali falde idriche che possono influenzare la potenza estratta dal terreno si deve anche tener conto, in un parco di sonde geotermiche, della distanza tecnica necessaria da mantenere tra le sonde stesse per evitare interferenze che potrebbero portare ad un rapido esaurimento delle potenze estraibili dal terreno stesso conducendo ad uno stallo termico per il quale all'impianto geotermico sarebbe impedito il funzionamento. Tipicamente la potenza termica estraibile dal terreno si attesta intorno a 50 W/m ma questo valore può salire, scendere o variare con la profondità in funzione delle caratteristiche del terreno come: la sua temperatura indisturbata, la sua capacità termica e conducibilità. È necessario prestare infatti attenzione in fase operativa all'andamento della temperatura del terreno in quanto le potenze in gioco potrebbero alterare l'equilibrio termico del campo geotermico rendendolo di fatto inutilizzabile.

## 1.2 Il caso di studio di Pian di Verra

Oggetto della valutazione è un edificio adibito a centro di ricezione montano situato a Pian di Verra Inferiore, sulle Alpi Pennine. Questa località si trova in provincia di Aosta nel comune di Ayas, regione autonoma della Valle d'Aosta. Pian di Verra si sviluppa in una lieve ma costante salita che parte dai 2069 metri di altitudine a sud fino quasi a toccare, 500 metri più a nord, i 2200 metri (Figura 7).



Figura 7: Rilievi e immagine satellitare Pian di Verra [17]

I dati meteo sono stati mediati ed interpolati prendendo come riferimenti le stazioni meteo del Centro Funzionale della Valle d'Aosta. Le stazioni più vicine e di simile altitudine sono risultate essere quella di Champoluc (Ayas) e quella delle Alpe Aventine (Ayas) dalle quali, oltre alla temperatura, è stata estrapolata anche l'umidità relativa dell'aria, queste grandezze serviranno successivamente per la simulazione su TRNSYS.

Dai dati analizzati della stazione meteo Alpe Aventine che si trova a 2080m di altitudine ed a meno di 2km di distanza, che vanno dal 2009 al 2017 risulta che la temperatura media dell'aria si attesti intorno ai 4 °C con un differenziale di temperatura sull'anno che può raggiungere anche i 45 °C variando da una massima rilevata di 27 °C ad una minima di -18 °C. La zona climatica di appartenenza è la F [18] definita da un valore di GG<sup>1</sup> (superiore a 3001) che in questa località si attesta a 4781. In questa zona non è previsto per legge un periodo di riscaldamento limitato come accade per tutte le altre zone climatiche ed è quindi potenzialmente consentito riscaldare 12 mesi l'anno se necessario.

L'edificio si articola su tre piani (Tabella 2) e verrà ristrutturato per rispettare le più recenti deliberazioni della giunta Regionale della Valle d'Aosta [19] in tema isolamento termico delle superfici opache e trasparenti. Il rapporto di forma dell'edificio (S/V) cioè la superficie esposta verso ambienti non climatizzati diviso il volume riscaldato non è certamente dei più bassi attestandosi a 0,71 m<sup>-1</sup>. Un rapporto superficie volume così elevato comporta degli sprechi energetici intrinseci che pregiudicheranno una classificazione energetica elevata della struttura. In Figura 8 le planimetrie dell'edificio.

Tabella 2: Dimensioni abitazione

---

<sup>1</sup> Gradi Giorno

Piano	Zona	Altezza [m]	Superficie [m2]	Volume [m3]	Pareti interne [m2]
Terreno	giorno	2,70	95,3	257,3	39,4
Primo	notte	2,40	75,2	180,5	39,6
Secondo	notte	2,50-1,80	75,5	151	34,6
Totale			246	589	113,6

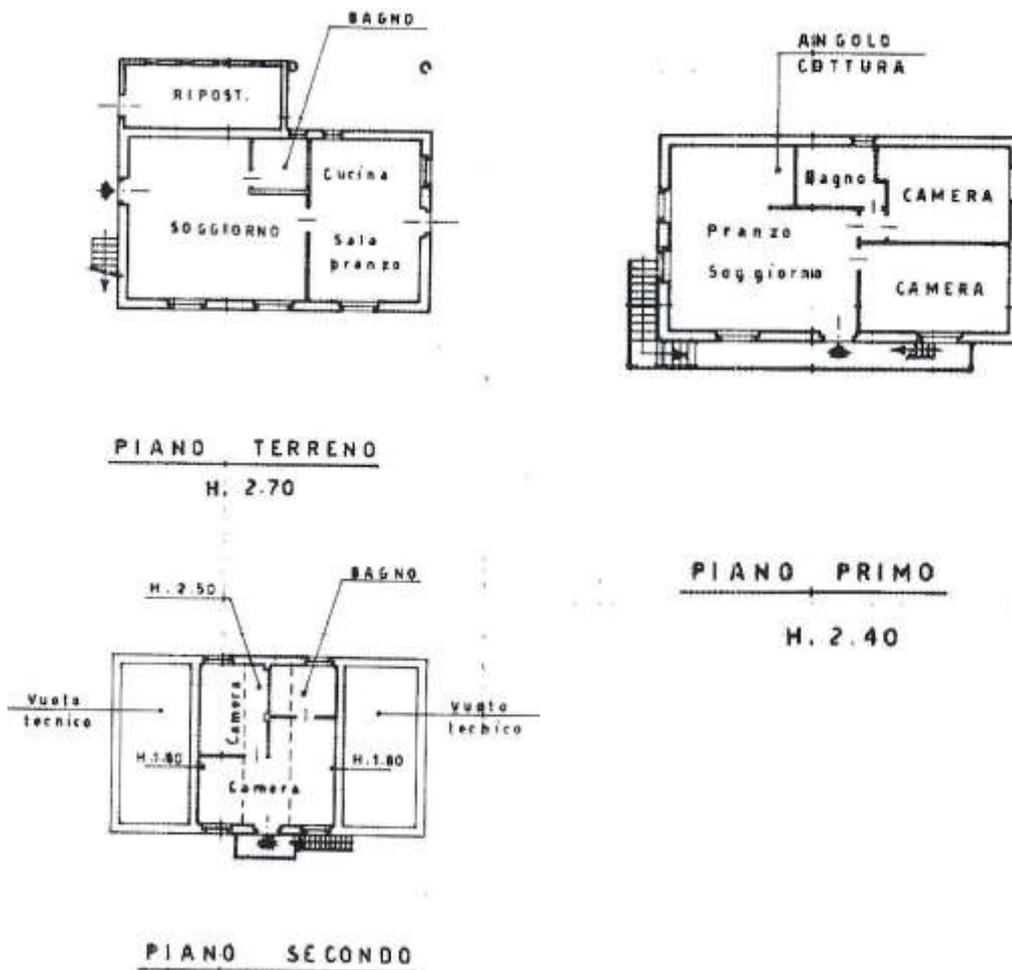


Figura 8: Planimetrie edificio

È stato inoltre creato un modello 3D dell'edificio usando il software SketchUp© Pro 2017 (Figura 9) per facilitare la fase di acquisizione di metrature superficiali opache e trasparenti. La facciata contenente i ballatoi è rivolta verso sud mentre le falde del tetto sono orientate est-ovest con un'angolazione di 30°.



*Figura 9: Ricostruzione 3D dell'edificio e foto della struttura reale*

Questo edificio è stato costruito negli anni '70, possiede semplici serramenti di legno a vetro singolo, un solaio controterra non isolato, muri perimetrali esterni di mattone forato spessi 20 cm privi di isolamento e una copertura in legno con 5 cm di lana di roccia isolante, lamiera e lose a vista.

Per ridurre i consumi di energia e rispettare le normative [19] è prevista una ristrutturazione completa della struttura, dal solaio controterra alla copertura.

Un'immagine di insieme viene fornita dalla fotografia in Figura 10 nella quale si possono osservare tutti gli edifici presenti a Pian di Verra e l'edificio di interesse della nostra analisi, l'edificio selezionato con il numero 4, la fotografia è stata effettuata da monte a valle. Una fotografia effettuata da valle a monte invece si può apprezzare in Figura 11.



*Figura 10: Fotografia d'insieme degli edifici situati a Pian di Verra*



*Figura 11: Fotografia scattata da utente google Alland Parman*

## 2 Metodi

Questa tesi si incentra sullo studio di una pompa di calore geotermica attraverso l'implementazione sul software TRNSYS<sup>1</sup> 16.0.

TRNSYS è un pacchetto di software creati più di quaranta anni fa nell'università del Wisconsin e che oggi si trova alla 18.0 release. TRNSYS nasce dalla necessità di modellare un impianto solare termico in maniera dinamica nell'arco di un anno solare così da poter determinare i risparmi economici sul lungo periodo. Dagli anni '80 ad oggi il software si è evoluto aumentando i componenti ed impianti che è in grado di simulare diventando un punto di riferimento in ambito di simulazioni energetiche nel campo delle rinnovabili.

TRNSYS in generale rappresenta lo strumento ideale per la modellazione di sistemi transitori complessi e fornirà i principali risultati di questa analisi.

TRNSYS è composto da singoli componenti, chiamati Type, che spaziano dai pannelli solari all'intera abitazioni, che poi vengono collegati in maniera grafica su TRNSYS Simulation Studio. I collegamenti rappresentano un scambio di dati tra i vari componenti come ad esempio temperature, portate o segnali di accensione e spegnimento. Un altro programma molto importante, che funge da interfaccia grafica per la progettazione della struttura e del comportamento di un edificio (Type 56), è TRNBuild.

### 2.1.1 Modello energetico dell'edificio con TRNBuild

TRNBuild rappresenta per l'appunto l'interfaccia grafica di Type 56, il componente di TRNSYS dedicato alla rappresentazione dell'edificio.

Come primo passo va inizializzato all'interno del programma il progetto che si intende rappresentare (Figura 12) ed oltre al nome ed alla posizione bisogna inserire le orientazioni che tutte le superfici dell'abitazione possiedono, in questo caso oltre alle 4 direzioni cardinali sono presenti anche le superfici inclinate del tetto. Sempre da questa schermata è necessario inserire eventuali output che si desidera ottenere dal modello dell'abitazione e per l'analisi sono necessari la sua temperatura interna ed il calore sensibile scambiato.

---

<sup>1</sup> TRaNsient SYstem Simulation tool

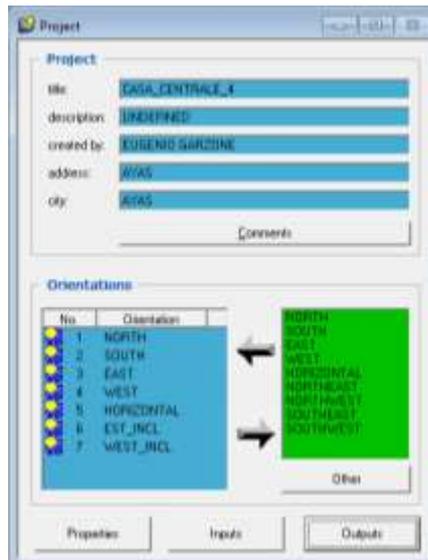


Figura 12: TRNBuild scheda di progetto

Successivamente si andranno a definire le zone che rappresentano sezioni dell'edificio che possiedono delle temperature di set-point diverse e che non sono riscaldate o raffrescate. Un esempio potrebbe essere quello della tromba delle scale non riscaldata nei condomini. Nel caso in esame tutti e tre i piani dell'edificio rientrano nella stessa zona e possiedono la stessa temperatura di set-point.

A questo punto si procede con la creazione vera e proprio della struttura dell'edificio (Figura 13).



Figura 13: TRNBuild definizione della struttura

Come si può notare in Figura 13 bisogna come primo passo inserire la volumetria dalla quale il programma ricaverà la capacità termica dell'edificio. Poi andranno definite tutte le pareti (Walls) che compongono l'edificio, sia quelle esterne che quelle interne, sia quelle orizzontali che verticali, e per ognuna di queste sarà necessario definire una stratigrafia, una superficie, un'orientazione e una categoria.

La stratigrafia si definisce nel wall type creando i singoli componenti e poi ordinandoli in sequenza ed inserendo uno spessore tenendo conto dell'orientazione cioè della faccia che sarà rivolta verso l'interno e di quella che sarà rivolta verso l'esterno. I dati inseriti in

Tabella 3 non si riferiscono alla stratigrafia originale dell'edificio ma bensì alla stratigrafia ottimizzata necessaria per rispettare le normative di legge in ambito di efficienza energetica. All'interno di ogni parete inoltre viene richiesto di inserire le superfici trasparenti, se presenti, definendo anche in questo caso la tipologia desiderata che è ricaduta su un infisso in PVC triplo vetro contenente Krypton (Figura 14). Viene utilizzata questa tipologia d'infisso per le spiccate proprietà isolanti, fondamentali con temperature esterne molto rigide, e poiché il PVC, a differenza del legno, richiede molta meno manutenzione e garantisce una vita utile superiore.



*Figura 14: Sezione infisso PVC e triplo vetro [20]*

Tabella 3: Stratigrafia delle pareti dell'edificio

Pareti Esterne				
Elemento	Spessore [cm]	Densità [kg/m <sup>3</sup> ]	Capacità Termica [kJ/kgK]	Conducibilità Termica [W/mK]
Gneiss Granitici (esterno)	20	2700	0,84	8,5
Malta	1,5	27	1	0,9
Isolante Neopor	10,6	2,4	1,21	0,031
Aria	15	0,25	1	0,55
Tavella	8	1000	0,84	0,36
Intonaco (interno)	1,5	21	1	0,7

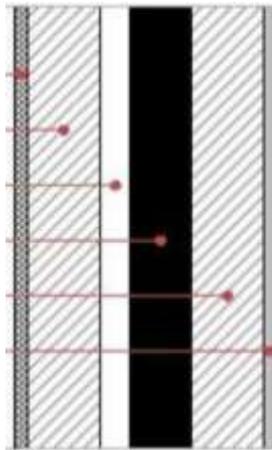


Figura 15: Stratigrafia parete esterna [21]

Tetto				
Elemento	Spessore [cm]	Densità [kg/m <sup>3</sup> ]	Capacità Termica [kJ/kgK]	Conducibilità Termica [W/mK]
Lose (esterno)	5	2700	0,84	8,5

Aria	10	0,25	1	0,55
Isolante Neopor	12,6	2,4	1,21	0,031
Legno (interno)	10	710	2,4	0,18



Figura 16: Stratigrafia tetto [22]

Solaio interpiano (primo-secondo e secondo-terzo piano)				
Elemento	Spessore [cm]	Densità [kg/m <sup>3</sup> ]	Capacità Termica [kJ/kgK]	Conducibilità Termica [W/mK]
Parquet (sopra)	5	710	2,4	0,18
Malta	4	27	1	0,9
Isolante Neopor	5	2,4	1,21	0,031
Legno (sotto)	10	710	2,4	0,18

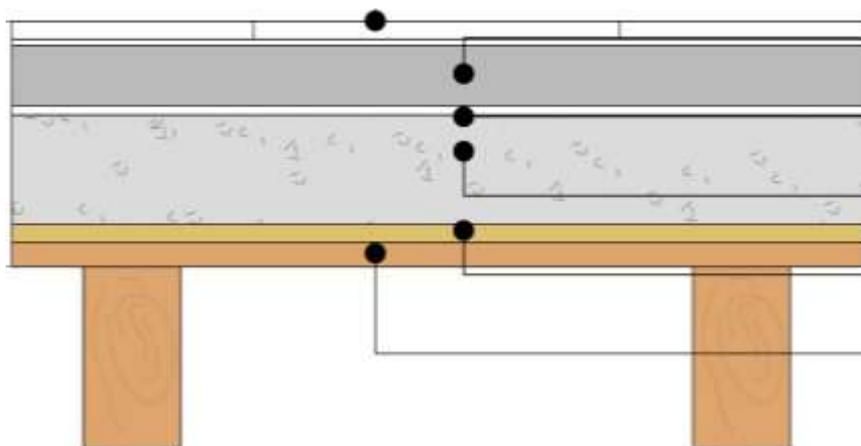


Figura 17: Stratigrafia solaio interpiano [23]

Solaio controterra				
Elemento	Spessore [cm]	Densità	Capacità	Conducibilità

		[kg/m <sup>3</sup> ]	Termica [kJ/kgK]	Termica [W/mK]
Parquet (sopra)	2	710	2,4	0,18
Isolante Neopor	9,1	2,4	1,21	0,031
Malta	10	27	1	0,9
Aria	40	0,25	1	0,55
Malta	10	27	1	0,9

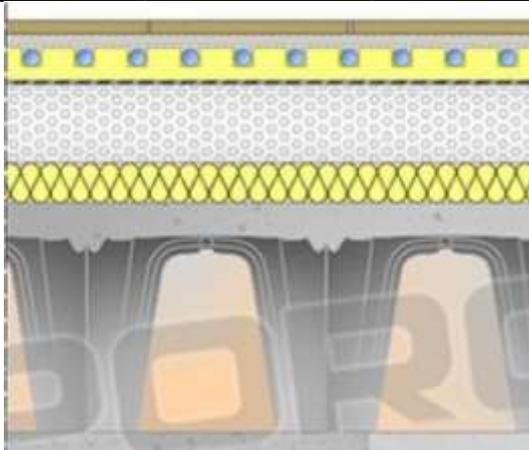


Figura 18: Stratigrafia solaio controterra con vespaio [22]

Pareti Interne				
Elemento	Spessore [cm]	Densità [kg/m <sup>3</sup> ]	Capacità Termica [kJ/kgK]	Conducibilità Termica [W/mK]
Intonaco	1,5	21	1	0,7
Tavella	10	1000	0,84	0,36
Intonaco	1,5	21	1	0,7

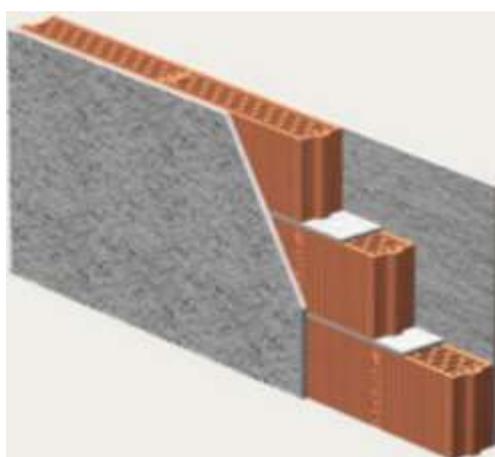


Figura 19: Stratigrafia parete interna [24]

Il Neopor che è stato utilizzato ampiamente in questa costruzione è un materiale isolante di ultima generazione contenente grafite, prodotto dall'azienda BASF. Questo materiale di colore caratteristico grigio possiede la particolarità di riuscire ad assorbire e riflettere la radiazione infrarosso così da riuscire a migliorare anche fino al 20 % l'isolamento rispetto ad un EPS<sup>1</sup> normale (Figura ).

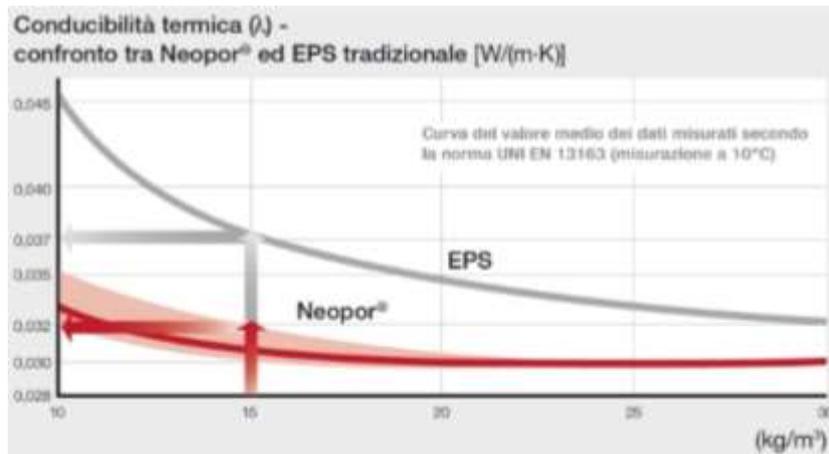


Figura 20: Confronto conducibilità termica Neopor ed EPS tradizionale [W/(mK)] [22]

Inseriti i valori della

Tabella 3 all'interno del programma quest'ultimo restituisce il valore U [W/m²K] della trasmittanza totale delle singole pareti.

In Tabella 4 si può notare come grazie alla stratigrafia modificata delle pareti si riesca a rispettare le normative [25], in tema trasmittanza termica, già per il 2021.

Tabella 4: Trasmittanza termica dei componenti e limiti di legge

Trasmittanza termica U delle strutture opache verticali e orizzontali, verso l'esterno, gli ambienti non climatizzati o contro terra in zona F. U [W/m²K]

<sup>1</sup> Polistirene Espanso Sinterizzato

Valore ottenuto	Norma di legge dal 2015	Norma di legge dal 2021
0,24	0,28	0,24

Trasmittanza termica U delle strutture opache orizzontali o inclinate di copertura, verso l'esterno e gli ambienti non climatizzati in zona F. U [W/m <sup>2</sup> K]		
Valore ottenuto	Norma di legge dal 2015	Norma di legge dal 2021
0,2	0,23	0,2

Trasmittanza termica U delle chiusure tecniche trasparenti e opache e dei cassonetti, comprensivi degli infissi, verso l'esterno e verso ambienti non climatizzati.		
Valore ottenuto	Norma di legge dal 2015	Norma di legge dal 2021
1	1,5	1,1

Per quanto riguarda i solai interpiano ed il solaio controterra è stato necessario inserire all'interno della stratigrafia la serpentina del riscaldamento a pavimento. L'installazione di pannelli radianti infatti consente di mantenere una bassa temperatura di mandata all'impianto di riscaldamento (sotto i 40 °C) sponendosi perfettamente con il funzionamento della pompa di calore geotermica. L'installazione di radiatori tradizionali avrebbe richiesto delle temperature di mandata del fluido termovettore comprese tra i 60-80 °C che non sono facilmente raggiungibili da un impianto a PDC geotermica facendo perdere, di fatto, i vantaggi di questo tipo d'installazione.

Definita la parte relativa a superfici opache e trasparenti bisogna introdurre i dati iniziali dell'abitazione: temperatura interna 15 °C e umidità relativa 50 %. Viene quindi ipotizzato che l'abitazione si trovi il 1 gennaio in queste condizioni fuori set-point proprio per vedere come il sistema reagirà nel tempo e se e come verrà portato in condizioni di convergenza con le temperature di set-point.

Una parte importante della simulazione è quella che tiene in conto gli apporti energetici derivanti da attività umane all'interno dell'abitazione come: le infiltrazioni d'aria ed i thermal gains derivanti da illuminazione, elettrodomestici e persone. Queste attività vanno dimensionate e definite secondo delle schedule. Le schedule sono delle rappresentazioni orarie degli andamenti delle singole attività. È possibile implementare una formula per l'utilizzo delle schedule:

$$Q = s(t) \cdot n$$

*Equazione 3*

Per valutare il gain dovuto alla presenza umana, ad esempio, nell'Equazione 3 viene inteso Q come il gain espresso in Watt, s(t) rappresenta la schedule in funzione del tempo (Figura 20) ed n rappresenta il numero di persone ed il singolo apporto di ognuna. La schedule

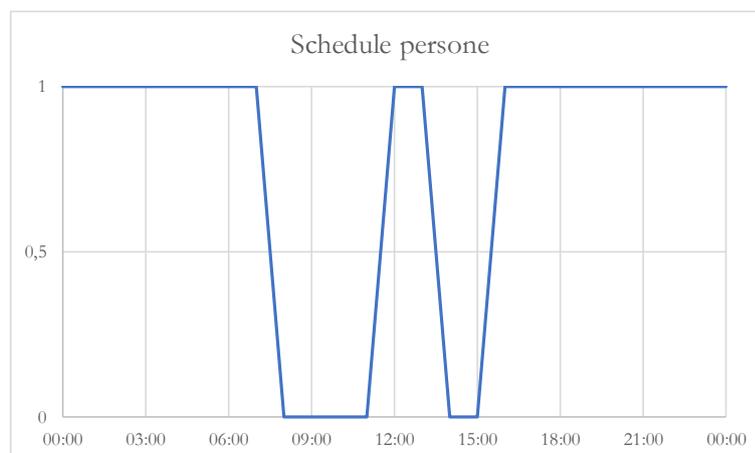
riguardante le persone (Figura 20) è stata ipotizzata con un massimo di 6 occupanti e non è stata fatta eccezione stagionale o settimanale questo perché è stato ipotizzato un ricambio costante di utenti all'interno della struttura. Inoltre in questo modo è possibile valutare la casistica peggiore nella quale l'impianto di riscaldamento non possiede dei periodi di spegnimento. Di conseguenza viene tenuto in conto un consumo continuativo determinato da rispetto e non delle temperature di set-point.

Per definire i valori di potenza termica emessi dall'uomo viene utilizzato il riferimento alla ISO 7730 e selezionando persone sedute che eseguono attività leggere si ottengono 120 W/persona di cui 65 W/persona di calore sensibile.

Stesso procedimento viene applicato ai gains di tipo elettrico derivanti dall'illuminazione (5 W/m<sup>2</sup>) e dagli elettrodomestici (250 W per utilizzo).

Per le infiltrazioni d'aria,  $n$  (h<sup>-1</sup>) rappresenterà i ricambi d'aria,  $s(t)$  la loro percentuale e presenza e  $Q$  rappresenterà il ricambio d'aria di ora in ora. Il valore per il numero di ricambi d'aria di un edificio residenziale può essere trovato in letteratura [26] e si attesta a 0,5 (h<sup>-1</sup>).

Essendo stato scelto un sistema di riscaldamento che utilizza l'acqua come fluido vettore, che scambia tramite pannelli radianti a pavimento, non sarà presente una UTA<sup>1</sup> quindi i ricambi d'aria e l'umidità relativa non sono variabili che possono essere controllate direttamente dall'impianto. Queste grandezze sono altresì controllabili direttamente dagli occupanti della struttura tramite l'accensione e lo spegnimento di unità di deumidificazione e tramite l'apertura e chiusura dei serramenti sia per il ricambio d'aria delle stanze in cui l'aria risulta viziata e sia nel caso di passaggio fisiologico tra ambiente interno ed esterno degli utenti. Di questo si è infatti tenuto conto nella schedule relativa alle infiltrazioni d'aria.



---

<sup>1</sup> Unità trattamento aria

## **2.2 Simulazione dei sistemi energetici dell'edificio**

Completata la modellazione relativa all'abitazione su TRNBuild (Type 56) si inizializza l'implementazione del modello su Simulation Studio dove tutti i componenti (Types) verranno collegati per creare una rappresentazione dell'impianto nel suo insieme.

### **2.2.1 Dimensionamento della pompa di calore**

In fase iniziale è necessario definire la potenza termica che l'impianto di riscaldamento deve possedere per poter soddisfare il fabbisogno termico di riscaldamento della struttura. Per fare ciò si imposta un modello molto semplificato nel quale il Type 56, l'abitazione, si trova nelle ore notturne con una temperatura esterna di  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  [27], con l'umidità relativa esterna al 50%, la temperatura del cielo a  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  e senza irraggiamento solare o gains di altro tipo [28]. In questo modo si simula la situazione peggiore che si può verificare in un'abitazione per permettere che l'impianto di riscaldamento possa gestire i carichi termici anche in situazioni limite. A questo punto si permette al modello di computare la potenza necessaria per portare e mantenere la temperatura di set-point dell'abitazione a  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  partendo dai  $15\text{ }^{\circ}\text{C}$  iniziali. La simulazione restituisce, come si può notare in Figura 21, un grafico nel quale sono riportate la temperatura interna e la potenza termica fornita all'abitazione. Si può osservare come la potenza termica dell'impianto di riscaldamento salga tendendo ad infinito nella prima fase e, una volta raggiunti i  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  di set-point, la potenza termica si stabilizzi sul valore di convergenza utile a mantenere inalterata la temperatura interna. La potenza sulla quale l'impianto trova, in questa situazione, l'equilibrio è la massima potenza che viene richiesta nel peggiore degli scenari. Il nostro impianto verrà dimensionato su questo valore, 3,85 kW.

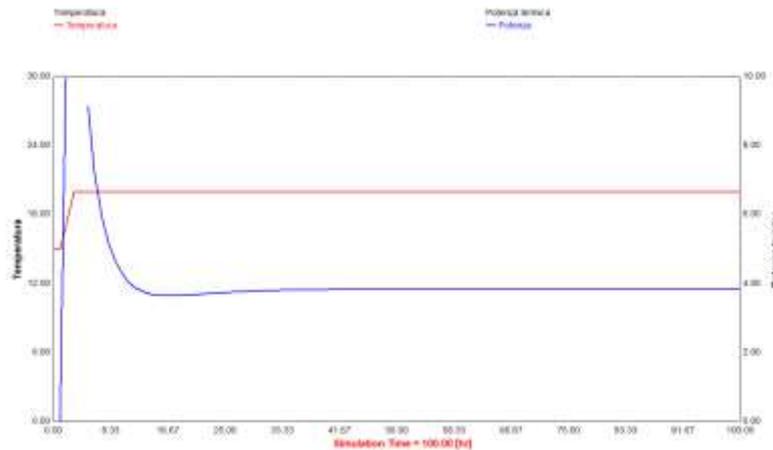


Figura 21: Simulazione TRNSYS Studio per il dimensionamento dell'impianto di riscaldamento

## 2.2.2 Variabili meteorologiche

Definita la potenza termica richiesta, il primo passo è l'inserimento del Type 109, questo componente ha lo scopo principale di leggere i dati meteorologici a intervalli di tempo regolari (10 minuti) da un file di testo, convertirli in un sistema di unità desiderato ed elaborare i dati della radiazione solare per ottenere la radiazione superficiale e angolo di incidenza per un numero arbitrario di superfici. Mancando un file meteo specifico nella libreria di TRNSYS per Pian di Verra è stato utilizzato quello di Zermatt (CH) comune svizzero affine in termini di latitudine e altitudine al sito della simulazione. Il Type 109 impostato sulla città di Zermatt fornisce come output tutte le radiazioni solari incidenti sulle superfici orizzontali ed inclinate dell'edificio così come azimuth e zenith solare e angolo incidente della radiazione rispetto alle superfici fornendo di fatto la potenza termica solare incidente sulle superfici esterne dell'abitazione e quella che filtrerà nelle superfici interne dell'abitazione attraverso le superfici trasparenti. Questo type tuttavia non è in grado di tener conto delle ombre che vengono proiettate dalle catene montuose circostanti che, in questa località, sono molto rilevanti come si può notare in Figura 22 dal confronto tra Pian di Verra Inferiore con il Politecnico di Torino. A Pian di Verra infatti il sole sorge con 22° di ritardo a Giugno (13° a Dicembre) e tramonta con 33° di anticipo (14° a Dicembre). Questo oscuramento comporta una riduzione delle ore di luce e di conseguenza un abbassamento della radiazione solare incidente sulle pareti così come sui pannelli fotovoltaici e solari installati. Per rappresentare in maniera semplificata questa condizione di ombreggiatura, sono stati presi come angoli di buio costanti durante l'anno 20° EST e 30° OVEST. Questi angoli sono stati implementati nel Type 669, uno strumento che in

questo caso restituisce 1 quando l'altezza del sole è compresa tra gli angoli di buio e 0 quando l'altezza del sole è minore o uguale degli angoli di buio. Quindi il Type 669 provvede a filtrare la radiazione solare del Type 109 così da tenere conto delle ombre, funzionando come un semplice interruttore. Questa soluzione rappresentativa comporta una semplificazione che tuttavia tende a favorire maggiormente le ore di buio e di conseguenza una situazione peggiorativa per la maggior parte dell'anno ponendo nuovamente la simulazione su un piano tutelativo.

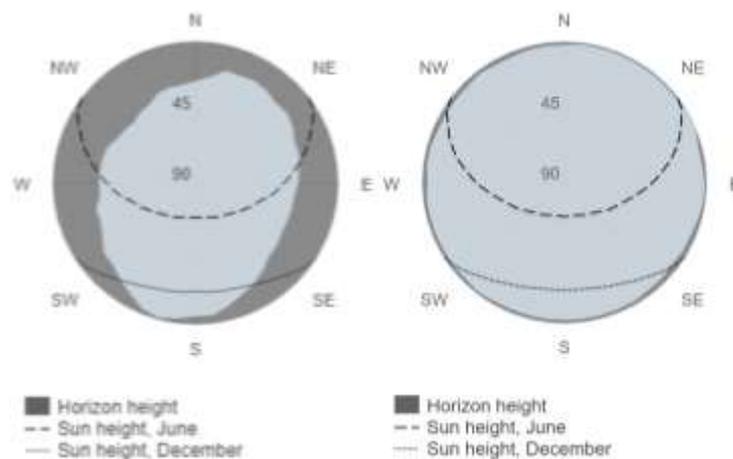


Figura 22: A sinistra il profilo ombre Pian di Verra Inferiore a destra quello del Politecnico di Torino.

Per quanto riguarda la temperatura dell'aria esterna e l'umidità relativa è stato creato un file meteo apposito, con timestep 10 minuti, partendo dai dati delle stazioni meteo di Champoluc (Ayas) e Alpe Aventure (Ayas) che sono stati incrociati e mediati (Figura 20). Questo file è stato introdotto in Simulation Studio tramite il Type 9a, un componente che legge un file in input e ne fornisce in output i valori, riga per riga.



Figura 24: Mappa dall'alto verso il basso di Zermatt, Pian di Verra Inferiore, Ayas e Champoluc [17]

Ultimo elemento dei componenti legati al meteo è il Type 69 (Sky Temp), questo componente determina la temperatura effettiva del cielo, che viene utilizzata per calcolare lo scambio termico per irraggiamento tra ogni superficie esterna e l'atmosfera.

Impostati tutti i Types (Figura 23) legati al meteo si inserisce l'abitazione creata con Type 56 (TRNBuild) collegandole in input tutti i dati richiesti come: temperatura dell'aria esterna, umidità relativa esterna, radiazione solare incidente su tutte le superfici e temperatura del cielo. In questo modo viene creato un modello che tiene conto dell'ambiente esterno e che lo collega all'abitazione che viene analizzata.

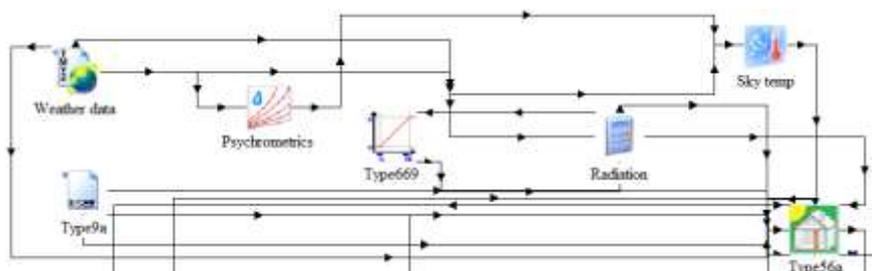


Figura 23: Types Simulation Studio legati al meteo

### 2.2.3 Regolazione dell'impianto

Come si può apprezzare in Figura 23 questo schema modella il comportamento della casa in funzione dell'ambiente esterno, ora verranno implementati gli impianti relativi al riscaldamento ed alla loro gestione.

In linea generale esistono tre circuiti e due sistemi di controllo in questa applicazione.

Il primo circuito è quello che collega l'abitazione al serbatoio di accumulo dell'acqua di riscaldamento che viene controllato da un termostato inserito nell'abitazione.

Il secondo circuito è quello che collega la pompa di calore geotermica al serbatoio e viene controllato da un termostato inserito nel serbatoio di accumulo.

L'ultimo circuito è quello che collega la sonda geotermica con la pompa di calore, questo circuito è in realtà interdipendente dal precedente e se ne distingue per portate e caratteristiche del fluido termovettore.

È stata definita una schedule delle temperature orarie di set-point (Figura 24) dell'abitazione utilizzando il programma Sched.exe e il Type 517 per leggere la schedule.

Per monitorare la temperatura interna è stato inserito un termostato, Type 645, che comparando la temperatura dell'abitazione con la temperatura di set-point, derivata dal Type 517, manda un segnale ON-OFF al serbatoio di accumulo. Questo segnale, zero o uno, moltiplicato per la porta di mandata dal serbatoio ai pannelli radianti, viene inserito come input nel serbatoio. Quindi questi elementi rappresentano sostanzialmente il cronotermostato che verrà inserito internamente all'abitazione e che farà poi variare la temperatura interna tra i 16 ed i 20 °C garantendo in ogni situazione e per ogni ora confort termico agli abitanti.

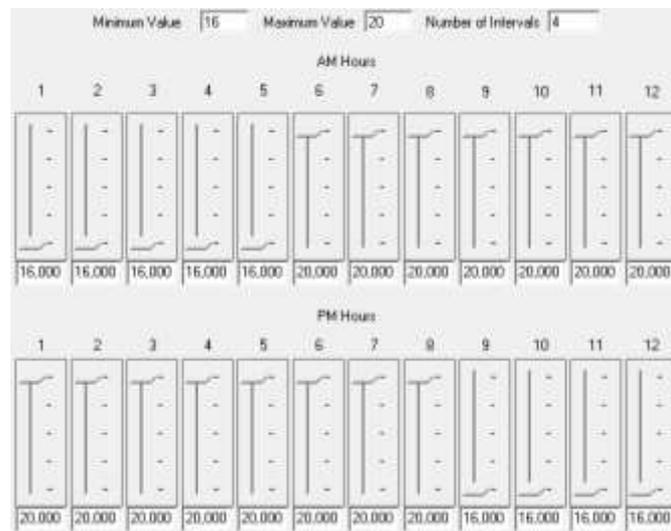


Figura 24: Schedule di riscaldamento giornaliera tramite Sched.exe

È importante ora definire la portata di mandata di progetto utilizzando l'Equazione 4 i cui valori si trovano in Tabella 5:

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta T$$

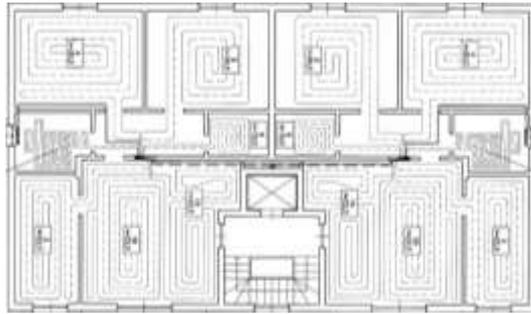
Equazione 4

$\dot{Q}$  (kW) rappresenta la potenza massima scambiata dall'impianto di riscaldamento,  $c_p$  (kJ/kg°C) il calore specifico del fluido termovettore utilizzato (acqua),  $\Delta T$  (°C) il salto di temperatura tra ingresso ed uscita dallo scambiatore (pannelli radianti) ed  $\dot{m}$  (kg/s) è la portata, la nostra incognita.

Tabella 5: Portata pannelli radianti

$\dot{Q}$ [kW]	$c_p$ [kJ/kg°C]	$\Delta T$ [°C]	$\dot{m}$ [kg/s]
3,85	4,186	5	0,18

La portata  $\dot{m}$  verrà divisa equamente per i tre piani, in quanto definiti dalla medesima planimetria, e per ogni piano ulteriormente divisa per ogni stanza proporzionalmente alla superficie di interesse e di conseguenza dei metri di serpentina necessari (esempio Figura 25).



*Figura 25: Esempio di disposizione dei pannelli radianti in una planimetria di riferimento [29]*

#### **2.2.4 Serbatoio di accumulo termico (puffer)**

Avendo definito la portata in funzione della potenza termica e del segnale di attivazione si è inserito il serbatoio di accumulo in TRNSYS Studio. Il serbatoio Figura 26 contiene acqua ed ha un volume di 1000 litri ( $1 \text{ m}^3$ ) una dimensione che permette un'ora e mezza di autonomia anche se la fonte primaria di energia non fosse disponibile. Il serbatoio è ottimizzato grazie alla stratificazione termica che permette un miglioramento della resa energetica ed una riduzione dei costi di gestione ed installazione.

La funzione del serbatoio di accumulo è esattamente quella di fornire inerzia termica all'impianto di riscaldamento ovvero di permettere a quest'ultimo di poter garantire una temperatura di mandata sempre adeguata alle richieste dell'edificio. La temperatura di set-point è stata impostata a  $60 \text{ }^\circ\text{C}$  e il calore come si può notare in Figura 26 viene scambiato dalla pompa di calore al serbatoio tramite una serpentina.



Figura 26: Sezione serbatoio di accumulo [30]

Ecco lo schema su Simulation Studio del primo circuito, quello concernente la casa e il tank (Figura 27).

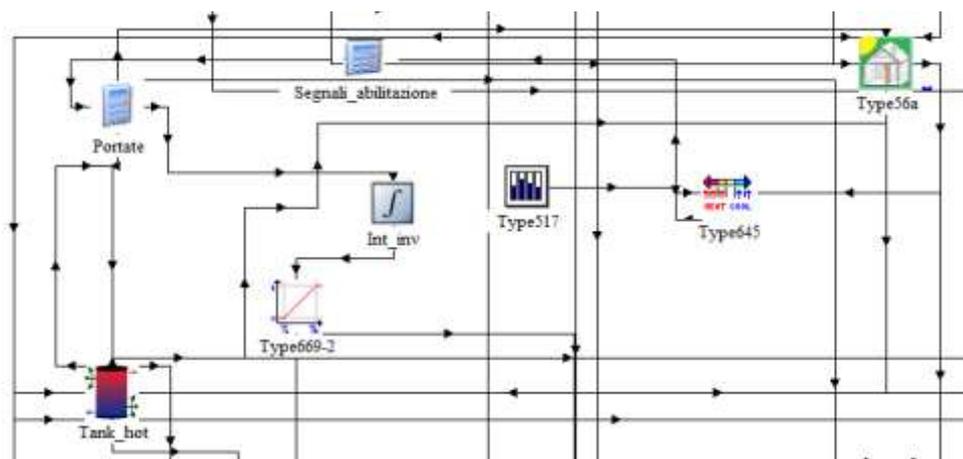


Figura 27: Schema del circuito pannelli radianti-serbatoio

Per il secondo circuito (Figura 28) sarà nuovamente necessario determinare quando accendere la PDC e mandare il fluido termovettore riscaldato (acqua) a ricaricare termicamente il serbatoio. Per portare a termine questo compito è stato inserito il Type 502, aquastat, che monitora la temperatura di mandata dell'acqua dal serbatoio verso l'abitazione. Se la temperatura di mandata all'abitazione scende al di sotto dei 34 °C viene mandato un segnale di accensione alla PDC che la manterrà attiva fino al raggiungimento dei 37 °C di mandata. Quindi quando la temperatura che viene fornita dall'impianto di riscaldamento ai pannelli radianti non rispetta più le temperature di progetto la PDC viene

attivata e con essa la produzione di potenza termica in modo da ristabilire le temperature interne del serbatoio e di conseguenza le temperature di mandata verso l'abitazione. Il segnale di accensione come in precedenza prenderà la forma di una portata in uscita dalla pompa di calore.

Un altro aspetto importante è legato allo spegnimento stagionale dell'impianto. Per poter automatizzare questo spegnimento nei mesi estivi è stato usato il Type 24. Questo type esegue un integrale sulle portate di fluido termovettore inviate all'abitazione per il riscaldamento e se per due giorni consecutivi l'integrale risulta uguale a zero allora manda un segnale di spegnimento, zero, che disattiva tutte le portate dei tre circuiti mandando l'intero impianto in stop. Per calcolare la porta che la pompa di calore manda al serbatoio di accumulo si utilizza nuovamente l'Equazione 4 che consegna i medesimi risultati in quanto si terrà lo stesso salto di temperatura e lo stesso fluido per scambiare la stessa potenza termica.

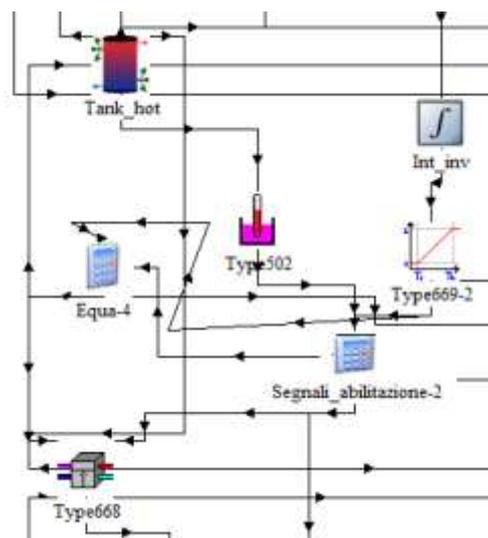


Figura 28: Circuito serbatoio di accumulo-pompa di calore

## 2.2.5 La pompa di calore



*Figura 29: A sinistra pompa di calore e a destra serbatoio di accumulo con tubazioni e valvole*

La PDC, esempio in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, viene rappresentata dal Type 668. La tecnologia utilizzata viene rappresentata da una PDC acqua-acqua che deriva il suo funzionamento dalle curve caratteristiche trovate sul manuale Emmeti del modello EHW 0510 contenente fluido frigorifero R410A [31]. Questa pompa di calore da catalogo lavora con un COP di 3,4 con temperature allo scambiatore interno di 30/35 °C e acqua all'evaporatore 0/-3 °C. Nel circuito geotermico che alimenta la PDC il liquido termovettore contenuto, a causa della zona climatica e quindi delle basse temperature di esercizio, deve essere selezionato per raggiungere temperature anche inferiori allo zero. A tal proposito per rimediare all'alto punto di congelamento dell'acqua pura si aggiunge a quest'ultima glicole propilenico [32]. La miscela al 30 % di glicole rappresenta una delle scelte più intraprese in quanto possiede una temperatura di congelamento di -13 °C, una densità di 1026 kg/m<sup>3</sup> e un calore specifico 3,845 kJ/kgK [33]. Dai dati della pompa di calore EHW 0510 sono stati interpolati i valori di funzionamento di una pompa di dimensioni inferiori. Questo purtroppo è dovuto all'assenza di curve di funzionamento altrettanto dettagliate e specifiche per modelli di pompe di calore di taglia inferiore ai 5 kW. Questa approssimazione porta dei COP più bassi rispetto ai dati di targa della pompa di calore. Per questo motivo si può accettare questa assunzione in quanto pone la simulazione in una posizione cautelativa. Come si può notare in Figura 30 all'aumentare della temperatura di uscita della pompa di calore (ogni tipo di linea ne rappresenta una) diminuisce il COP (asse delle ordinate) così come quest'ultimo aumenta all'aumentare della temperatura di ingresso del fluido (asse delle

ascisse) in arrivo dalla sonda geotermica. Proprio per andare a lavorare con COP elevati è consigliabile un impianto di riscaldamento a pannelli radianti, che grazie alle temperature di esercizio inferiori, rispetto ad un impianto tradizionale, permette alla PDC di lavorare in zone di più alta efficienza.

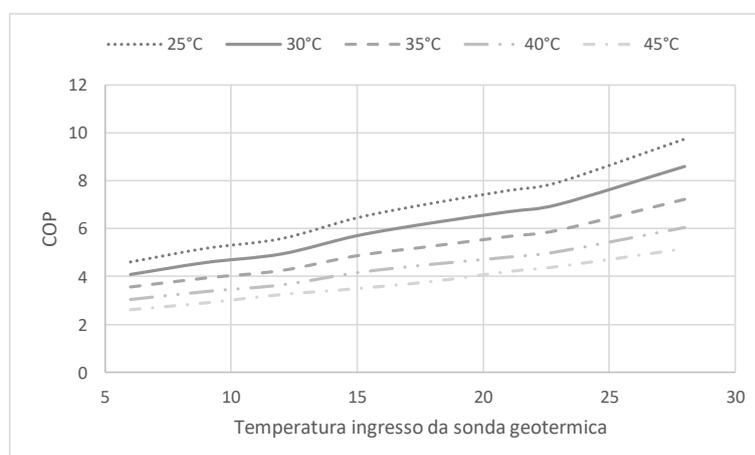


Figura 30: COP della pompa di calore in funzione della temperatura di ingresso e di quella di uscita

La portata che circola nel circuito che va dalla PDC alla sonda geotermica viene calcolata ancora una volta utilizzando l'Equazione 4 ma in questo caso la potenza estratta dal terreno è inferiore alla potenza richiesta dall'abitazione e il  $c_p$  del fluido termovettore non è quello dell'acqua ma dell'acqua e glicole propilenico al 30 %. I dati relativi alla portata acqua e glicole si possono osservare nella tabella sottostante (Tabella 6).

Tabella 6: Portata fluido termovettore sonda geotermica

$\dot{Q}$ [kW]	$c_p$ [kJ/kg°C]	$\Delta T$ [°C]	$\dot{m}$ [kg/s]
2,1	3,845	5	0,11

### 2.2.6 Dimensionamento campo sonde geotermiche

Definita la portata per l'ultimo circuito bisogna ancora dimensionare gli scambiatori a terreno. La sonda geotermica è rappresentata su Simulation Studio dal Type 557 e simula una sonda a U inserita nel terreno affogata nel grout. Il programma presuppone che i fori di trivellazione siano posizionati in modo uniforme all'interno di un volume cilindrico di terreno che possiede come raggio, la distanza per mantenere indisturbate le sonde tra di loro, e come altezza la profondità della sonda stessa. Qui avviene il trasferimento di calore convettivo all'interno dei tubi ad U e il trasferimento di calore conduttivo allo stoccaggio

cilindrico passando per la conduzione attraverso il tubo della sonda, il grout di riempimento del foro e il terreno stesso. La temperatura nel terreno è calcolata tramite: una temperatura globale, una locale e una soluzione a flusso costante. I problemi globali e locali sono risolti con l'uso del metodo delle differenze finite (FEM) mentre la soluzione di flusso costante è ottenuta analiticamente. Infine la temperatura viene calcolata utilizzando i metodi di sovrapposizione.

Bisogna conoscere del terreno la conducibilità termica e la temperatura indisturbata e il volume che interagisce con la sonda.

Per la conducibilità termica del terreno sono stati usati i dati geologici [34-36] ed è stato preso come riferimento lo gneiss con  $2,9 \text{ W/mK}$  [9]. Questo dato rappresenta un'approssimazione poiché si prende un valore di riferimento generale da letteratura e lo si applica in maniera uniforme a tutto il volume del terreno che entra in zona di interesse della sonda geotermica. È molto più probabile che il terreno sia eterogeneo e che quindi le sue caratteristiche fisico-chimiche varino in maniera tridimensionale all'interno del volume di riferimento.

L'unico modo per essere certi del comportamento del terreno infatti è quello di effettuare un Ground Response Test (GRT) [9] che consiste nell'iniettare ed estrarre per un breve periodo di tempo del calore nel terreno utilizzando una sonda geotermica pilota che poi verrà integrata nell'impianto finito. Analizzando le temperature del fluido in entrata ed uscita nelle fasi di carica e scarica del terreno si può ottenere un valore empirico della conducibilità termica. Questo test tuttavia risente del limite economico legato alla sonda pilota che comporta i medesimi costi di installazione di una sonda definitiva, costi facilmente affrontabili ed ammortizzabili in impianti di grosse dimensioni mentre nel caso di piccole installazioni, come quello in esame, un GRT risulta una spesa non marginale. Questo test fornisce dati fondamentali sulla potenza estraibile dalla sonda e ne permette un confronto con quella ricavata in fase di progetto. Se la potenza estraibile ricavata non risultasse corrispondente a quella reale bisognerebbe incrementare il numero di sonde oppure aumentarne la profondità massima o viceversa ridurne il numero e lunghezza. Un dato fondamentale che il GRT non può fornirci è l'informazione sul comportamento, sul lungo periodo, del terreno. Quest'ultimo infatti potrebbe risentire in maniera negativa della presenza della sonda geotermica, potrebbe accadere che la continua richiesta di potenza termica da parte della PDC abbassi la temperatura del terreno stesso portandolo a valori insufficienti per garantire un corretto funzionamento dell'intero impianto. Nello specifico di questa installazione potrebbe capitare che, non essendoci richiesta di raffrescamento nei

mesi caldi, il calore che viene sottratto dal terreno nella stagione invernale non verrà mai restituito in quella estiva, e questo potrebbe creare, dopo anni, problemi di funzionamento. Per il dimensionamento della sonda geotermica è stato utilizzato l'articolo pubblicato da ASHRAE [37] e il foglio di calcolo allegato a questo.

La formula utilizzata nel foglio di calcolo è la seguente:

$$L = \frac{q_h R_b + q_y R_{10y} + q_m R_{1m} + q_h R_{6h}}{T_m - (T_g + T_p)}$$

*Equazione 5*

L rappresenta la nostra incognita che è la lunghezza del borehole che determinerà una grossa parte del costo dell'impianto stesso. T sono le temperature,  $T_m$  è la temperatura media del fluido nella sonda,  $T_g$  è la temperatura indisturbata del terreno e  $T_p$  una temperatura penalizzante che si applica nel caso di più sonde. Le  $q_y$ ,  $q_m$  e  $q_h$  rappresentano rispettivamente il carico termico medio annuale, il picco mensile e il picco orario. R rappresenta la resistenza termica del terreno in 10 anni ( $R_{10y}$ ), 1 mese ( $R_{1m}$ ), 6 ore ( $R_{6h}$ ) e del borehole in generale ( $R_m$ ).

Per ottenere i q è stata inserita una sonda di test nel modello TRNSYS che è semplicemente servita ad ottenere le potenze richieste dalla casa durante l'anno, questi dati sono stati poi analizzati per ottenere i rispettivi q (Tabella 7).

*Tabella 7: Carichi termici a terreno*

$q_y$ [W]	$q_m$ [W]	$q_h$ [W]
870	1700	2940

Questi valori sono stati ottenuti analizzando la potenza termica estratta dal terreno (Figura 31) e mediando rispettivamente i dati: sull'intero anno, sul mese peggiore a livello di richiesta energetica (febbraio) e sulle 6 ore peggiori (3 gennaio).



Figura 31: Potenza termica estratta dal terreno

Successivamente vengono inseriti i seguenti dati (Tabella 8) nel foglio di calcolo collegato alla metodologia ASHRAE [37].

Tabella 8: Dati completamento metodologia ASHRAE

Singola sonda		unità	
Carichi termici dal terreno			
Picco orario	$q_h$	W	2940
Picco mensile	$q_m$	W	1700
Media annuale	$q_y$	W	870

Proprietà del terreno			
Conducibilità termica	$k$	W/mK	2,9
Diffusività termica	$\alpha$	m <sup>2</sup> /giorno	0,079
Temperatura indisturbata	$T_g$	°C	7

Proprietà del fluido termovettore			
Capacità termica	$c_p$	J/kgK	3845
Portata per kW di picco orario	$m_{fls}$	kg/skW	0,019
Minima temperatura ingresso PC <sup>1</sup>	$T_{in}$	°C	2

Caratteristiche del borehole			
Raggio borehole	$r_{bore}$	m	0,060
Raggio interno tubo	$r_{pin}$	m	0,0137
Raggio esterno tubo	$r_{pext}$	m	0,0167
Conducibilità termica grout	$k_{grout}$	W/mK	2,09
Conducibilità termica tubo	$k_{pipe}$	W/mK	0,45
Distanza centro-centro tubo U	LU	m	0,0700
Coefficiente di convezione interna	$h_{conv}$	W/m <sup>2</sup> K	1000

<sup>1</sup> Pompa di calore

La temperatura indisturbata del terreno viene ottenuta tramite un'approssimazione. Si parte dalla temperatura media esterna annuale che è 5 °C che varia entro i primi 20-25 metri di profondità e poi si aggiungono 3 °C ogni 100 metri. Viene quindi presa in considerazione una temperatura media indisturbata di partenza di 7 °C.

Il foglio di calcolo restituisce il valore della lunghezza della sonda, 120 m, questo dato però necessita di un aggiornamento per tenere in conto della velocità della perdita di temperatura del terreno. Infatti se la velocità di raffreddamento del terreno è troppo elevata si procede aumentando la profondità della sonda in modo tale da garantire maggiori superfici e volumi di scambio di fatto riducendo l'impatto sull'equilibrio termico del terreno. Un dato importante a questo proposito è proprio quello del cilindro immaginario di terra che TRNSYS imposta nell'intorno della sonda, questo cilindro ovviamente modifica il comportamento simulato del terreno, maggiore il volume del cilindro e minore è il disturbo termico apportato dalla sonda al terreno. Prendendo dunque come dato di distanza tra le sonde quello del Caleffi [9] 8 m viene calcolato il volume attraverso la formula:

$$V = \pi \cdot n \cdot h \cdot (0,525 \cdot d)^2$$

*Equazione 6*

V (m<sup>3</sup>) rappresenta il volume contenete il borehole dato legato alla capacità di accumulo e di cessione del calore insieme alla capacità termica del terreno (kJ/m<sup>3</sup>K), n rappresenta il numero di boreholes che sono presenti, h (m) rappresenta la loro profondità mentre d (m) la distanza che intercorre tra due boreholes. Avendo assunto un d prefissato (8 m) ed avendo deciso di utilizzare un singolo borehole (n=1) il V dipende esclusivamente da h che è stato fatto variare diverse volte nella simulazione fino raggiungere il valore 150 m di profondità portando il volume totale a raggiungere 7500 m<sup>3</sup>. Con questa lunghezza di sonda la temperatura del terreno passa dai 7 °C del 1 gennaio ai 6,15 °C del 31 dicembre perdendo di fatto meno di 1 °C nell'arco di un anno permettendo, almeno a livello simulativo, una maggiore longevità all'impianto nel tempo.

### **2.2.7 Pompe di circolazione**

Nella rappresentazione di TRNSYS non sono stati inseriti alcuni componenti che ai fini dell'obbiettivo dell'analisi risultavano una complicazione non necessaria (Figura 33).



*Figura 32: Pompa di circolazione Calpeda NCS3 [38]*

Il primo componente mancante è la pompa di circolazione che permette all'acqua glicolata di circolare tra la sonda e la pompa di calore. Questa pompa è la più importante e richiede una potenza di 50 W per far circolare il fluido per i 350 m di tubazione della sonda. Pur non avendone incluso una rappresentazione in TRNSYS il consumo energetico di questa pompa è stato facilmente ottenuto moltiplicando la potenza di picco, calcolata sulla base della portata di circolazione, per i tempi di funzionamento della stessa che risultano di 2525 h/anno.

Successivamente è stata tenuta in conto la pompa di circolazione per il circuito PDC-serbatoio di accumulo e per il circuito serbatoio di accumulo-pannelli radianti. Entrambe queste pompe di circolazione assorbono una potenza paragonabile a quella della pompa di circolazione geotermica, 50 W che moltiplicata per i rispettivi tempi di funzionamento porta ai consumi energetici.

### **2.2.8 Elementi di sicurezza**

Oltre alle pompe di circolazione esistono diversi altri componenti che non sono stati introdotti nella simulazione TRNSYS poiché totalmente estranei alla produzione energetica dell'impianto e quindi al fine dell'analisi.

Per evitare sovra pressioni e rotture causate dal coefficiente di dilatazione termica del liquido contenuto nei circuiti vengono inseriti due vasi di espansione uno nel circuito pompa di calore-serbatoio e uno nel circuito sonda geotermica-pompa di calore (Figura 33).

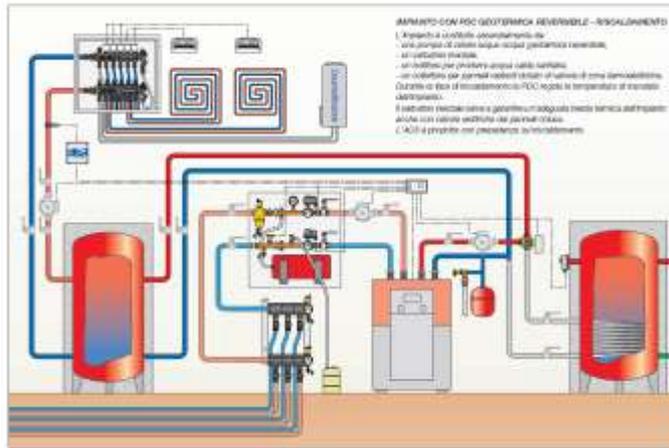


Figura 33: Esempio di impianto completo con doppio serbatoio in funzione invernale [9]

Altri componenti necessari per garantire il corretto funzionamento dell'impianto e garantirne la sicurezza quali valvole, manometri e pressostati si possono trovare in Figura 34.

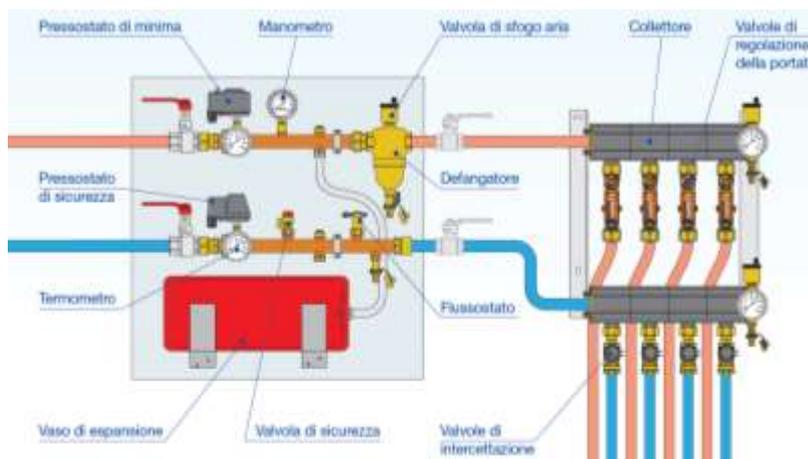


Figura 34: Elementi aggiuntivi impianto per sicurezza e funzionamento sezione pompa di calore (sinistra) e sonda geotermica (destra) [9]

## 2.2.9 Impianto solare termico

Per sopperire alla richiesta di acqua calda sanitaria è stato simulato sempre su TRNSYS un impianto solare termico totalmente scollegato dall'impianto geotermico. In questo caso la base di partenza è stata un esempio di impianto preesistente dimensionato poi sulle necessità dell'installazione in esame (Figura 35)

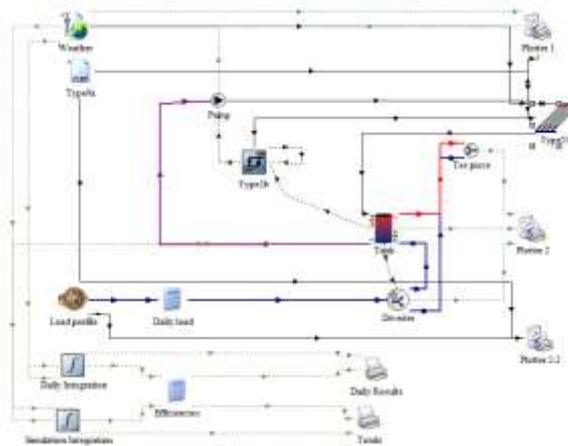


Figura 35: Schema impianto solare termico TRNSYS

Un serbatoio, Type 4, che contiene l'acqua calda sanitaria, si trova al centro della simulazione. Anche in questo caso il serbatoio è stratificato per aumentarne l'efficienza e riceve calore da uno scambiatore interno collegato ad un ciclo chiuso che passa per i pannelli solari.

L'altro circuito a cui è collegato invece è un circuito aperto che, da un lato riceve acqua a più bassa temperatura dalla fonte e dall'altro cede acqua calda alle richieste dell'abitazione.

Le richieste dell'abitazione sono determinate dal load profile, Type 14, che è un componente che rappresenta una forzante di estrazione d'acqua oraria (una schedule). La schedule è stata impostata utilizzando la formula (Equazione 7) della UNI 9182 per determinare il consumo contemporaneo:

$$Q_m = \sum (q_i \cdot n_i) / d_i$$

Equazione 7

$Q_m$  (l/h) rappresenta il massimo uso contemporaneo di acqua calda sanitaria,  $q_i$  (l/utilizzo) è il consumo di ogni singolo apparecchio per utilizzo,  $n_i$  è il numero di apparecchi uguali presenti e  $d_i$  (h) rappresenta le durate corrispondenti ai consumi. Nel caso specifico si possiedono 2 docce, 2 lavabi e 1 lavandino della cucina con i consumi indicati nella Tabella 9 sottostante.

Tabella 9: Consumi d'acqua degli apparecchi per singolo utilizzo [39]

Apparecchio	Consumo per singolo utilizzo (l)
Doccia	50-60

Lavabo	10-12
Lavello da cucina	15-20

Per definire le durate di utilizzo si tiene in conto della popolazione di sei persone che abita la casa. Si immagina che ognuno degli abitanti faccia una doccia al giorno e che, sia per mancanza di riserve infinite di acqua e sia per mancanza di accesso a fonti di energia “illimitate”, la doccia duri massimo 5 minuti per ognuno. Per i lavabi dei bagni si immagina l'utilizzo classico per igiene personale che durante il giorno si attesta di 15 minuti a persona. Per il lavandino della cucina si presuppone un utilizzo legato ai tre pasti della giornata di 15 minuti l'uno. Se utilizziamo i dati della **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** otteniamo:

Tabella 10: Calcolo della  $Q_m$

Apparecchio	Consumo giornaliero [l/giorno]	$Q_{mi}$ [l/h]
Docce	360	240
Lavabi dei bagni	144	16
Lavello della cucina	60	20
$Q_m$ [l/h]	=	276

Si applicano a questo punto alcuni fattori correttivi come illustrato nell' sottostante:

$$Q_{mall} = Q_m \cdot Fall \cdot 1,2 \cdot 0,8 \cdot 1,06^{(m-1)}$$

Equazione 8

$Q_{mall}$  rappresenta la portata oraria contemporanea per applicazioni residenziali,  $Fall$  rappresenta un termine correttivo che tiene conto del numero di alloggi e del numero di vani,  $m$  è il numero di vani e  $Q_m$  è la portata che è stata calcolata in precedenza nella Tabella 10.

$Q_{mall}$  risulta dunque 540 l/h utilizzando l'Equazione 8 e su questo valore è stato dimensionato l'impianto di acqua calda sanitaria.

Il componente successivo è il diverter, Type 11, questo elemento simula una valvola a tre vie che da un lato riceve acqua dalla fonte e in mandata divide l'acqua fredda tra l'utenza e il serbatoio di accumulo.

Lo stesso componente rappresenta il tee piece, Type 11, solo che in questo caso riceve l'acqua da due fonti, una fredda, dal diverter, e una calda, dal serbatoio. In uscita questo miscelatore fornisce l'acqua all'utenza alla temperatura desiderata.

Per controllare il sistema si utilizza il Type 2 che manda un segnale on-off alla pompa di circolazione dell'impianto solare basandosi sulla temperatura di mandata dell'acqua calda

sanitaria. Se la temperatura di mandata non rispetta il valore di set-point il Type 2 manda un segnale di accensione alla pompa che fa circolare l'acqua nell'impianto solare esclusivamente quando è presente una radiazione solare incidente sulla superficie del pannello.

Per rappresentare i pannelli solari a tubi sottovuoto (Figura 36) si utilizza il Type 538 che modella proprio questa tecnologia permettendo l'arrangiamento dei pannelli in serie e parallelo. Per permettere il funzionamento del modello questo type chiede in ingresso i risultati dei test ASHRAE [40] sull'efficienza del pannello (Figura 37). Vengono usati collettori solari a tubi sottovuoto poiché questi riescono a lavorare anche con temperature esterne inferiori allo zero. All'interno dei tubi è presente una heatpipe che assorbe la radiazione solare incidente portando a evaporazione il liquido termovettore contenuto al suo interno che una volta raggiunto l'apice della tubazione scambia il calore con l'acqua fredda riscaldandola e condensando. Infatti la privazione di aria al loro interno previene dispersioni termiche verso l'esterno, circa il 20 % in meno rispetto ad un pannello solare piano tradizionale, e permette alla radiazione solare di venir catturata.



*Figura 36: Collettore solare a tubi sottovuoto Ariston Cairos VT20 [41]*

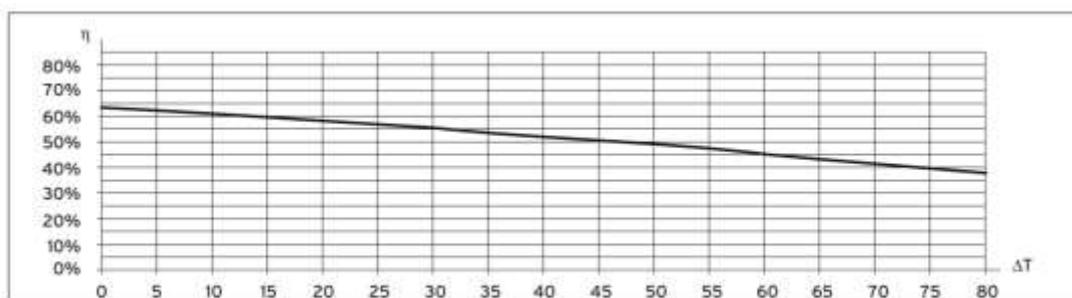


Figura 37: Rendimento collettore solare VTK 570/2 Vaillant [42]

Esattamente com'era avvenuto nella modellazione dell'impianto di riscaldamento i dati meteo per l'irraggiamento derivano dalla località Zermatt e i valori di temperatura esterna e umidità relativa dai dati delle stazioni meteo Champoluc e Alpe Aventure.

Utilizzando il manuale di Caleffi [43] dedicato agli impianti a pannelli solari è stato eseguito un dimensionamento di massima dei componenti che poi in fase di simulazione è stato ottimizzato. Si prende come riferimento il dato 1,2 m<sup>2</sup> di collettore per 50 l/giorno di acqua calda sanitaria a 45 °C nell'Italia del Nord e si ignora la nota riguardante la riduzione del 20 % della superficie in caso di installazione di pannelli sottovuoto. Questa approssimazione viene effettuata per correggere la presenza dell'ombra delle montagne adiacenti e per tenere in conto le temperature miti di esercizio utilizzando la logica applicata anche in precedenza per l'impianto di riscaldamento. Viene tenuto in conto che il fabbisogno giornaliero a persona per mantenere un confort elevato si attesta a 75 l/(persona/giorno) e che il servizio cucina si attesta a 10 l/(giorno/pasto). In base alla presenza all'interno dell'abitazione di 6 persone e della presenza di 3 pasti al giorno il consumo giornaliero si attesta a 480 l/giorno per l'intera casa. Definito il consumo giornaliero si può calcolare la superficie di collettore che sarà necessario installare, superficie che raggiunge i 12 m<sup>2</sup> e che comporta, utilizzando 60 l/m<sup>2</sup> di accumulo, un serbatoio di 720 litri. Un esempio dello schema impiantistico in Figura 38.

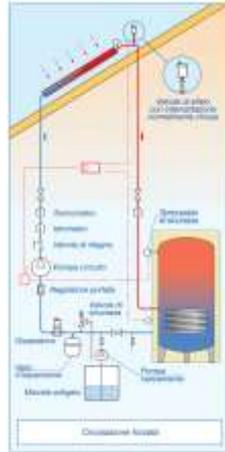


Figura 38: *Impianto solare termico a circolazione forzata* [43]

È possibile notare in Figura 38 che anche nell'applicazione solare sono presenti componenti non rappresentati nell'impianto studiato su TRNSYS. In questa applicazione i pericoli principali sono legati alla possibilità di congelamento del liquido termovettore all'interno del circuito solare ed alle alte temperature di esercizio che, soprattutto nei mesi estivi, si potrebbero raggiungere all'interno del circuito idraulico.

Per ovviare a questi inconvenienti si può immaginare di coprire, almeno parzialmente, l'impianto solare così da impedirne l'irraggiamento nei mesi estivi. Oppure immaginare di collegare l'impianto della sonda geotermica al serbatoio di accumulo dell'acqua calda sanitaria e superati i 90 °C, scambiare tutto il calore in eccesso facendo circolare nel terreno il fluido derivante dai collettori solari così da abbassarlo di temperatura e in modo da poter ricaricare il terreno per la successiva stagione di riscaldamento.

### 2.2.10 Impianto fotovoltaico

Pian di Verra, come accennato più volte, si trova tagliata fuori da ogni tipo di collegamento alle reti energetiche italiane. Tutta l'energia necessaria per poter far fronte alle richieste energetiche dell'abitazione e, nel periodo invernale, alle richieste energetiche dell'impianto di riscaldamento dovrebbe giungere da una fonte di energia pulita.

Una prima analisi ha determinato che, nonostante la presenza di un corso d'acqua che corre al fianco del piano, l'ipotesi idroelettrica verrà scartata. Questa scelta è determinata dal fatto che il piccolo corso d'acqua, il torrente di Verra, nel periodo invernale soffre di una ridottissima se non quasi assente portata dovuta al congelamento. Inoltre questa portata d'acqua oltre a non possedere valori costanti e certi nel tempo necessiterebbe di specifici lavori di edilizia idraulica molto invasivi per poter essere utilizzata.

Secondariamente è stata presa in considerazione l'ipotesi eolica che tuttavia rappresenterebbe in primo luogo un grande scempio paesaggistico e in secondo luogo una risorsa che non si presterebbe in maniera adeguata alla produzione necessaria di energia non riuscendo a soddisfare la produzione rimanendo in un range accettabile di costi/benefici.

Il fotovoltaico risulta dunque una scelta quasi obbligata se si desidera mantenere l'impianto il più sostenibile possibile. Tuttavia il problema dell'ombreggiamento da parte dei rilievi circostanti incide in maniera importante sulla produttiva dell'impianto fotovoltaico forzando l'installazione di grandi superfici e di grandi accumuli.

Per ridurre il più possibile le superfici ed incrementare maggiormente la produttività sono stati selezionati pannelli solari di Sunpower Serie X modello X22-360. Questi pannelli possiedono le seguenti caratteristiche (Tabella 11: Caratteristiche pannello fotovoltaico SPR-X22-360).

Tabella 11: Caratteristiche pannello fotovoltaico SPR-X22-360

Potenza nominale ( $P_{nom}$ )	360	W
Efficienza media del modulo	22,2	%
Tensione al punto di massima potenza ( $V_{mpp}$ )	59,1	V
Corrente al punto di massima potenza ( $I_{mpp}$ )	6,09	A
Tensione a circuito aperto ( $V_{oc}$ )	69,5	V
Corrente di cortocircuito ( $I_{sc}$ )	6,48	A
Coefficiente temperatura potenza	-0,29	%

È stato scelto questo tipo di pannello anche per via della garanzia che offre il produttore, di 25 anni, e della garanzia sulla potenza, 87 % di rendimento a 25 anni dalla messa in esercizio (Figura 39).

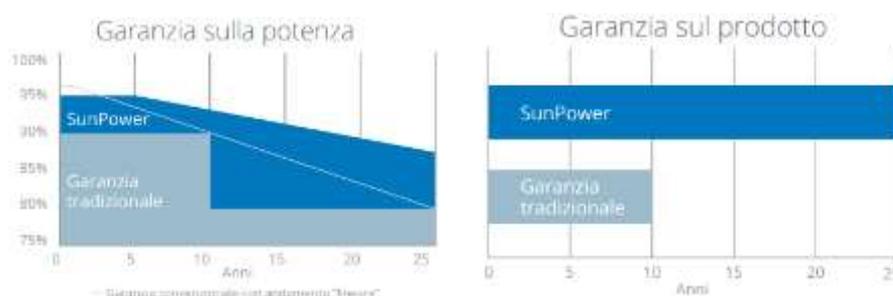


Figura 39: Garanzia della potenza e garanzia sul prodotto SPR-X22-360 [44]

Utilizzando questa tecnologia si può estrarre  $241 \text{ W/m}^2$  di potenza di picco portando 1 kW di potenza installata ad occupare solamente  $4,15 \text{ m}^2$ .

Nel successivo capitolo verranno analizzati i risultati dei consumi elettrici e verrà effettuato un dimensionamento di massima dell'impianto fotovoltaico e dell'accumulo.

Un impianto fotovoltaico off-grid si presenta costituito dalle seguenti componenti come si può notare in Figura 40.

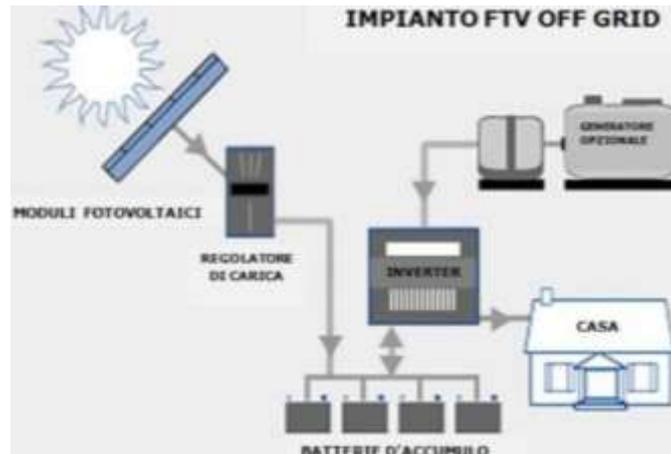


Figura 40: Esempio di impianto fotovoltaico off-grid [45]

I pannelli fotovoltaici collegati in serie e parallelo assorbono la radiazione solare e la trasformano in energia elettrica in corrente continua. Questa corrente passa per un regolatore di carica dotato di tecnologia MPPT<sup>1</sup> che è in grado di far lavorare il pannello fotovoltaico sempre nel punto di massima potenza in relazione alla radiazione presente. Le batterie al litio vengono ricaricate tramite il regolatore di carica e cedono, quando richiesto dai carichi dell'abitazione, energia elettrica all'inverter. L'inverter converte la corrente continua uscente dalle batterie in corrente alternata adatta all'utilizzo degli apparecchi dell'abitazione, della PDC e delle pompe di circolazione. Essendo esenti da alternative in mancanza di radiazione solare e di carica delle batterie viene integrato un generatore di corrente diesel che in caso di necessità può essere facilmente avviato in pochi secondi rendendo quasi impercettibile all'utenza il passaggio da alimentazione a batterie e alimentazione da generatore.

---

<sup>1</sup> Maximum Power Point Tracking

### 3 Risultati e discussione

In questo capitolo vengono analizzati i risultati della simulazione effettuata su TRNSYS partendo dai consumi energetici dovuti al riscaldamento e all'utilizzo della PDC geotermica. Successivamente vengono analizzate le richieste energetiche dell'abitazione legate ai consumi diretti dei suoi abitanti ed ai consumi dipendenti dall'impianto di riscaldamento che sono principalmente quelli del compressore della PDC e delle pompe di circolazione per i fluidi termovettori. Sulla base dei consumi elettrici dell'abitazione è stato effettuato il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico. In seguito sono stati analizzati nello specifico gli andamenti delle temperature di esercizio, delle portate in circolo e delle potenze in gioco dell'impianto di riscaldamento. Per quanto riguarda la produzione dell'acqua calda sanitaria infine è stato dimensionato ed in seguito analizzato l'impianto solare termico.

#### 3.1 Analisi dei consumi termici

Grazie al rispetto della normativa in termini di isolamento termico delle superfici trasparenti ed opache, il consumo di energia termica per il riscaldamento si attesta a 10428 kWh/anno. Se si divide questo consumo per la superficie e il volume riscaldati dell'abitazione si ottengono due fabbisogni specifici 42 kWh/m<sup>2</sup> e 17 kWh/m<sup>3</sup>. Questi valori pongono l'abitazione in una classe energetica rispettivamente B e C (Tabella 12). Questo risultato è sicuramente implicabile alla zona termica F, che comporta un alto valore di GG, e al rapporto S/V, che come detto in precedenza è particolarmente alto. Tuttavia per essere un'abitazione situata a 2000 metri di altezza circondata da rilievi montuosi importanti il risultato può essere considerato rispettabile.

Tabella 12: Classe energetica rispetto al range di consumi annui [46]

Classe Edificio	Consumi annui [kWh/m <sup>2</sup> ]	Consumi annui [kWh/m <sup>3</sup> ]
Classe A+	< 14	< 3
Classe A	14 < C.A. < 29	3 < C.A. < 6
Classe B	29 < C.A. < 58	6 < C.A. < 11
Classe C	58 < C.A. < 87	11 < C.A. < 27

Del consumo energetico legato al riscaldamento, grazie all'utilizzo di una PDC geotermica, bisogna solo fornire una percentuale sotto forma elettrica che va ad alimentazione il compressore della PDC e le pompe di circolazione.

Nell'arco di un anno, il consumo elettrico legato al riscaldamento si attesta a 3294 kWh/anno. Poco più dell'88 % è dovuto al consumo diretto della PDC attraverso il

compressore interno, componente fondamentale per l'innalzamento della temperatura di scambio che verrà ceduta all'accumulo termico. Questo risultato viene facilmente raggiunto con un COP medio annuo di 3,58. Se si tiene conto del restante 12 % dei consumi elettrici dell'impianto di riscaldamento il COP medio reale passa a 3,17 un valore che resta comunque elevato. Questo significa che per ogni kWh di energia elettrica spesa si ottengo 3,17 kWh termici per il riscaldamento. Bisogna tenere in conto che a parità di potenza termica richiesta dall'abitazione, i consumi della pompa di circolazione geotermica possono variare in base al luogo di installazione ed alla fonte di energia. In questa applicazione la pompa di circolazione geotermica rappresenta circa il 4 % dei consumi elettrici dell'intero impianto di riscaldamento. Se ad esempio il terreno possedesse valori di conducibilità termica superiori, rispetto a quelli di questa applicazione, si potrebbe ridurre la lunghezza della sonda geotermica riducendo contemporaneamente i costi di installazione ed i costi di gestione legati al consumo della pompa di circolazione. Alternativamente se non si fosse costretti ad utilizzare la tecnologia delle sonde geotermiche ad alta profondità ma si potesse utilizzare degli scambiatori a bassa profondità sarebbe possibile nuovamente ridurre costi di installazione e di gestione.

Fondamentale risulta infatti il contributo del terreno nel funzionamento della PDC geotermica. Quest'ultimo fornisce una grande parte dell'energia utile al riscaldamento, durante l'anno 7508 kWh/anno che corrispondono al 72 % della potenza termica totale necessaria all'abitazione.

In Tabella 13 si riassumono i consumi sin qui esposti.

*Tabella 13: Potenze annuali e rendimenti impianto di riscaldamento*

Potenza termica di riscaldamento kWh/anno	Potenza elettrica PDC kWh/anno	Potenza elettrica pompe di circolazione kWh/anno	Potenza elettrica totale risc. kWh/anno	COP medio PDC	COP medio impianto	Potenza termica estratta dal terreno kWh/anno
10428	2920	374	3294	3,58	3,17	7508

### 3.2 Analisi dei consumi elettrici

Per poter dimensionare l'impianto fotovoltaico che andrà ad alimentare le richieste elettriche del riscaldamento sono necessari i consumi energetici medi e massimi giornalieri e le potenze di picco richieste. Questi dati non sono necessari del solo impianto di riscaldamento ma anche dei carichi che si hanno all'interno dell'abitazione e dei carichi che

si hanno per i collettori solari. I carichi dell'abitazione sono legati all'utilizzo dell'illuminazione interna, del frigorifero, del phon, dei computer, dei caricatori degli smartphone e delle piastre a induzione per cucinare. Si può notare in Figura 41 come nel giorno di esempio 5 gennaio si abbia questo andamento dei consumi che risulta paragonabile all'andamento medio di un giorno invernale.

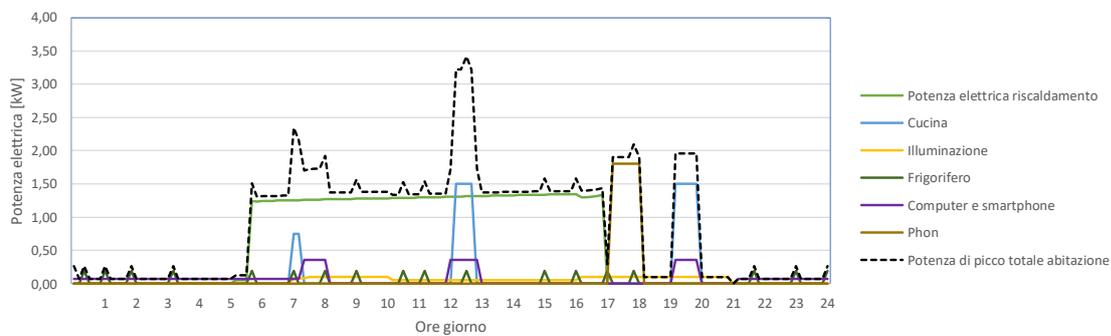


Figura 41: Potenza elettrica impiegata nell'abitazione il 5 gennaio

Dal grafico delle potenze impiegate di un giorno campione invernale possono essere osservate le richieste di potenza massime che l'abitazione richiede. Per una semplificazione della simulazione i carichi indipendenti dai consumi energetici legati ai sistemi di riscaldamento vengono ripetuti immutabilmente nel corso dell'anno rendendo l'analisi più cautelativa, portando quasi certamente una sovrastima dei consumi sia per fattori ambientali che per fattori legati al popolamento dell'edificio. Si può notare la linea tratteggiata in nero che rappresenta la sommatoria delle potenze elettriche richieste dall'abitazione nel loro insieme. Questo dato ci fornisce il valore di potenza di picco 3,5 kW che viene richiesta a circa metà della giornata in concomitanza dell'utilizzo delle piastre elettriche per la preparazione del pranzo. In verde chiaro si nota la potenza elettrica impiegata sia dalla PDC che dalle pompe di circolazione e si può notare come nella casa sia la prima fonte di consumi sia per ampiezza che per durata. Questo dato ci mostra come sia presente un consumo costante di circa 1,3 kW dalle 5:30 alle 17 ovvero quasi 12 ore di funzionamento per l'impianto di riscaldamento e le sue componenti. Se non fosse per la presenza di un cronotermostato che durante le ore notturne abbassa la temperatura di set-point a 17 °C i consumi energetici risulterebbero anche superiori in quanto aumenterebbero le ore di esercizio dell'impianto di riscaldamento. I consumi dell'impianto termico variano in maniera stagionale e giornaliera essendo influenzati da diversi fattori variabili come ad esempio la temperatura esterna e l'irraggiamento solare, in questo giorno

d'esempio ritroviamo un consumo di 17,4 kWh mentre sappiamo che il consumo annuale si attesta a 3294 kWh. Secondariamente ritroviamo i consumi della cucina, linea azzurra che si compone di tre picchi. In questo caso è stata immaginato l'inserimento di una cucina con fornelli ad induzione così da abbassare i consumi e si è preso come riferimento i dati in Tabella 14. Per i tre pasti principali i consumi sono di 750 W per mezz'ora a colazione e 1,5 kW per un'ora a pranzo e cena. La cucina elettrica risulta la seconda fonte principale di consumo e all'ora di pranzo contribuisce a far aumentare la potenza richiesta all'impianto elettrico raddoppiandola. A livello giornaliero la cucina attesta il suo consumo a 2,5 kWh e annualmente a 912 kWh.

*Tabella 14: Consumo fornelli ad induzione [47]*

Livelli cottura	Potenza utilizzata	Cottura	Esempi di preparazione
1-2	50-130 W	molto dolce	fondere burro e cioccolato, mantenere in caldo
3-4	150-300 W	dolce	riscaldare, sobbollire
5-7	330-750 W	media	pasta, riso
7-9	950-1600 W	vivace	arrostitire, grigliare, friggere
Powerboost	2400 W	riduzione tempi	raggiungere velocemente la temperatura di ebollizione o frittura

Per il consumo del frigorifero si è preso a riferimento un elettrodomestico di classe A+++ che dichiara un consumo giornaliero di 0,57 kWh. Questo consumo è stato diviso durante il giorno in picchi di potenza di 190 W, il dato di targa per la potenza massima assorbita dal frigorifero e viene rappresentato in verde scuro da piccoli picchi che si compongono di punte di 190 W che si protraggono per 10 minuti 18 volte. Il frigorifero è stato inserito all'interno dell'abitazione e sicuramente rappresenterà una risorsa utile nel periodo estivo tuttavia, date le temperature ambientali esterne il suo utilizzo e posizionamento durante il periodo invernale possono essere valutati nell'ottica di una riduzione dei consumi. Come detto il consumo giornaliero medio del frigorifero dovrebbe aggirarsi sui 0,57 kWh e il consumo annuale sui 208,5 kWh.

Un altro importante componente che incide sui picchi di consumo viene rappresentato dal phon per potersi asciugare i capelli di cui si immagina un utilizzo concentrato successivamente alla doccia degli occupanti per un'ora, dalle 17 alle 18, si applicherà dunque un carico di 1,8 kW, curva visibile in marrone. Anche in questo caso la necessità di un utilizzo di questo elettrodomestico all'interno di un locale riscaldato a 20 °C, soprattutto nel periodo estivo, non risulta obbligatoria. Inoltre per le modalità di utilizzo simulate viene

accentuata la durata di esercizio da parte degli utenti, considerando 10 minuti di utilizzo continuativi da parte dei 6 abitanti alla massima intensità. In questo modo i consumi giornalieri risultano di 1,8 kWh e portano il consumo annuale a 657 kWh.

Per gli smartphone degli occupanti viene immaginata una ricarica costante nelle ore notturne di 6 dispositivi con alimentatori da 12 W l'uno portando il carico elettrico a 72 W per l'intera notte. Invece per i computer si immagina un utilizzo di computer portatili con alimentatore da 60 W utilizzati da tutti gli occupanti contemporaneamente successivamente ai pasti principali della giornata per un'ora circa. Sei occupanti con altrettanti computer portano a picchi di 360 W di consumo. I computer e gli smartphone raggiungono un consumo giornaliero di 1,7 kWh e annuale di 621 kWh. Per quanto riguarda l'illuminazione infine si è immaginato un consumo maggiore nelle prime ore del mattino e nella seconda metà del pomeriggio con picchi di massimo consumo di 100 W considerando l'utilizzo della tecnologia a LED e dell'utilizzo principale degli spazi comuni. Anche l'illuminazione porta ad un consumo giornaliero di 1,09 kWh e annuale di 397 kWh.

Su base giornaliera dunque i consumi elettrici si attestano a 7,66 kWh/giorno per alimentare elettrodomestici, illuminazione e cucina (Figura 42). Su base annuale invece i consumi raggiungono 2797,36 kWh/anno organizzati come in Figura 43.

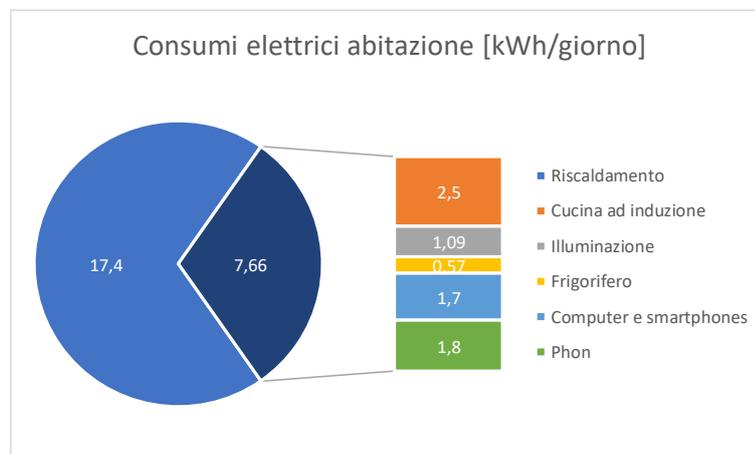


Figura 42: Consumi elettrici abitazione giornalieri

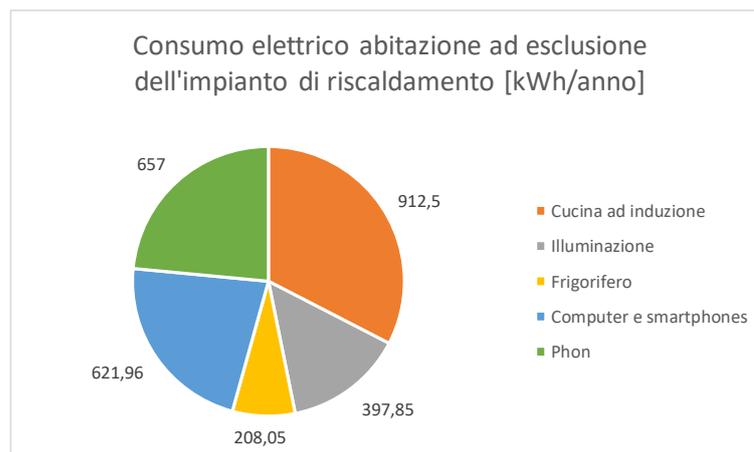


Figura 43: Consumi annuali elettrici ad esclusione dell'impianto di riscaldamento

Tabella 15: Dati mensili di consumi elettrici e termici

	Q <sub>PDC_elettrica</sub> [kWh]	Q <sub>PDC_termica</sub> [kWh]	COP	T <sub>media_interna</sub> [°C]	T <sub>media_esterna</sub> [°C]	Q <sub>elettrica_riscaldamento</sub> [kWh]	Q <sub>elettrica_totale</sub> [kWh]
gennaio	524,72	1892,36	3,61	18,96	-2,93	592,62	830
febbraio	448,53	1581,56	3,53	19,03	-3,69	505,91	720
marzo	373,84	1323,16	3,54	19,46	-0,28	421,57	659
aprile	221,66	797,96	3,60	20,00	4,72	249,91	479
maggio	150,38	548,56	3,65	20,05	7,35	169,56	407
giugno	19,42	71,76	3,70	20,38	11,65	21,86	251
luglio	0,00	0,00	-	22,60	14,48	0,00	237
agosto	7,68	31,57	4,13	21,70	13,30	8,70	246
settembre	51,09	195,21	3,83	20,46	10,23	57,64	295
ottobre	211,53	777,65	3,68	19,99	5,87	238,73	476
novembre	392,36	1398,72	3,57	19,45	0,96	442,62	680
dicembre	519,33	1810,18	3,49	19,25	-2,05	585,35	823
TOTALE	2920,53	10428,70	3,67	20,11	4,97	3294,46	6102,76

*In*

Tabella 15 sono rappresentati i consumi mensili dell'impianto di riscaldamento accanto alle temperature medie esterne ed interne dell'abitazione. È possibile apprezzare come il  $Q_{elettrica\_riscaldamento}$  scenda in concomitanza della salita delle temperature medie esterne fino ad annullarsi a luglio quando la temperatura esterna raggiunge i 15 °C e sostanzialmente l'impianto di riscaldamento non viene mai attivato. Il  $Q_{elettrica\_riscaldamento}$  rappresenta infatti il consumo elettrico della PDC sommato al consumo delle pompe di circolazione necessarie per il suo funzionamento ovvero dei componenti dell'impianto di riscaldamento. Il primo valore,  $Q_{PDC\_elettrica}$ , attesta il consumo elettrico della PDC e mentre il secondo valore,

$Q_{PDC\_termica}$ , rappresenta la potenza termica prodotta dalla PDC ed inviata al serbatoio di accumulo. Successivamente troviamo il COP della PDC che rappresenta il valore dell'efficienza raggiunta mediato sul mese e si può notare come questo tenda ad aumentare all'aumentare della temperatura media esterna e di conseguenza dell'abbassarsi della temperatura di mandata richiesta dai pannelli radianti a pavimento. Successivamente troviamo le temperature medie mensili interne ed esterne. La temperatura media esterna fornisce un'indicazione termica ambientale per ogni mese mentre quella interna ci fornisce una rappresentazione del confort termico raggiunto nel corso del mese. Come nei mesi estivi la temperatura media dell'abitazione supera i 20 °C così d'inverno, a causa del cronotermostato che nelle ore notturne concede un abbassamento delle temperature interne, la temperatura media dell'abitazione può scendere al di sotto dei 19 °C.

Come si può notare in Figura 44, mediando i dati 2007-2016 del database PVGIS-CMSAF da aprile a giugno l'irraggiamento diretto (linea arancione) risente in maniera importante dell'ombra proiettata dai rilievi circostanti per poi raggiungere il picco dell'irraggiamento diretto solare di 145 kWh/m<sup>2</sup>.

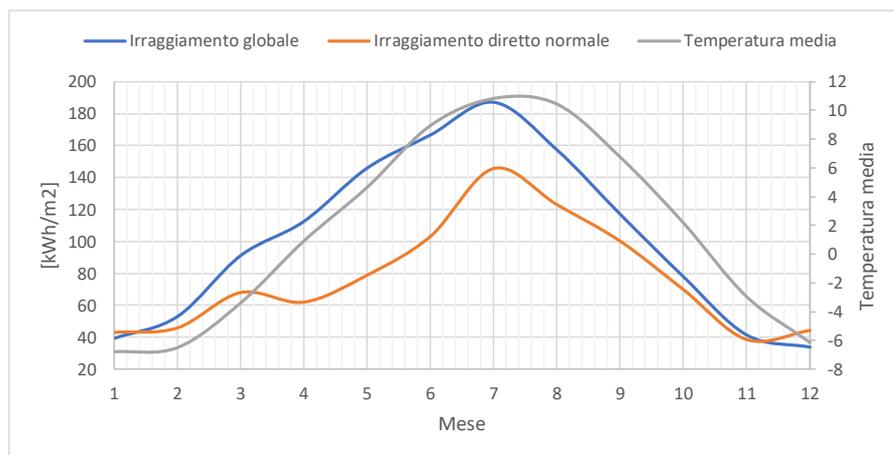


Figura 44: Irraggiamento sull'orizzontale e irraggiamento diretto normale [48]

*L'ultimo dato in*

Tabella 15 rappresenta il consumo elettrico totale dell'abitazione e il suo andamento mensile può anche essere apprezzato nella Figura 45 che segue. Si può inoltre notare come l'andamento del grafico in Figura 44 sia speculare a quello di Figura 45.

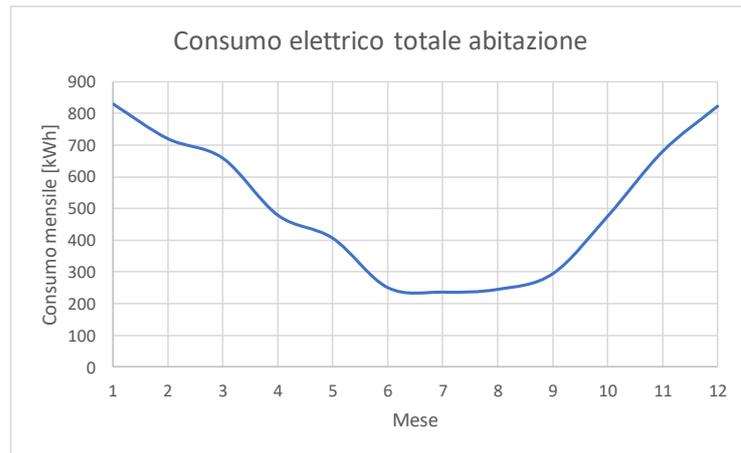


Figura 45: Andamento consumi mensili abitazione

A questo punto si conoscono: il consumo mensile massimo ed il picco di potenza richiesta. Per trovare il consumo massimo giornaliero, richiesto dal tool PVGIS per installazioni fotovoltaiche off-grid, è stato preso come mese di riferimento gennaio poiché risulta il mese più impegnativo a livello energetico per l'impianto di riscaldamento (Figura 46).

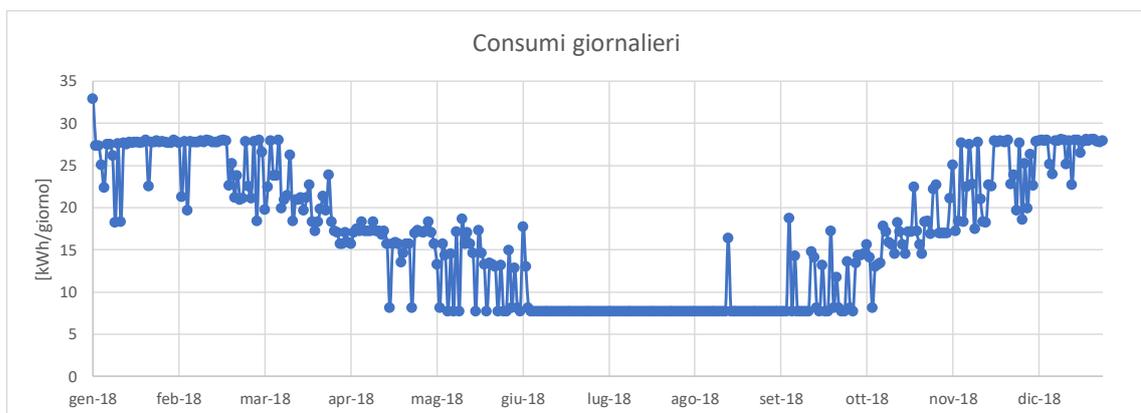


Figura 46: Consumo giornaliero durante l'anno

Dalla Figura 46 si può ottenere il consumo giornaliero massimo facendo però attenzione a non tenere in considerazione il primo valore del grafico che ne rappresenta, nel primo giorno di esercizio, lo sforzo dell'impianto di riscaldamento nel battere l'inerzia termica di un'abitazione fino a quel momento non riscaldata. Tenuto conto di ciò il valore di consumo massimo giornaliero risulta essere 28,11 kWh/giorno. Riassumendo dunque i dati ottenuti fino a questo momento ai fini del dimensionamento dell'impianto fotovoltaico sono stati utilizzati i seguenti dati:

Tabella 16: Valori di consumo elettrici annui, mensili, giornalieri e potenza di picco

Consumo annuo [kWh/anno]	Consumo massimo mensile [kWh/mese]	Consumo massimo giornaliero [kWh/giorno]	Picco di potenza estratta [kW]
6102,76	830	28,11	3,5

### 3.3 Dimensionamento dell'impianto fotovoltaico

Sulla scorta dell'analisi dei consumi elettrici, è stato dimensionato l'impianto fotovoltaico utilizzando il tool online di PVGIS<sup>1</sup>, in modo da coprire il consumo massimo mensile e giornaliero. La potenza ottenuta è di 20 kWp. In Figura 48 si riporta un confronto tra l'andamento della produzione e dei consumi elettrici. Questo porta con sé una copertura dei consumi annuali (Figura 47) che risulta raggiungere il 90 %. Questa scelta è fortemente influenzata dalle regolamentazioni in tema di detrazioni fiscali che impongono in ambito fotovoltaico un limite di potenza installata pari a 20 kWp.

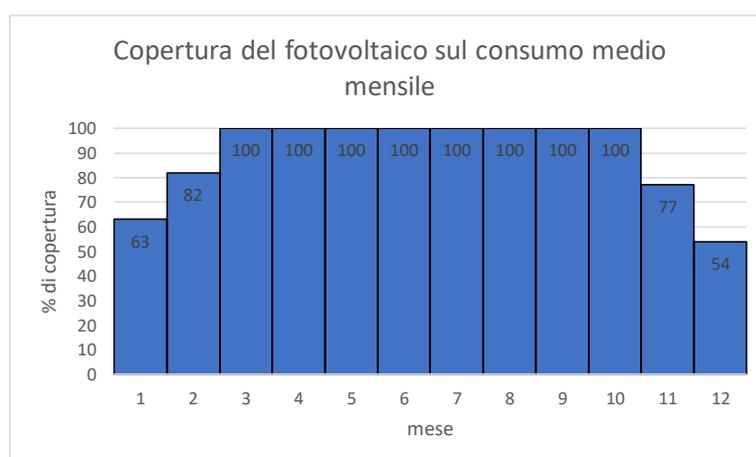
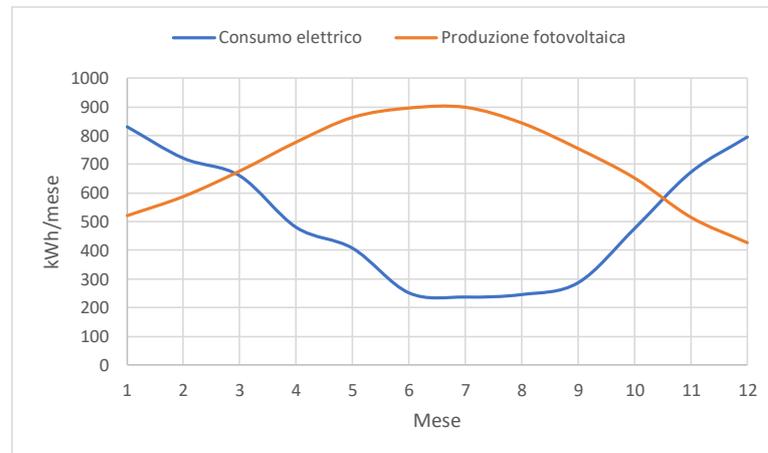


Figura 47: Percentuale di copertura dei consumi elettrici da parte del fotovoltaico

Essendo il costo d'installazione dell'impianto fotovoltaico una parte molto importante degli investimenti totali di questo progetto, rinunciare al ritorno economico, che tramite all'accesso all'incentivazione permette di recuperare la metà dell'investimento, non può essere giustificato da una copertura dei consumi maggiori a fronte di una potenza di picco installata maggiore. L'inclinazione e orientamento dei pannelli fotovoltaici è stata ottimizzata attraverso l'utilizzo del tool PVGIS che possiede al suo interno la vista dell'orizzonte e di conseguenza di tutte le ombre derivate dalla presenza delle montagne

<sup>1</sup> Photovoltaic Geographical Information System

circostanti. Il software ha ottimizzato il posizionamento dei pannelli dunque ad un angolo di 35° e con un orientamento di -8° Sud-Sud-Est massimizzando la resa annuale.



*Figura 48: Produzione elettrica su consumi*

Si può apprezzare come la curva di produzione fotovoltaica tocchi la curva dei consumi dell'abitazione a marzo e a metà ottobre e come in generale la curva blu dei consumi sovrasti quella di produzione solamente nei più mesi freddi. Risulta evidente una sovrapproduzione tra aprile e ottobre di 3,32 MWh come risulta evidente un deficit energetico importante nella restante parte dell'anno di circa 0,97 MWh a fronte di un consumo annuale di 6,1 MWh da parte dell'abitazione e come sia necessario inserire un accumulo elettrico per sopperire alle giornate di scarsa o assente produzione solare.

Per semplicità di implementazione e caratteristiche tecniche di esercizio è stato inserito un accumulo Tesla Powerwall agli ioni di litio che garantisce una profondità di scarica del 100 % e delle temperature di esercizio adeguate per il tipo di installazione -20 °C/+50 °C. Questa tipologia di accumulo garantisce un'efficienza dichiarata del 90 %, una capacità di 13,5 kWh, una garanzia di 10 anni nonché una potenza di scarica di picco di 7 kW e continuativa di 5 kW, è quindi in grado di sopperire ai carichi massimi dell'abitazione. Altro aspetto importante di questa applicazione è che i Powerwall possono essere collegati in serie fino ad un massimo di 10 semplificando di fatto le operazioni di adeguamento in caso di eventuali crescite dei consumi o nel caso di una scelta di potenziale copertura totale dei consumi da parte del fotovoltaico. Le dimensioni dell'accumulo sono state anche in questo caso limitate dalle regole degli incentivi statali, non essendo possibile installare una potenza di picco superiore a 20 kWp anche per le dimensioni dell'accumulo è stato necessario un ridimensionamento. L'accumulo avrebbe dovuto assolvere al compito, soprattutto nei mesi

invernali, di coprire le richieste elettriche nei giorni con irraggiamento solare ridotto o quasi assente. Per fare ciò l'accumulo sarebbe dovuto essere almeno di 28 kWh e l'impianto fotovoltaico che lo avrebbe dovuto sostenere sarebbe dovuto essere superiore ai 25 kWp.

Per l'installazione dei 20 kWp dell'impianto sono necessari 83 m<sup>2</sup> di pannelli e questo potrebbe rappresentare un limite a livello paesaggistico non indifferente. Poiché l'installazione dei pannelli integrati nella struttura del tetto risulta non ottimale in quanto le falde del tetto stesso sono rivolte verso est e ovest, una installazione di questo tipo andrebbe ad aumentare la superficie richiesta a parità di potenza di picco installata. In altri termini per mantenere una superficie fotovoltaica il più possibile contenuta e ridurre l'impatto ambientale paesaggistico è necessario utilizzare dei pannelli molto efficienti e orientarli ed inclinarli nelle direzioni adeguate per massimizzarne la resa. Inoltre una installazione su strutture inclinate a terreno ne renderebbe più semplici ed efficienti le operazioni di rimozione dalla neve nel periodo invernale.

Il limite dei 20 kWp imposto per poter usufruire dell'incentivo statale del 50 %, nel caso di un'abitazione che si trova in una posizione climatica difficile come quella in esame disattende per certi versi l'obiettivo dell'incentivo stesso. L'incentivo infatti dovrebbe fare in modo di ridurre la richiesta energetica dell'abitazione alla rete e allo stesso tempo diminuirne le emissioni in atmosfera promuovendo in maniera economica, per l'appunto, l'adozione di impianti energetici ecologici ed efficienti.

Per colmare la fisiologica assenza di radiazione solare o di mancanza di carica sufficiente all'interno dell'accumulo elettrico verrà impiegato un gruppo elettrogeno diesel da 4 kW di picco, monofase, 4 tempi, ad accensione automatica, con inverter integrato e silenziato. Un generatore di questo tipo potrebbe produrre 3,3 kWh/l [49] e per coprire una giornata di massimo consumo, 28 kWh/giorno, in assenza totale di energia da fonti alternative consumerebbe 8,5 litri di diesel segnando un costo di 12 €/giorno (1,422 €/l diesel [50]) e un rilascio in atmosfera di 22,5 kg CO<sub>2</sub>. A livello di CO<sub>2</sub> per kWh prodotti la rete elettrica nazionale con i suoi 350 g/kWh risulta 2,38 volte meno inquinante rispetto all'adozione di un generatore diesel che emette 800 g/kWh rimane tuttavia presente il limite impiantistico che accompagna la struttura in esame che manca delle infrastrutture elettriche.

Essendo risultata una copertura solare di circa l'90 % del fabbisogno energetico annuo dell'edificio (Figura 47), non avendo ancora considerato l'acqua calda sanitaria la spesa di diesel equivalente ad un anno di consumi risulta di 262 € per 184 litri grazie alla copertura fotovoltaica del 90 % dei consumi annui. A dicembre ad esempio il generatore diesel si

occuperà di fornire il 46 % dell'energia elettrica consumata dall'abitazione mentre da marzo ad ottobre il suo utilizzo sarà, secondo le previsioni, virtualmente nullo.

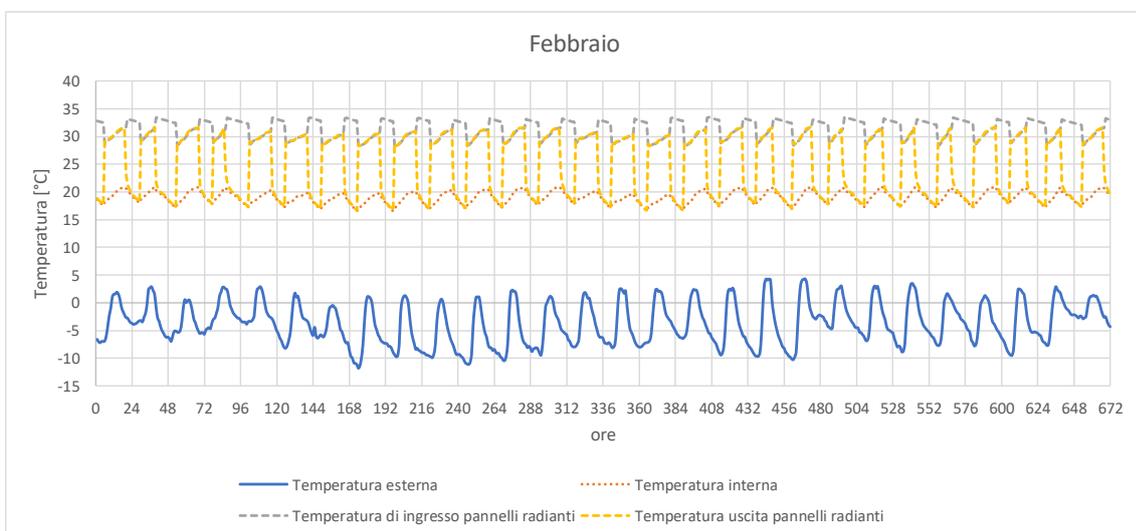
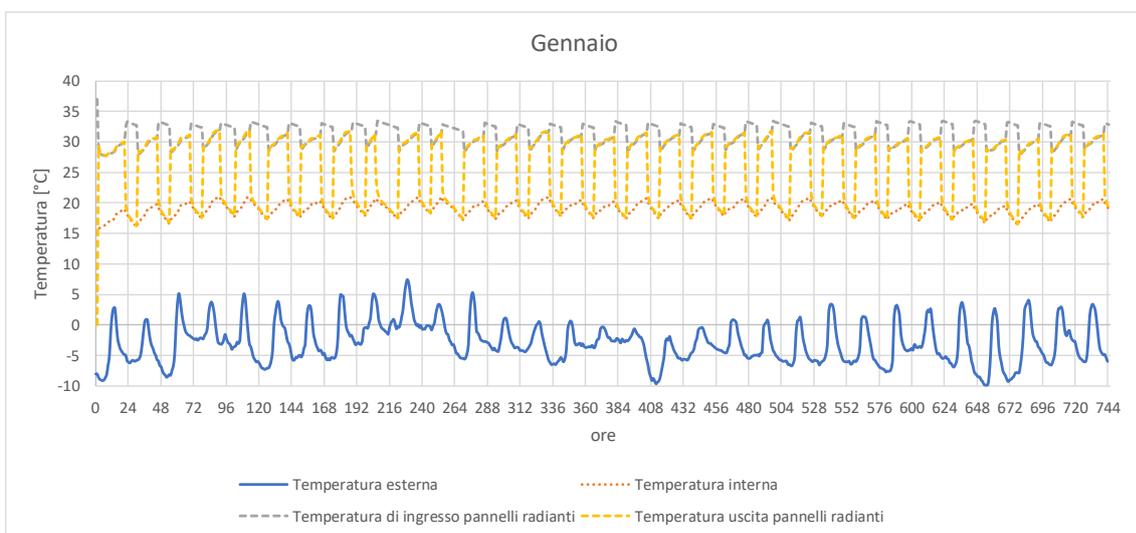
Va tenuto in conto che in una installazione off-grid anche con un impianto fotovoltaico di dimensioni maggiori e un accumulo elettrico adeguato alle richieste energetiche giornaliere dell'abitazione l'acquisto di un generatore diesel e del combustibile risulterebbe comunque necessaria. In caso di guasto o manutenzione dell'impianto fotovoltaico o dell'accumulo oppure semplicemente nell'eventualità di assenza di energia solare accumulata o disponibile, il generatore diesel può intervenire in maniera rapida per sopperire alle richieste energetiche dell'edificio.

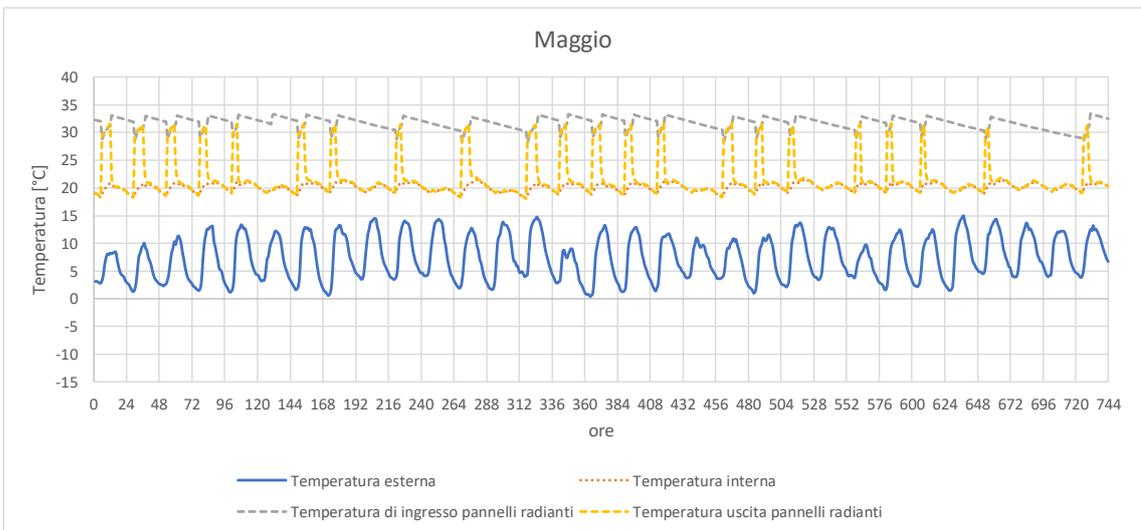
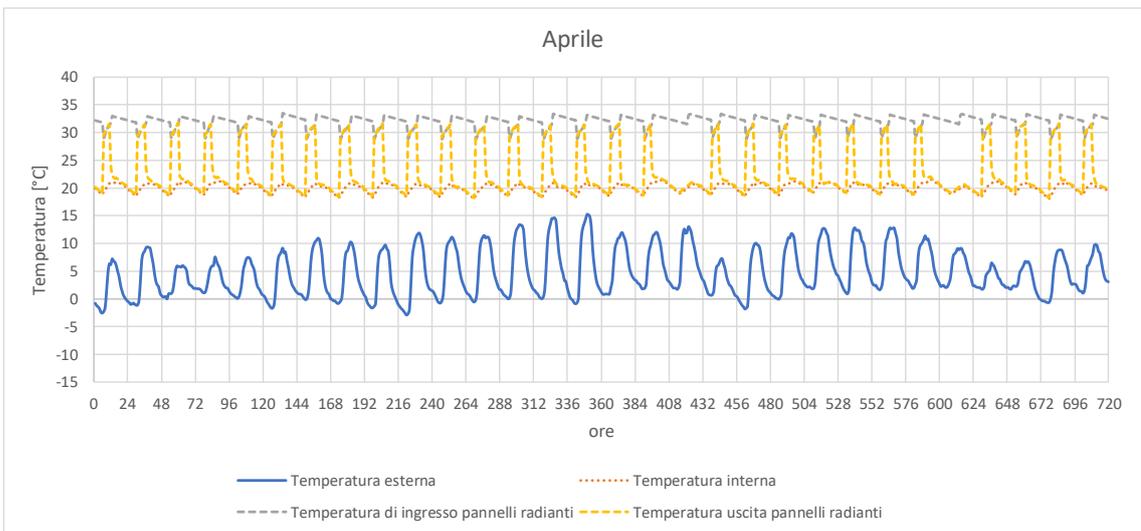
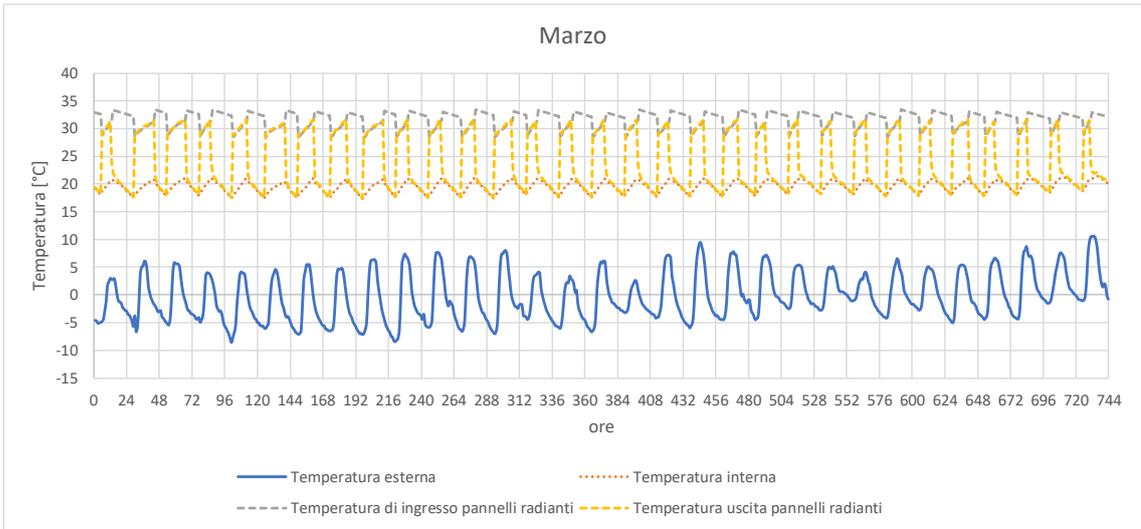
### **3.4 Analisi delle temperature operative dell'impianto termico**

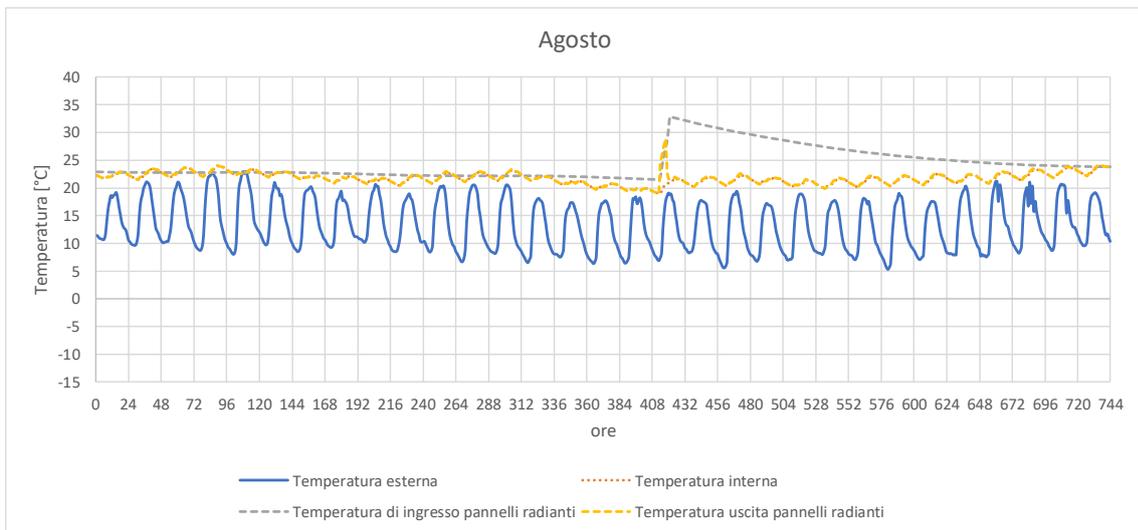
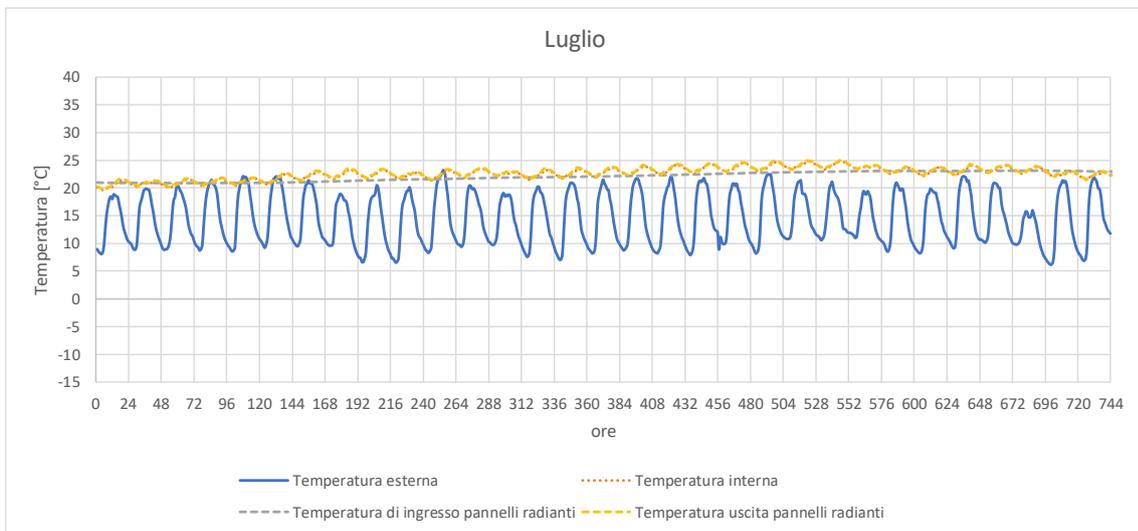
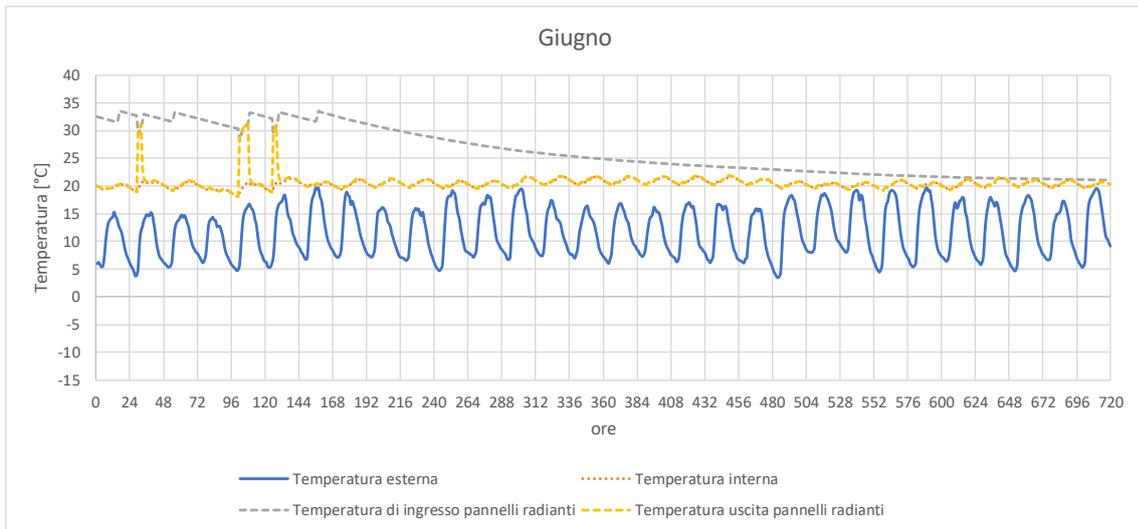
In questo capitolo si analizzerà l'output del software TRANSYS in merito alle temperature, potenze e portate di esercizio dell'impianto di riscaldamento alimentato tramite PDC geotermica. Le simulazioni sono state eseguite con timestep di 10 minuti di modo da poter seguire con precisione gli andamenti dell'impianto durante l'anno.

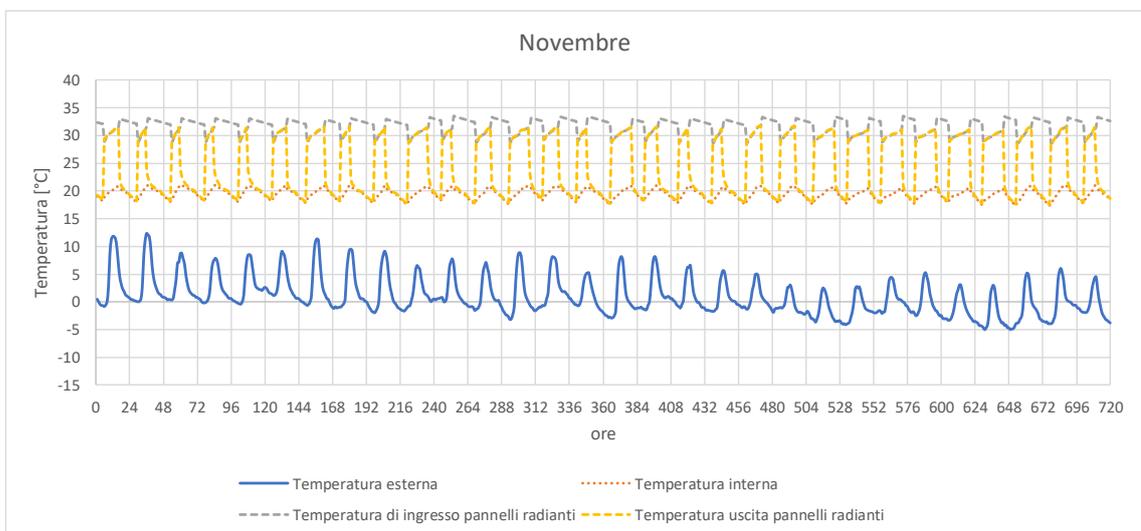
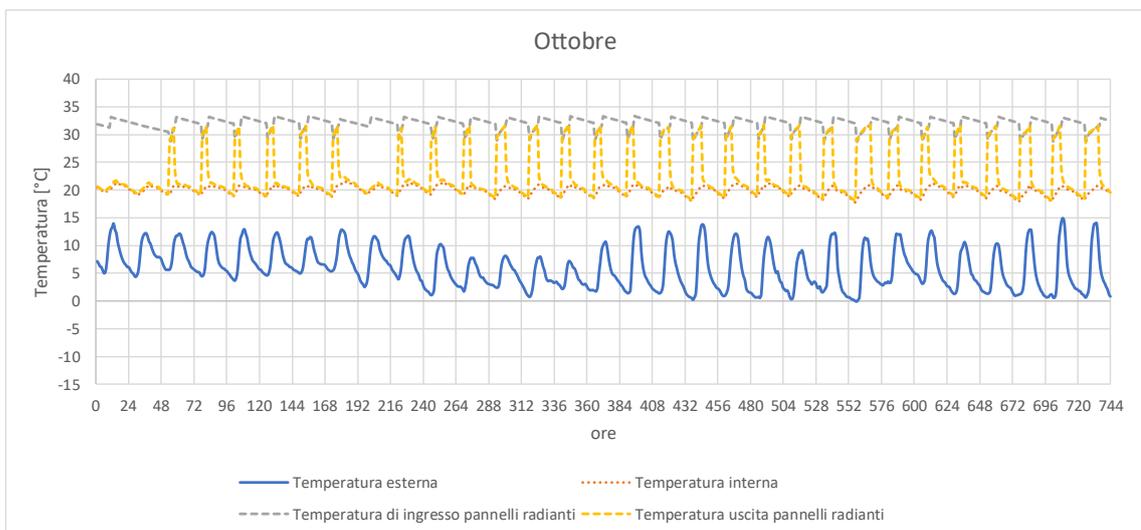
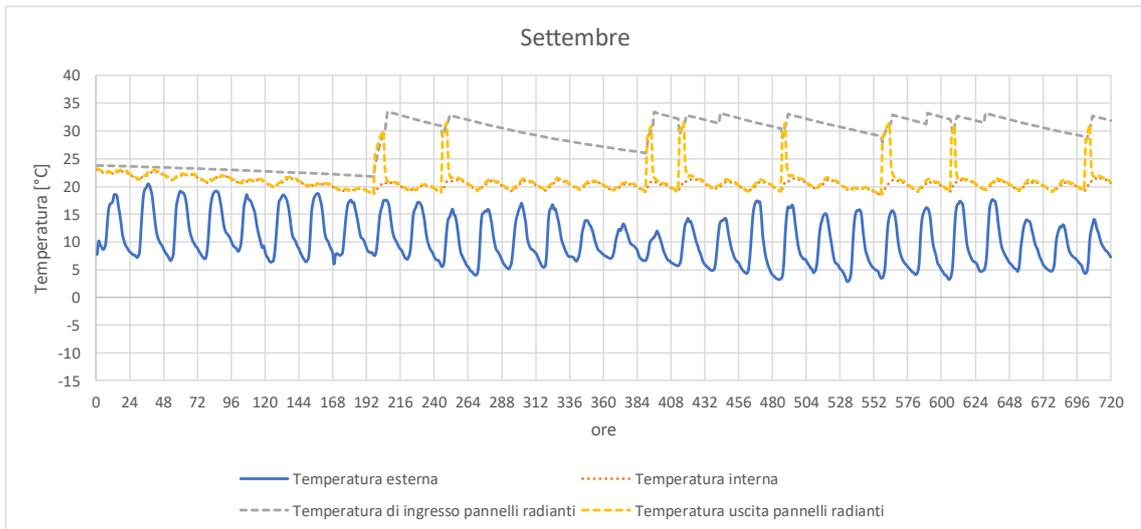
Le immagini seguenti rappresentano l'andamento delle temperature nel circuito riguardante l'abitazione quindi delle temperature di ingresso ed uscita dei pannelli radianti e delle temperature interne ed esterne dell'abitazione. Sull'asse delle ordinate si trova la temperatura e sull'asse delle ascisse il numero di ore trascorse rispetto all'inizio del mese. Viene analizzato in questo caso il circuito che va dal serbatoio ai pannelli radianti della casa. In blu si può vedere l'andamento della temperatura dell'ambiente esterno, dato estratto dalle stazioni meteo di Ayas. In rosso la temperatura interna che rappresenta il benessere termico all'interno dell'abitazione. Si nota come l'andamento di questa temperatura vari costantemente durante il giorno e come sia determinato dalle impostazioni del cronotermostato dell'abitazione che ne mantiene la temperatura a valori variabili compresi tra 17 °C e 20 °C. In estate, non essendo presente un impianto di condizionamento, la temperatura supera anche i 20 °C, raggiungendo i 24 °C per esempio a luglio. Ciononostante ad eccezione di picchi termici estivi all'interno dell'abitazione il confort termico non viene mai pregiudicato. In grigio si nota la temperatura di mandata ai pannelli radianti, che fluttua tra i 29 °C ed i 33 °C quando l'impianto è in funzione. Da giugno ad agosto invece si può osservare come con lo spegnimento dell'impianto la temperatura di ingresso ed uscita dei pannelli radianti coincida e tenda alla temperatura interna dell'abitazione. La variazione della temperatura di mandata ai pannelli radianti rappresenta l'input di accensione della PDC geotermica che al di sotto dei 29 °C viene accesa per

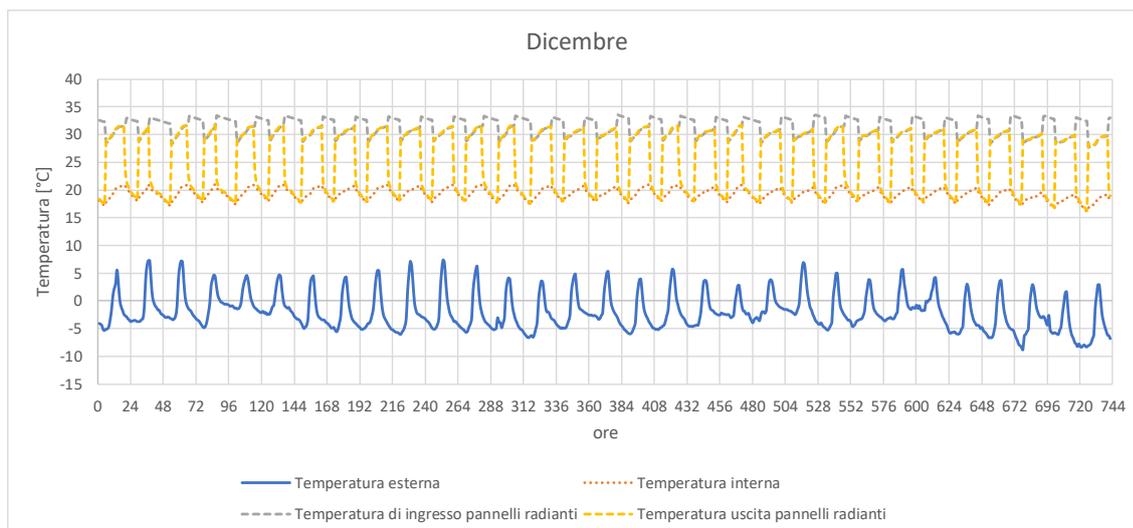
riportare la temperatura del serbatoio di accumulo stratificato ai valori utili per il riscaldamento. Ad aprile-maggio si nota un decremento nella frequenza dei picchi di temperatura dell'acqua in ingresso ed uscita dai pannelli radianti e questo è dovuto al fatto che stagionalmente si ritrova un innalzamento delle temperature esterne e di conseguenza della diminuzione della richiesta termica da parte dell'edificio. Verso la metà di settembre l'impianto termico si riaccende riportando l'accumulo termico e i pannelli radianti a regime termico. La curva gialla rappresenta la temperatura di uscita dei pannelli radianti che si discosta durante il pompaggio di fluido di riscaldamento di 10-12 °C dalla temperatura d'ingresso.







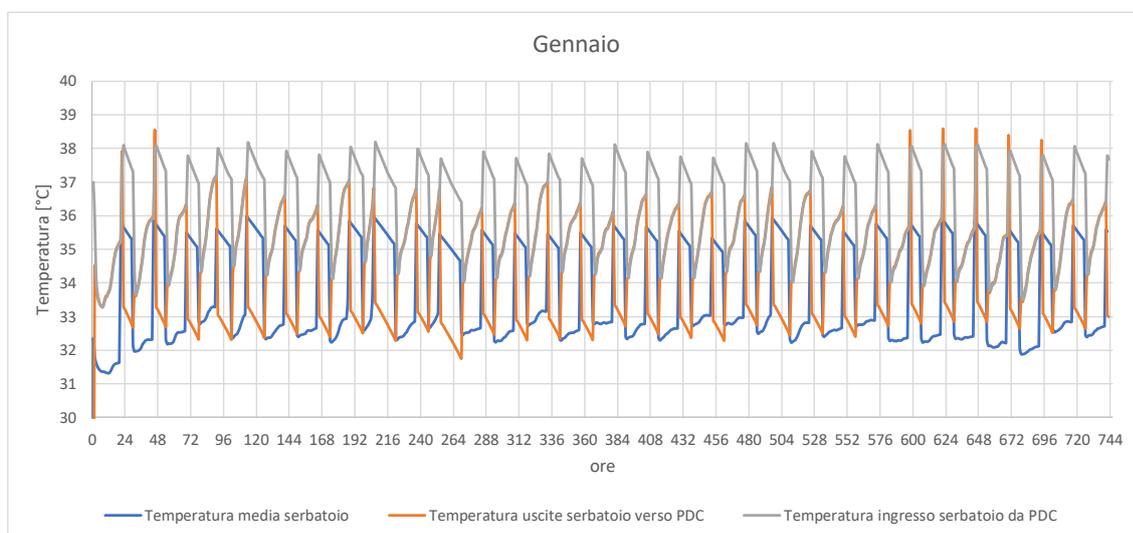


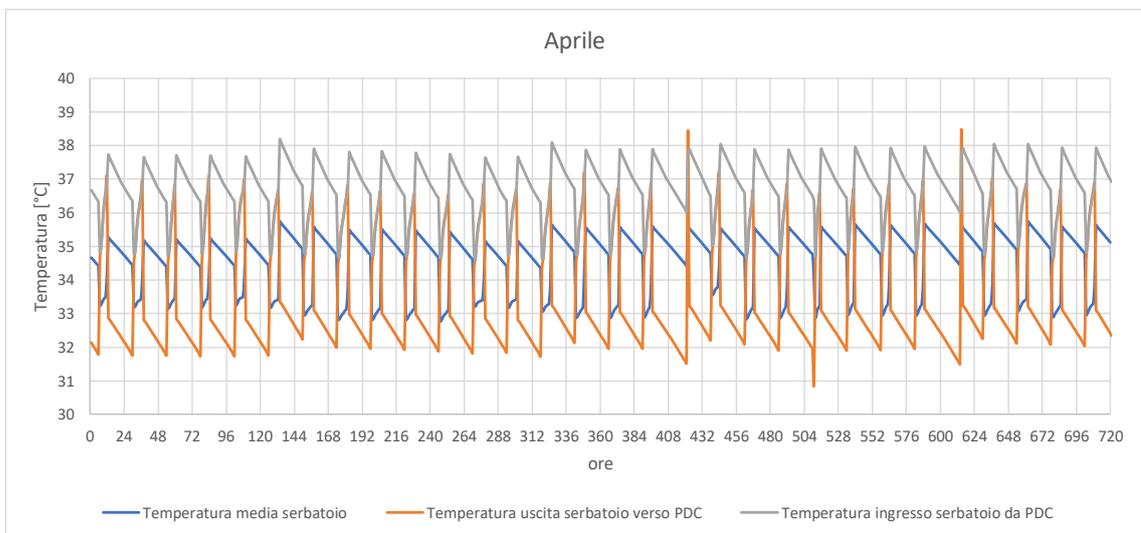
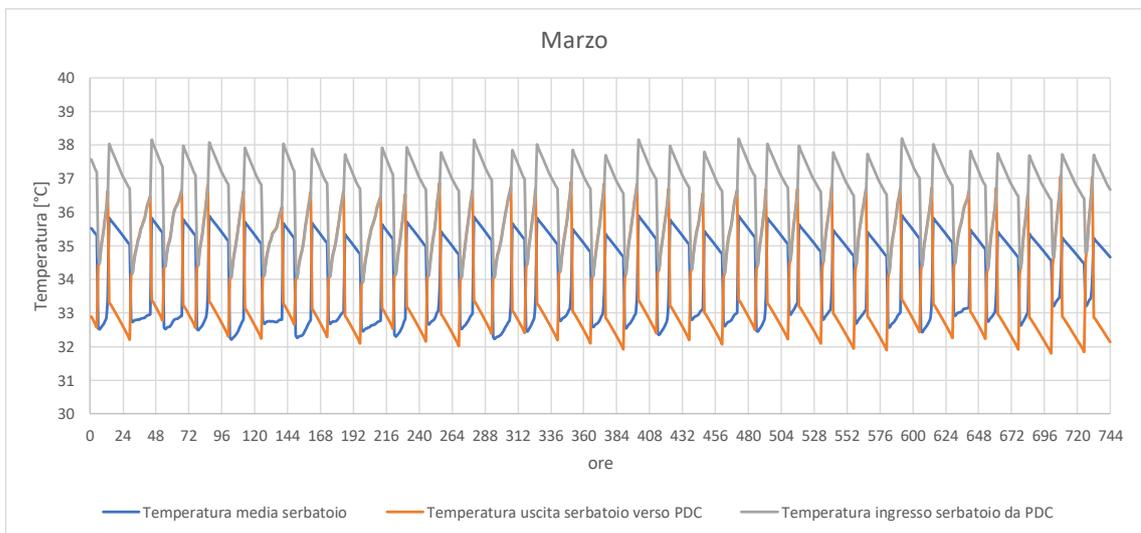
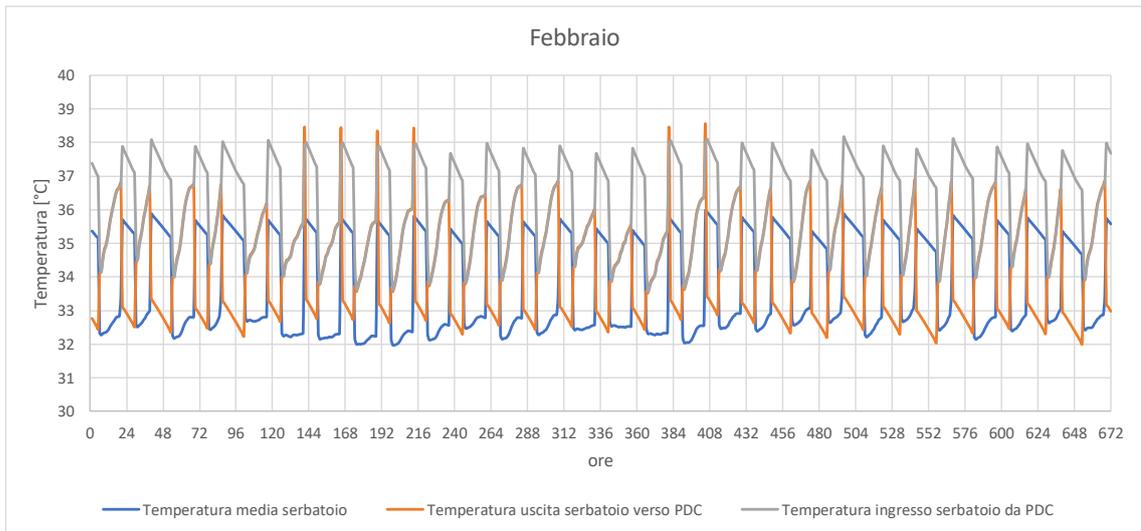


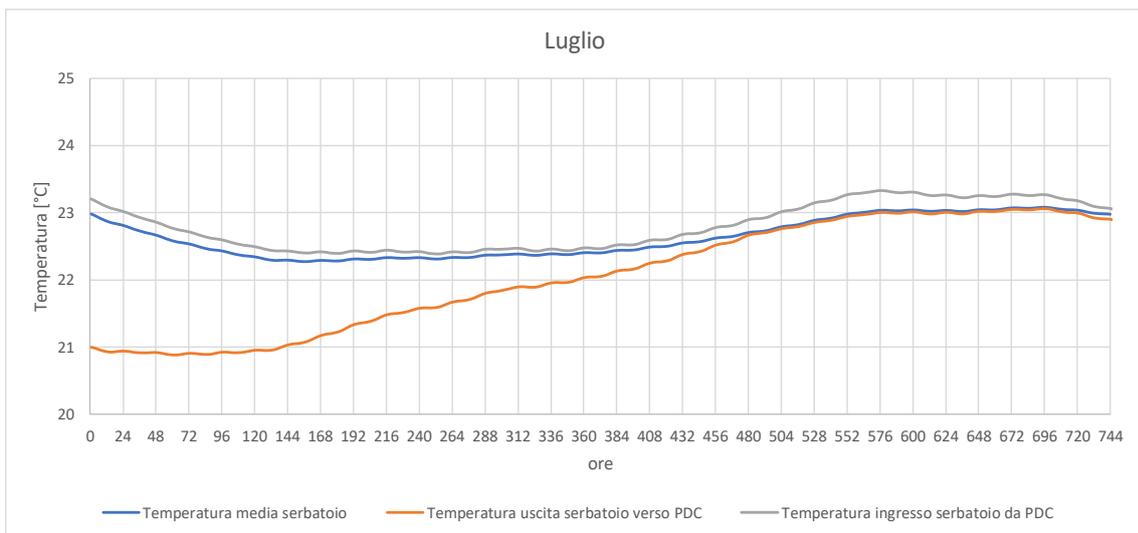
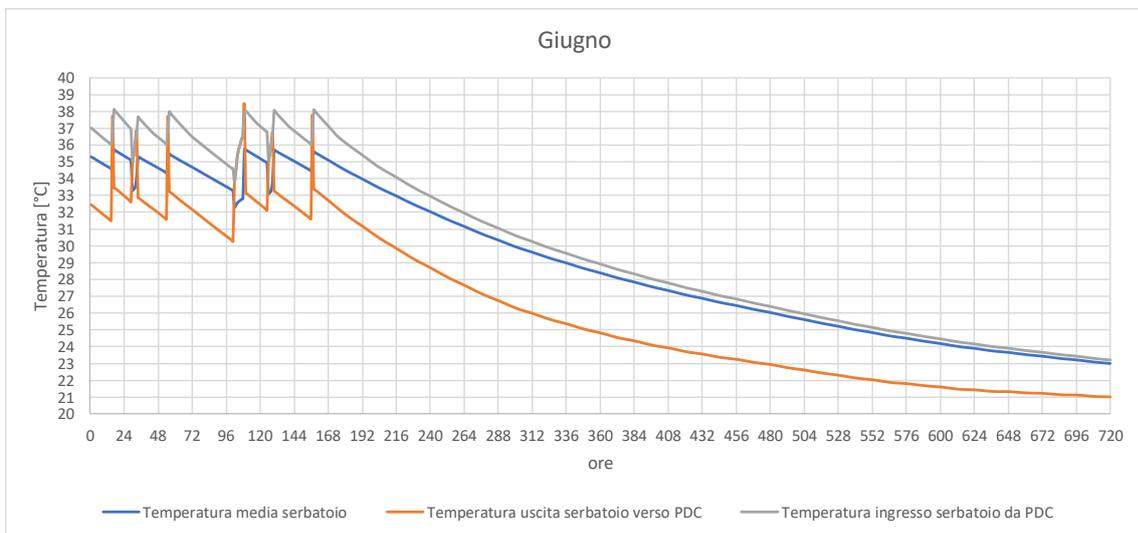
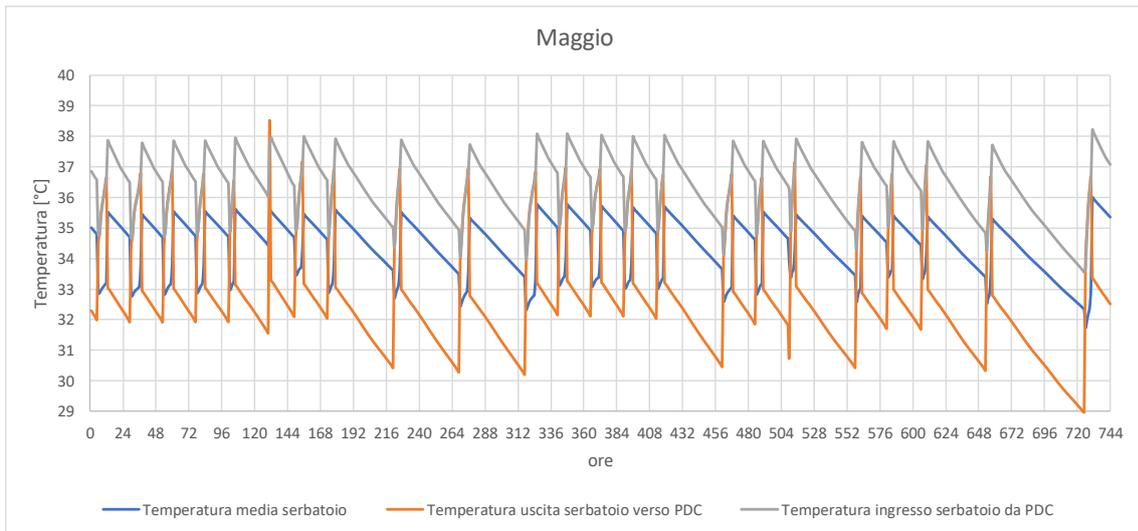
Di seguito troviamo invece le temperature del circuito che collega la PDC al serbatoio con la temperatura media del serbatoio di accumulo termico, la temperatura di ingresso nello scambiatore del serbatoio dalla PDC e la temperatura di uscita dallo scambiatore del serbatoio verso la PDC.

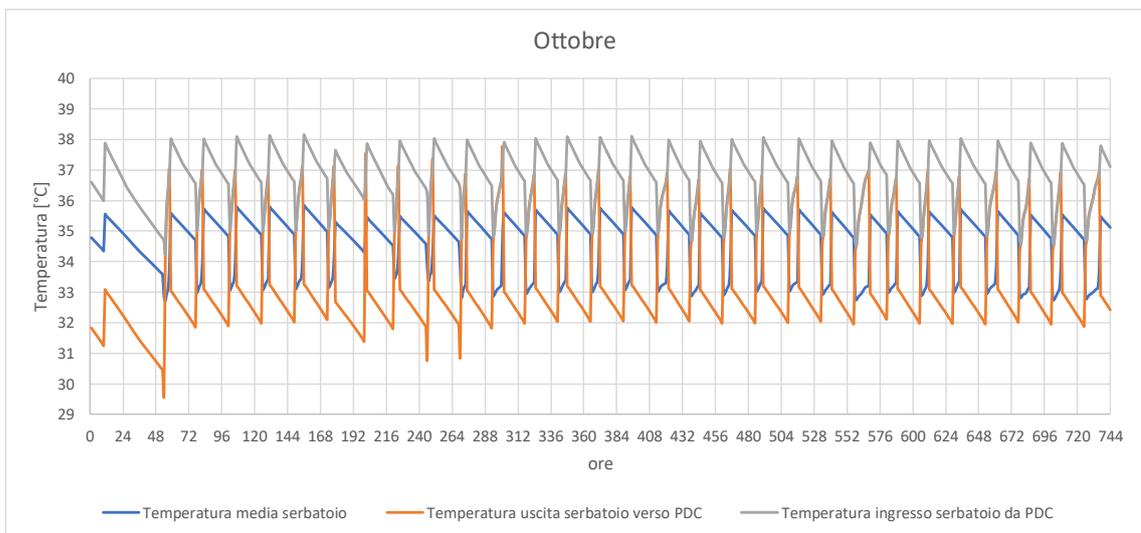
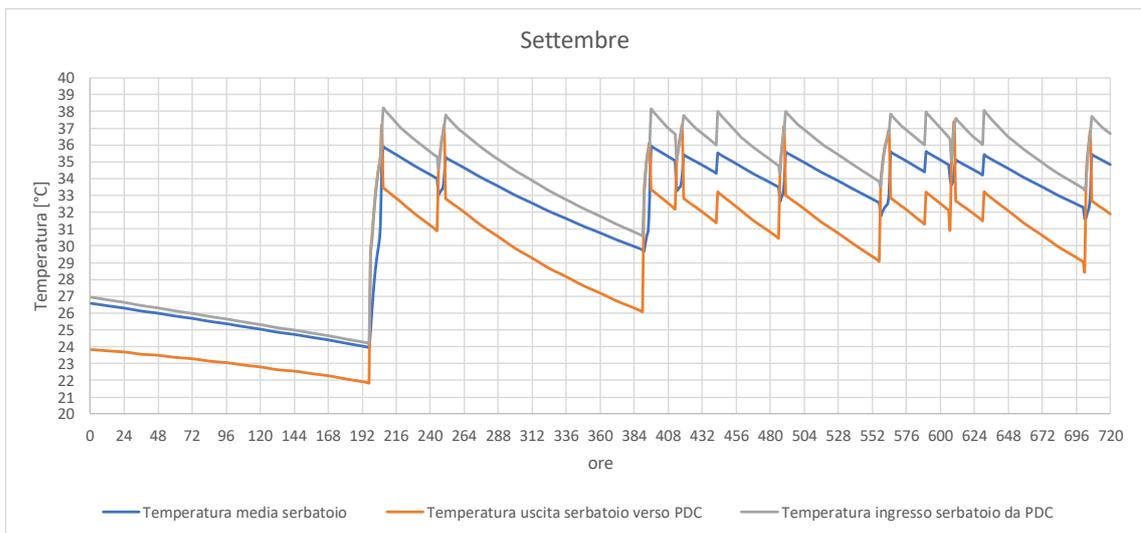
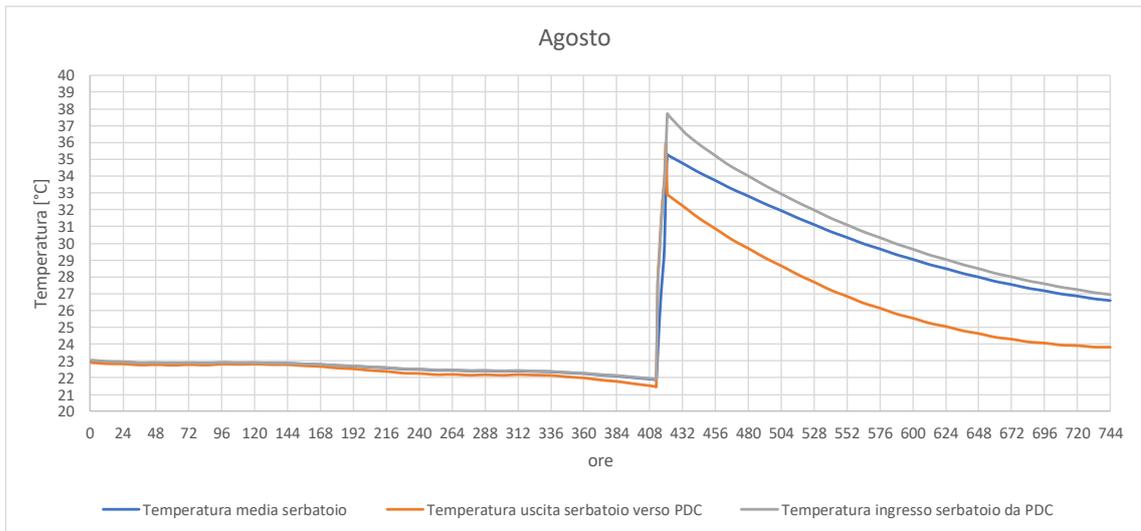
In grigio troviamo la temperatura di ingresso al serbatoio in arrivo dalla PDC che varia tra i 32 °C ed i 37 °C. Ad un differenziale di temperatura di circa 5 °C inferiore troviamo in arancione la temperatura di uscita dal serbatoio che torna verso la PDC.

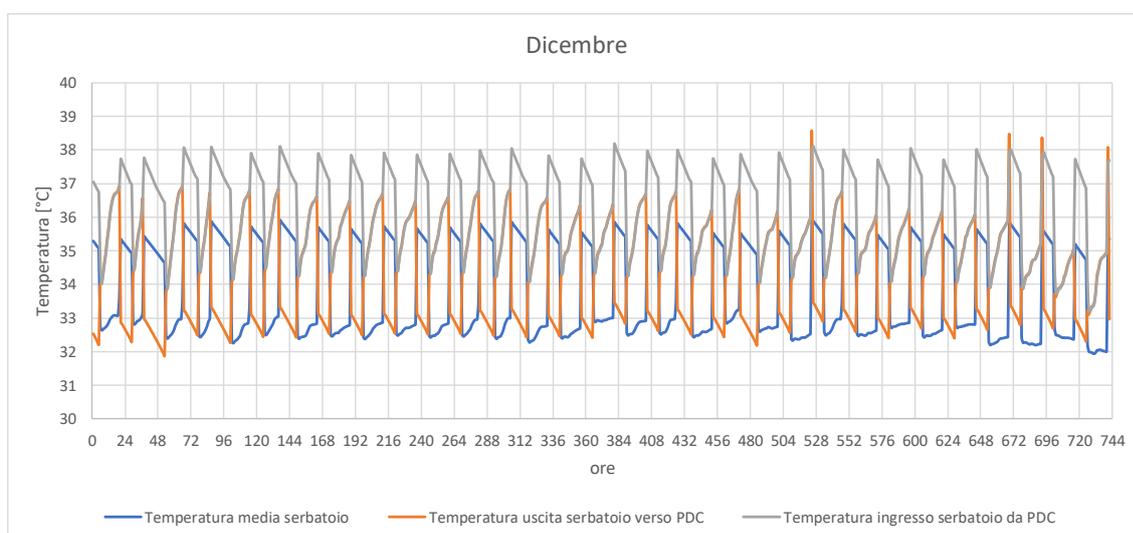
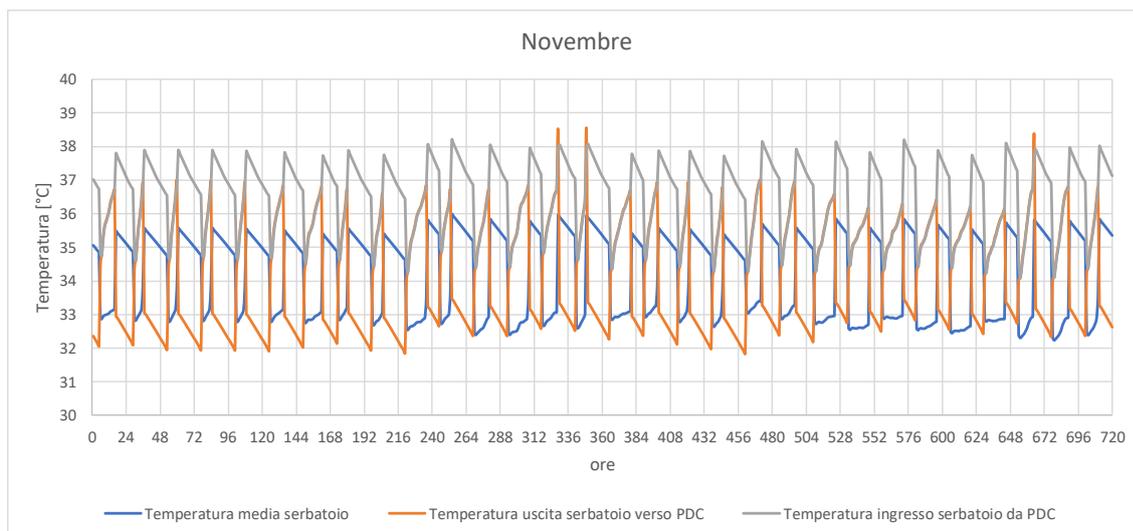
In blu troviamo la temperatura media dell'accumulo termico e possiamo notare come nei mesi di giugno, luglio ed agosto, quanto l'impianto di riscaldamento risulta spento, questa temperatura tenda a quella del circuito di scambio che la collega alla PDC. La temperatura media del serbatoio varia nei periodi di funzionamento dell'impianto di riscaldamento tra i 36 °C ed i 32 °C.









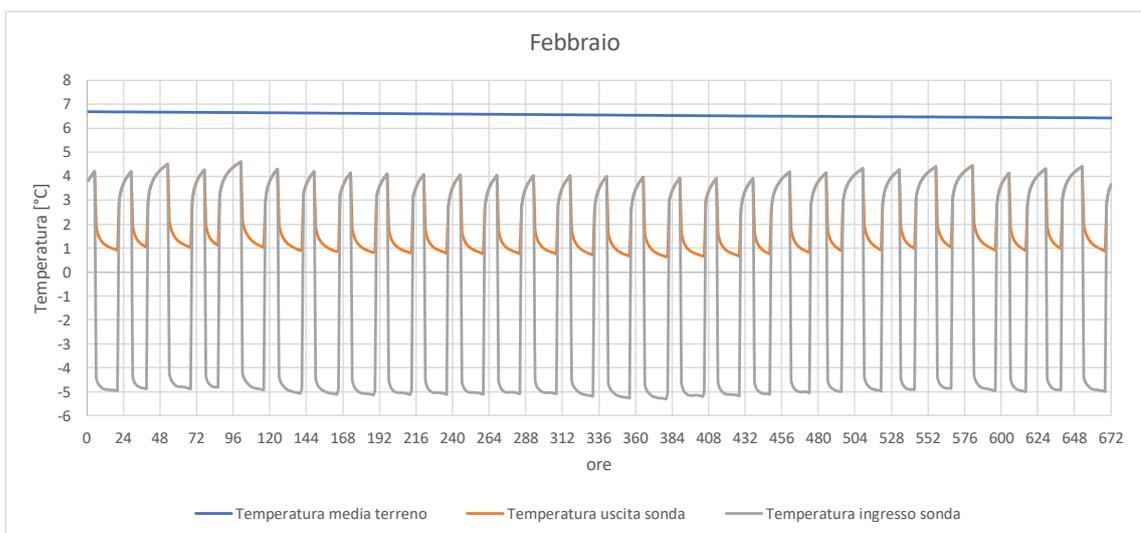
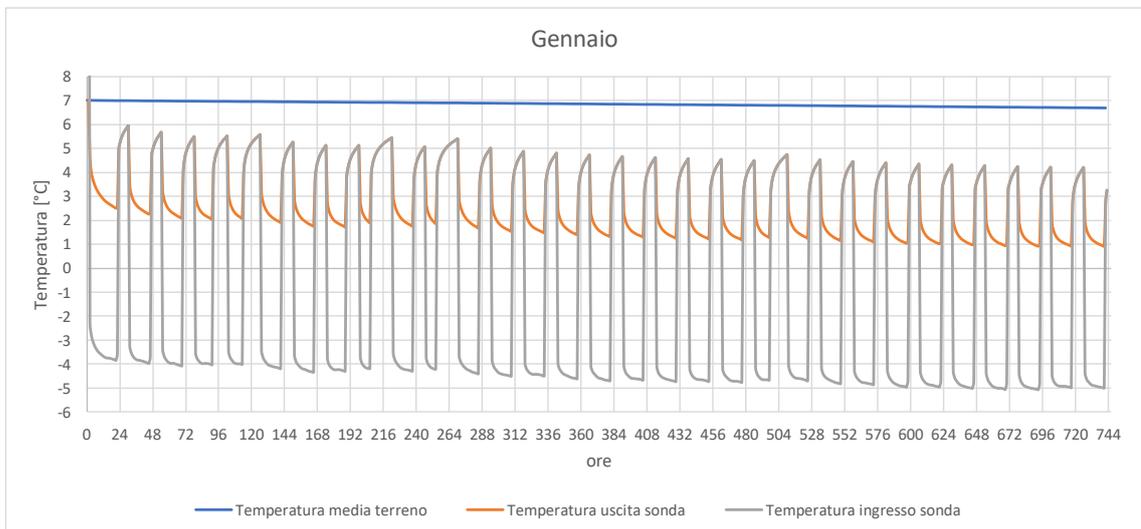


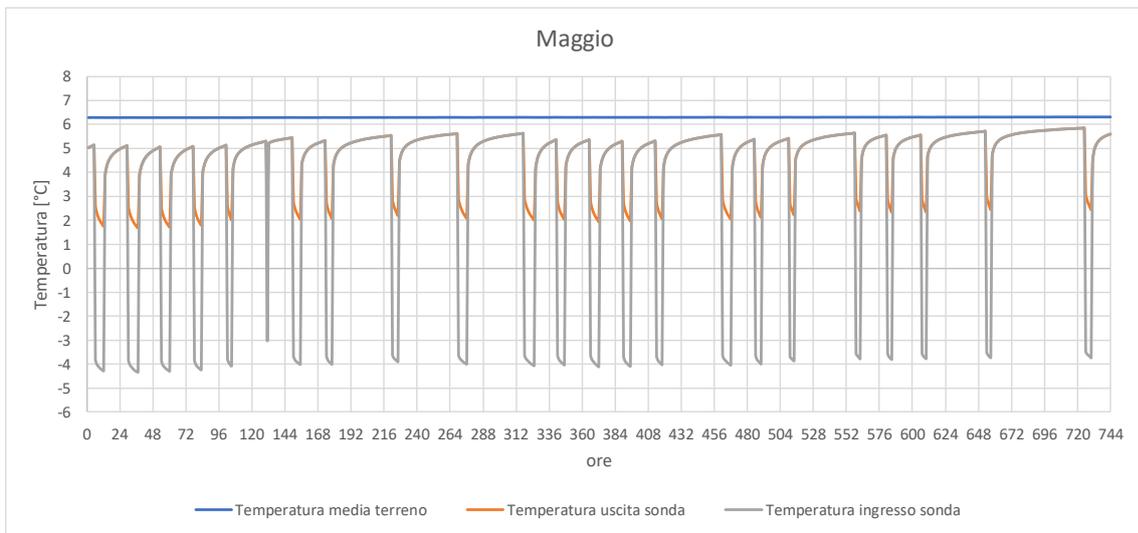
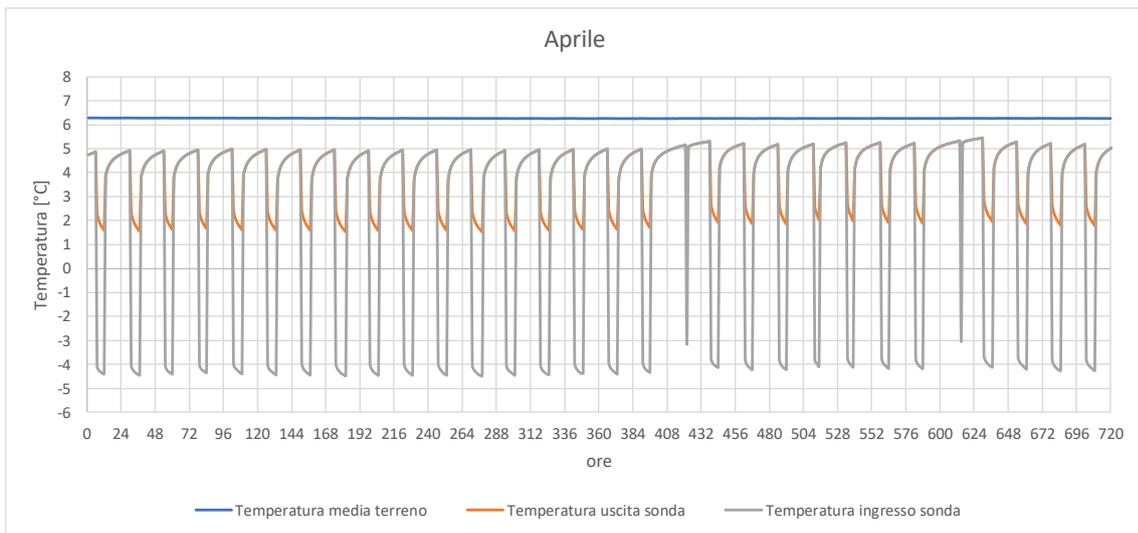
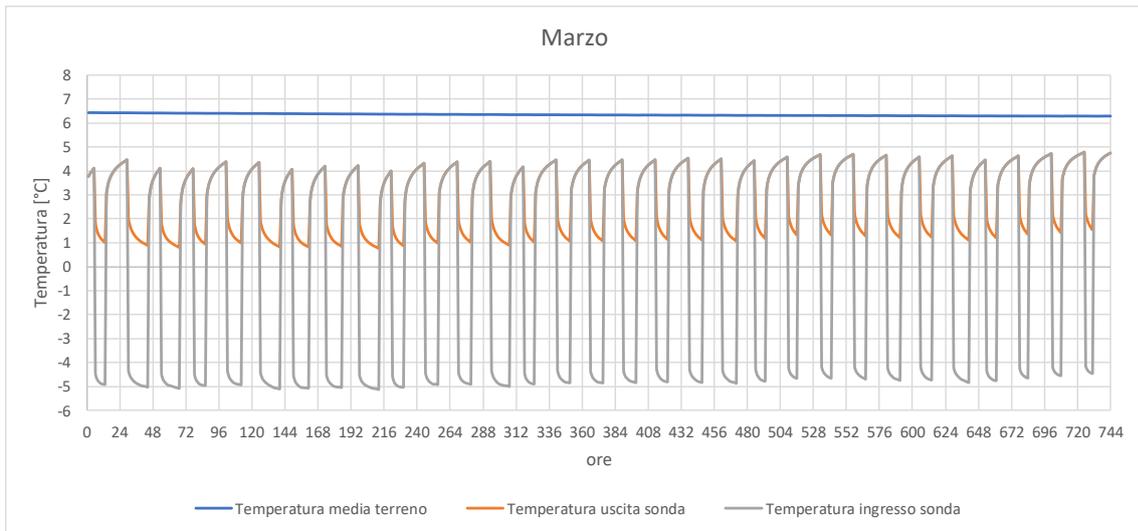
Di seguito troviamo l'ultimo circuito dell'impianto quello che riguarda la sonda geotermica ed il terreno in cui questa è inserita. I grafici seguenti rappresentano le temperature di ingresso ed uscita della sonda geotermica e del terreno indisturbato.

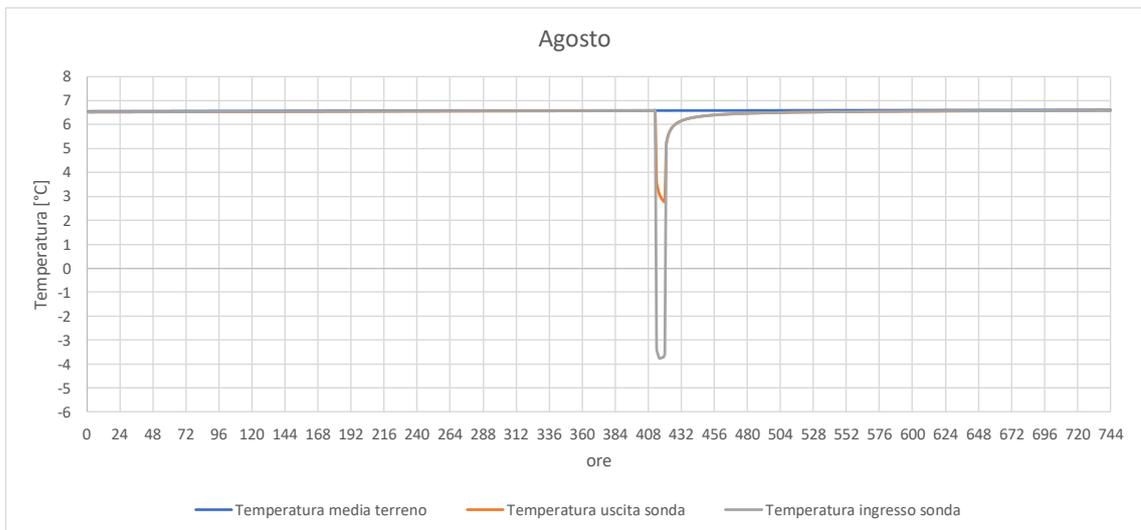
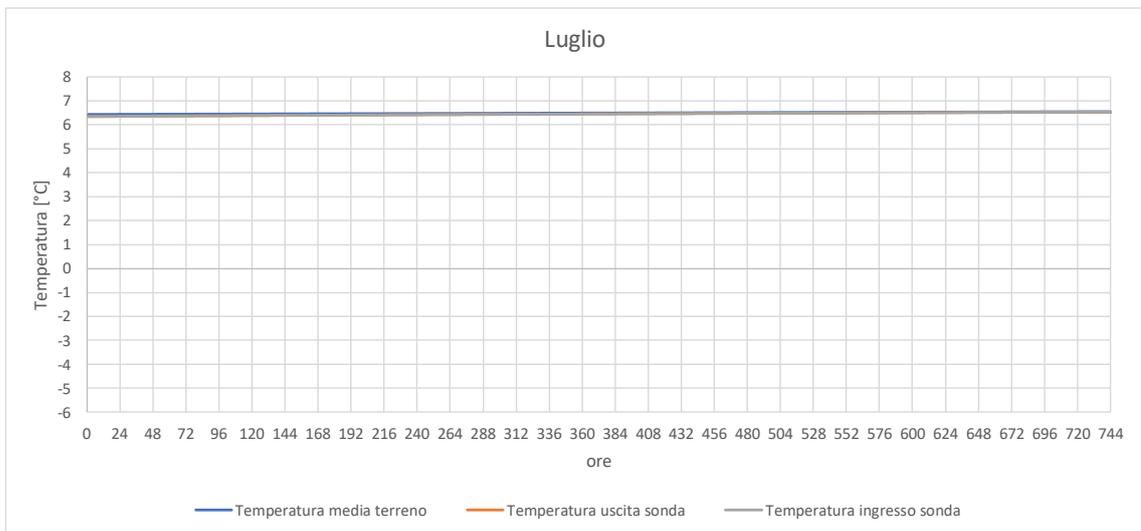
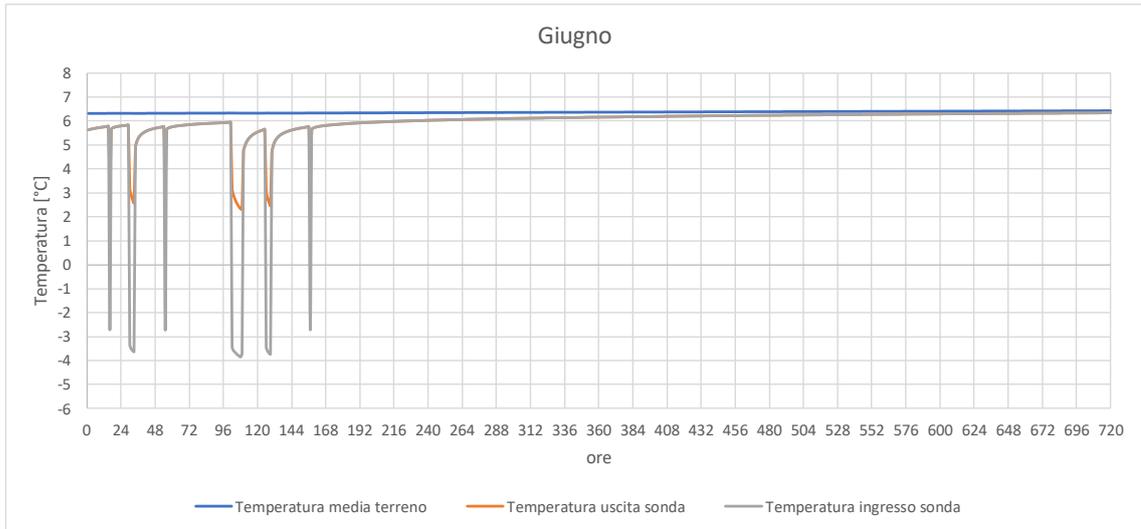
In blu è presente l'andamento della temperatura del terreno che tende a scendere da gennaio fino a giugno, passando dai 7 °C ai 6,3 °C perdendo poco più di 0,1 °C ogni mese. Da giugno, infatti, l'impianto viene spento e questo permette al terreno di recuperare 0,3 °C fino a settembre quando l'impianto viene riacceso. Alla fine dell'anno in simulazione il terreno possiede una temperatura di 6,1 °C. Questa è la rappresentazione della considerazione che è stata fatta in precedenza riguardante le implicazioni sul lungo periodo di utilizzo di un impianto geotermico. La nuova stagione di riscaldamento partirà da una temperatura, 6,1 °C, che risulta essere di quasi un grado inferiore all'anno precedente e l'anno seguente soffrirà della medesima problematica. Risulta dunque necessario immaginare una soluzione per trasmettere ogni anno parte dell'energia termica

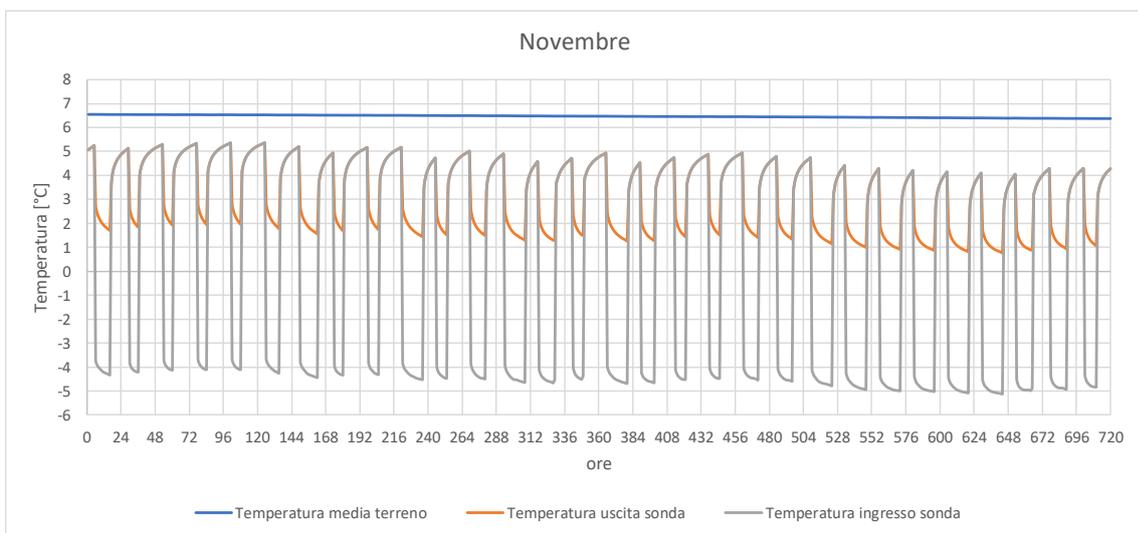
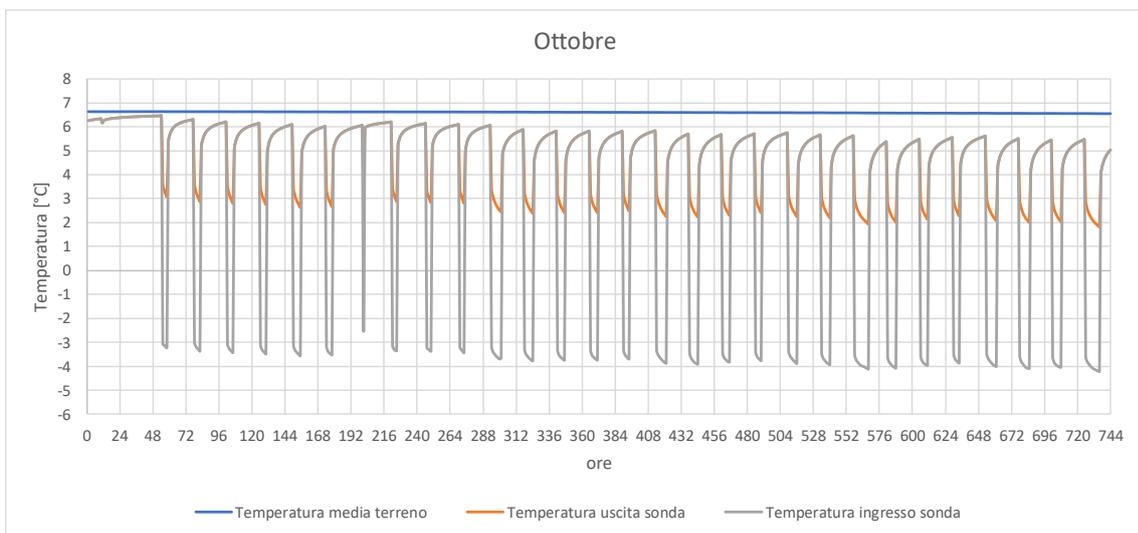
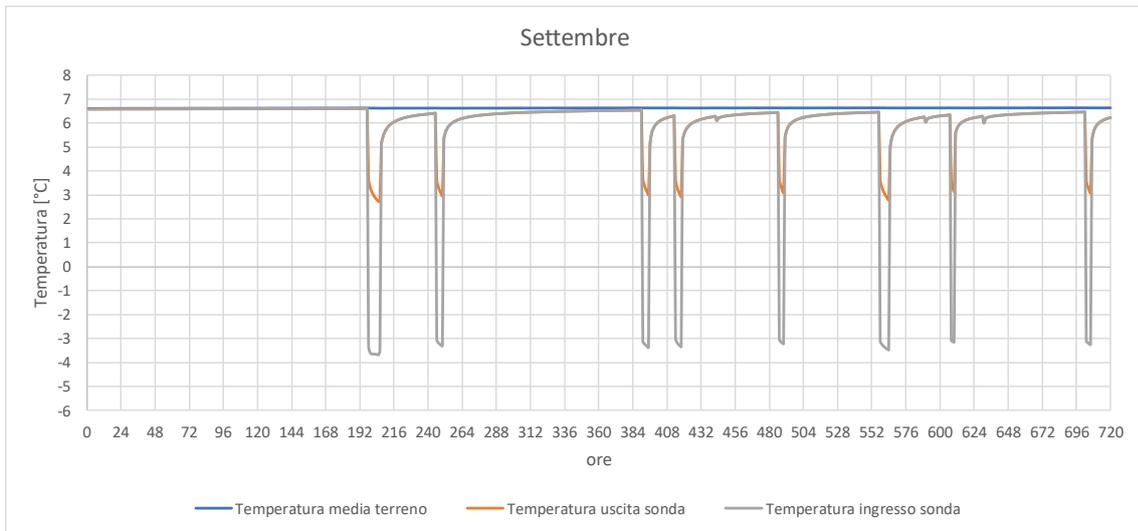
sottratta al terreno in maniera attiva e non semplicemente attendendo che la temperatura del terreno si ristabilizzi.

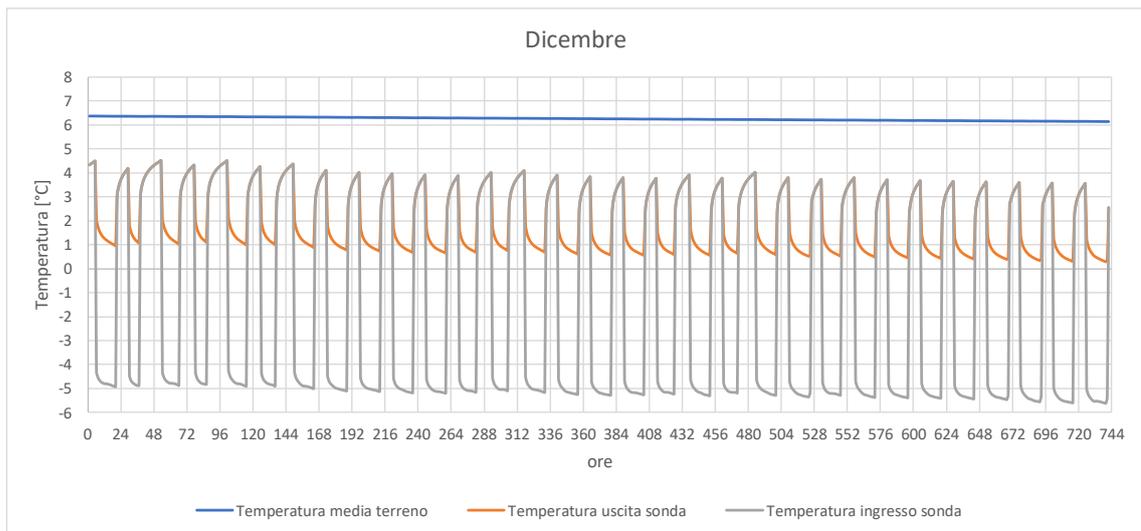
In aranzione e grigio sono presenti rispettivamente le temperature della sonda geotermica di uscita ed ingresso. Anche in questo caso il differenziale termico fra le due è di circa 5-6 °C. La temperatura di uscita dalla sonda geotermica varia durante l'anno partendo da un range di temperature compreso tra 2-1 °C per poi a dicembre raggiungere un range di 1-0 °C. Questo è dovuto alla diminuzione della temperatura del terreno. Anche in questa rappresentazione si può notare come a giugno si spenga l'impianto di riscaldamento e quindi le temperature della sonda tendono alla temperatura del terreno intorno ai 6-7 °C. Guardando i grafici è possibile osservare la peculiarità e la forza del funzionamento di una PDC che assorbe calore a bassa temperatura dal terreno trasferendo poi la potenza termica estratta a più alta temperatura al serbatoio.



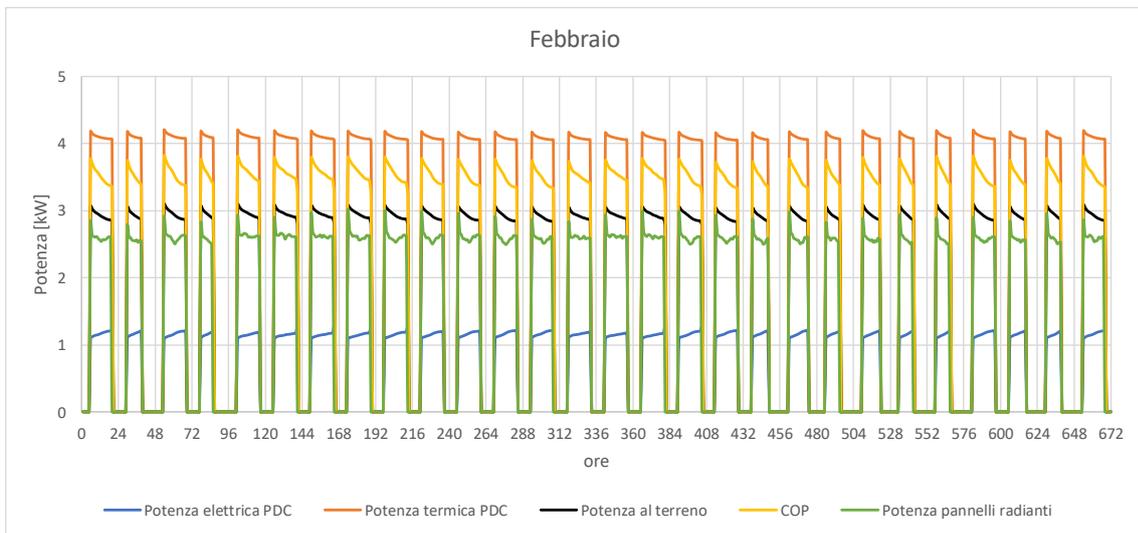
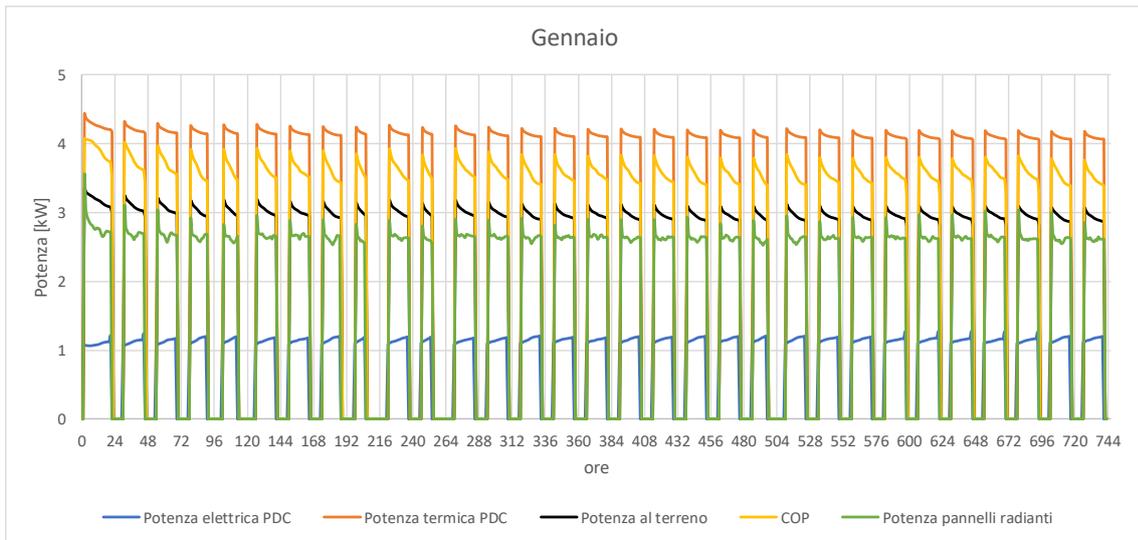


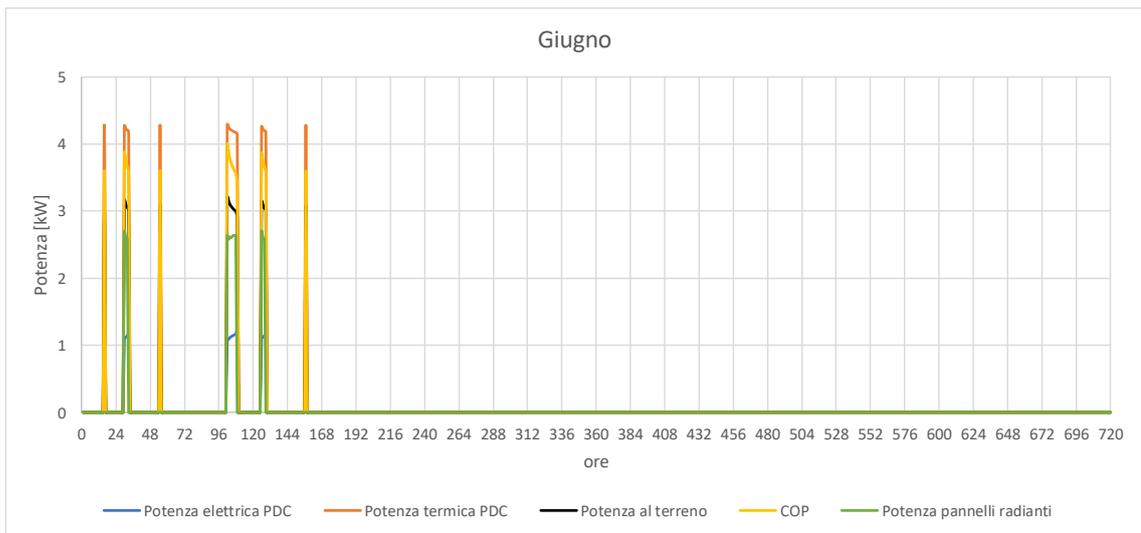
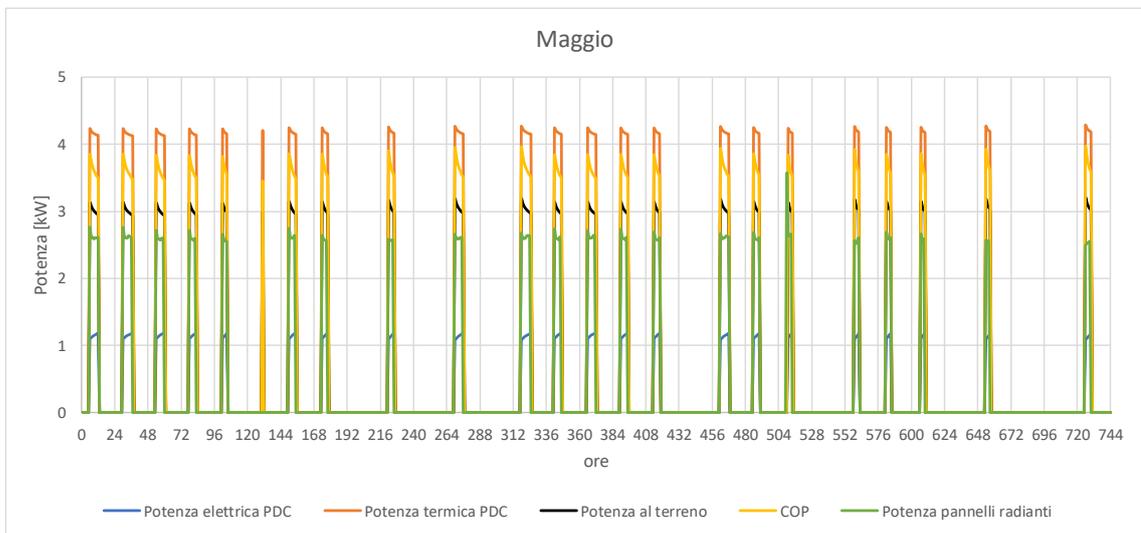
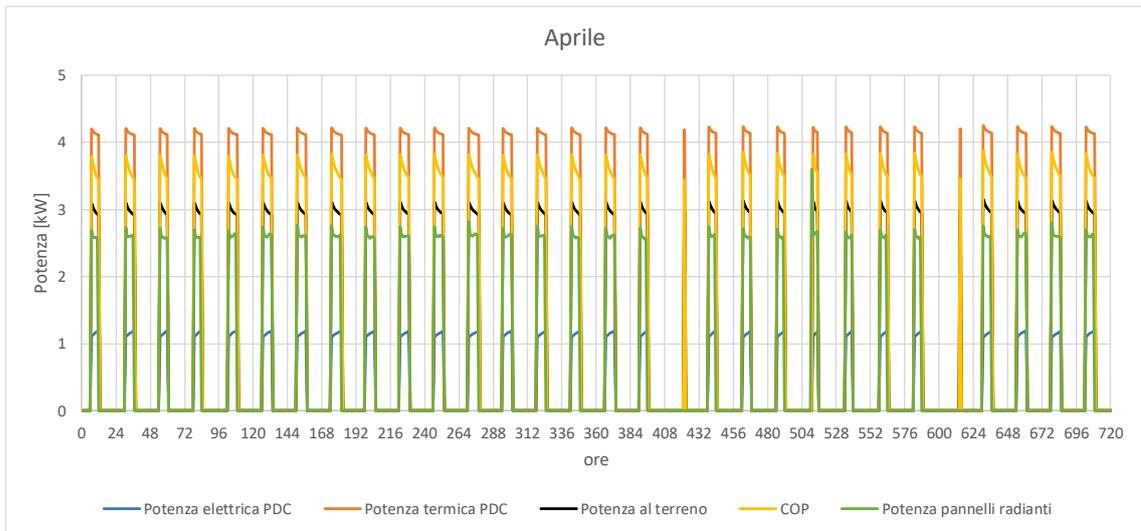


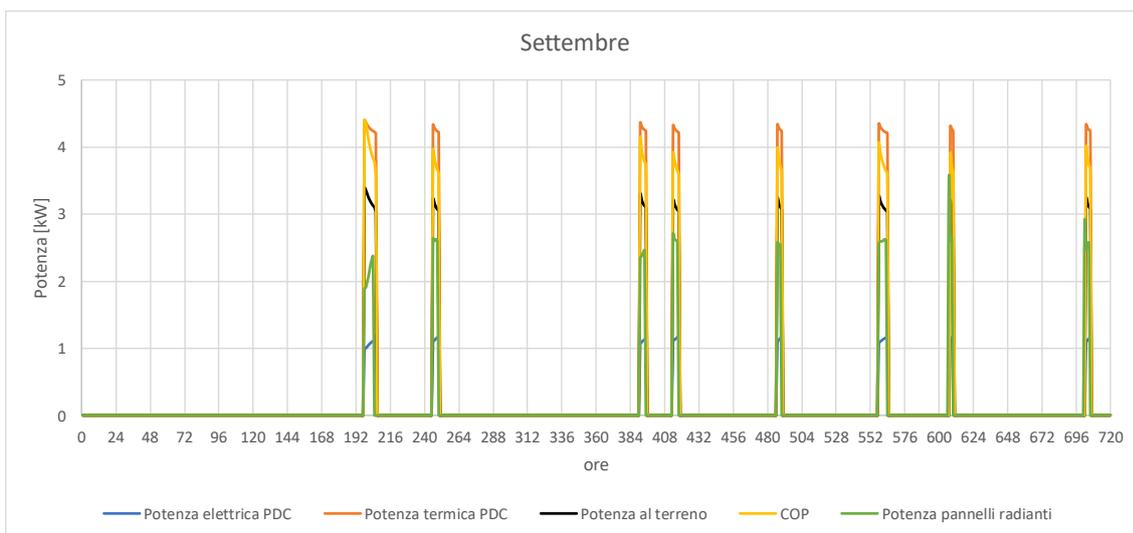
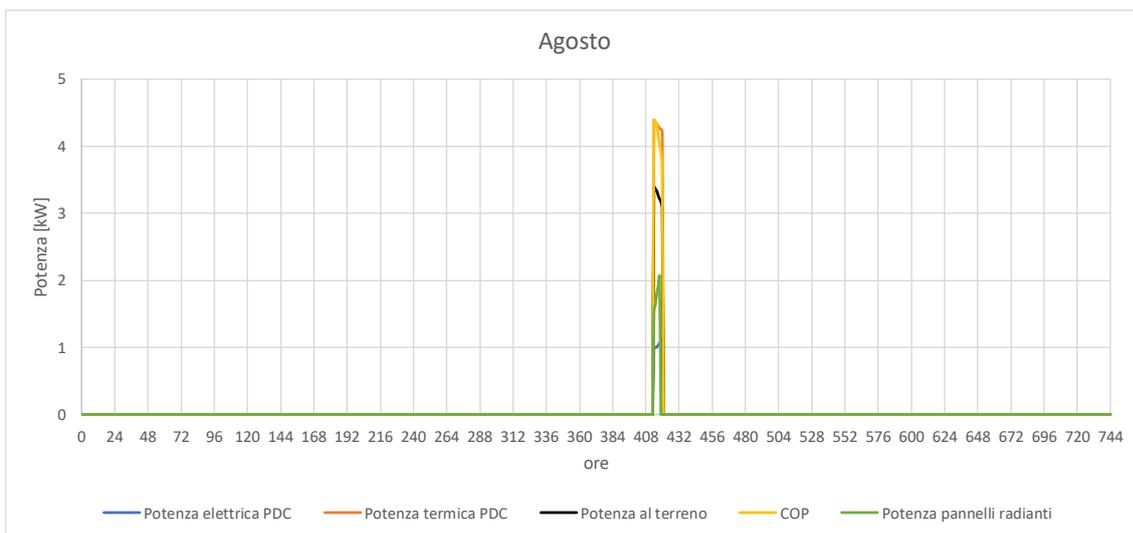
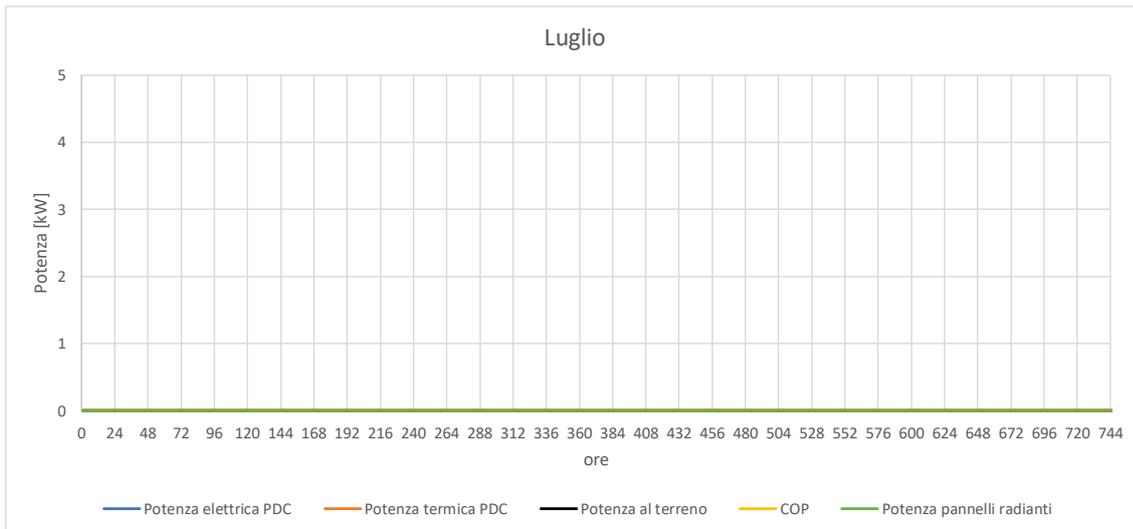


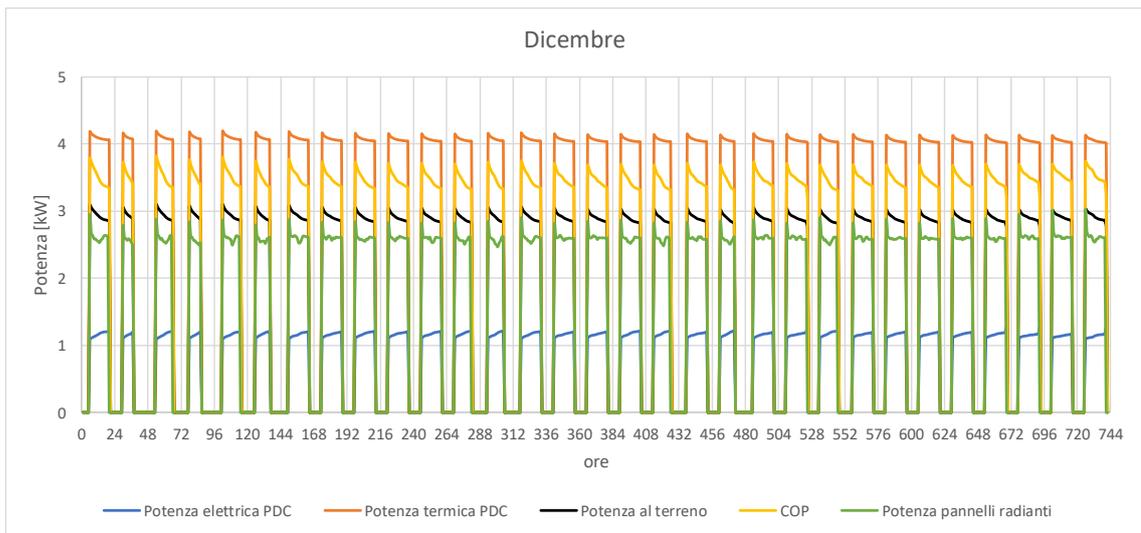
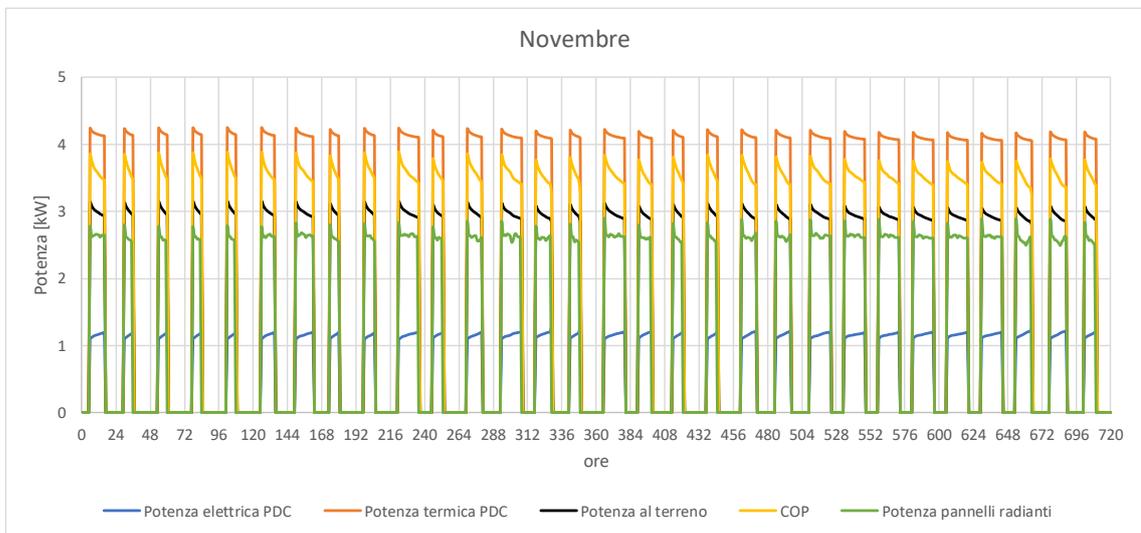
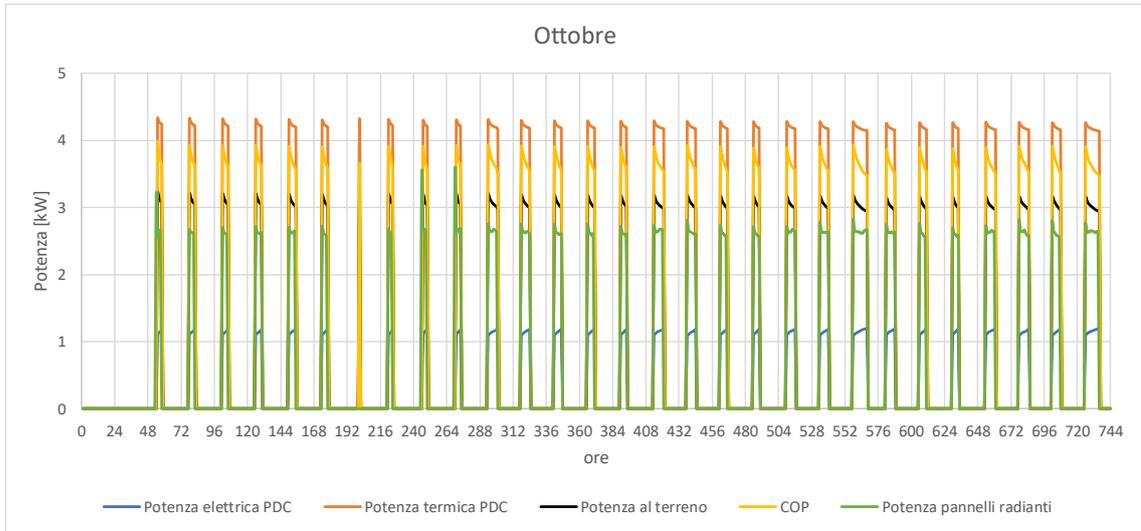


I seguenti grafici invece mostrano le potenze scambiate e le prestazioni della PDC. In arancione viene rappresentata la potenza scambiata al serbatoio che corrisponde alla potenza termica prodotta dalla PDC che si attesta sempre di poco al di sopra dei 4 kW. Al di sotto di queste due potenze troviamo la curva rossa del COP della PDC che rimane sempre nel range 3,5-4. In nero troviamo la potenza termica che la pompa riceve dal terreno. Questa potenza rappresenta l'energia rinnovabile sulla quale il funzionamento della PDC geotermica si basa. È presente poi la potenza scambiata da parte dei pannelli radianti nell'abitazione che in media si attesta a 2,7 kW. In blu infine, la potenza più importante al fine del dimensionamento fotovoltaico, la potenza elettrica consumata dalla PDC. Si può apprezzare come il consumo elettrico sia praticamente costante intorno a 1,2 kW e come questo produca una potenza termica di circa 4 kW da scambiare con il serbatoio di accumulo. Si può notare anche come il numero di ore di funzionamento massimo, la larghezza dei picchi, che si hanno per la PDC sia di 12 ore consecutive nei mesi freddi come gennaio per arrivare a durate di funzionamento continuativo pari a 3 ore per esempio a settembre. Nei mesi invernali è presente un picco di consumi per ogni giorno di funzionamento e la durata del picco dipende direttamente dalla temperatura esterna. Più ci si avvicina al periodo estivo e più i consumi giornalieri tendono a ridursi in durata fino a raggiungere lo spegnimento totale dell'impianto.

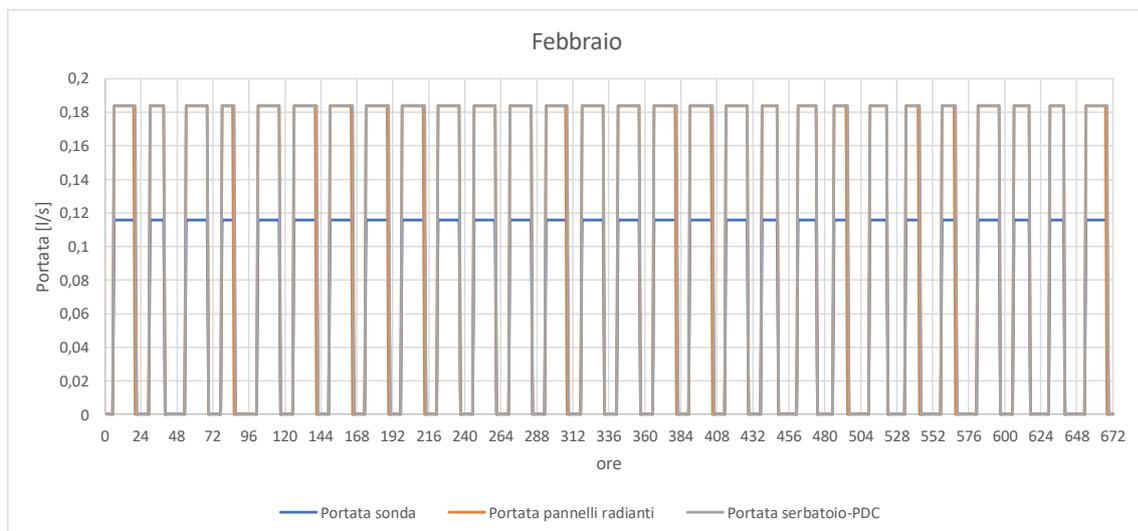
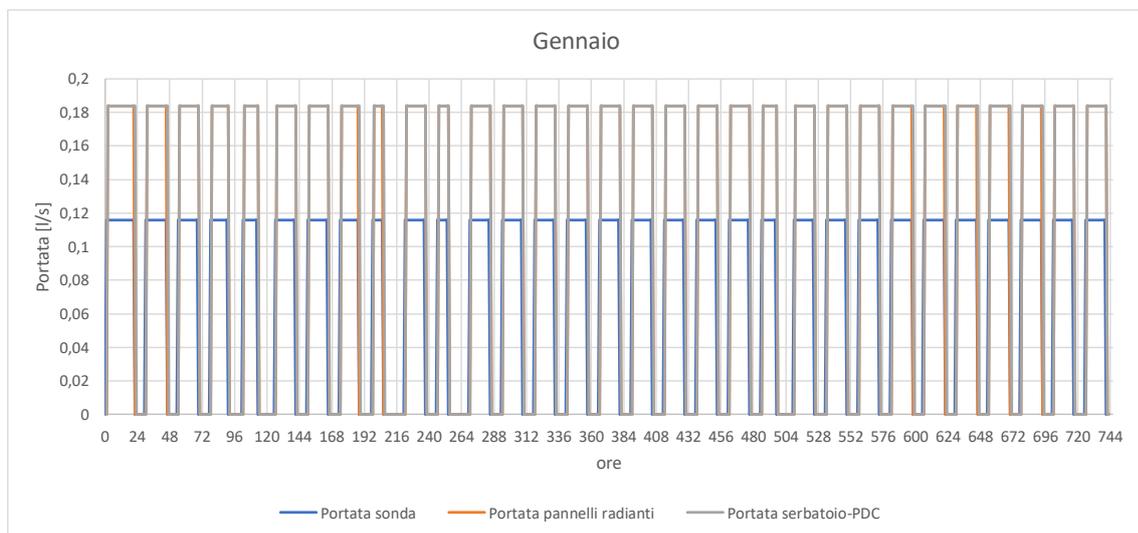


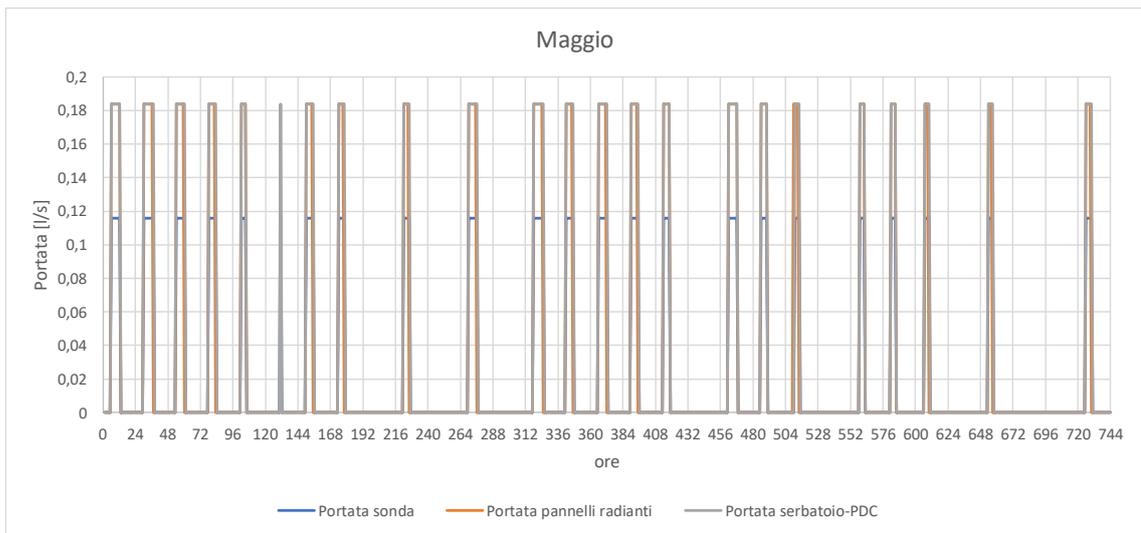
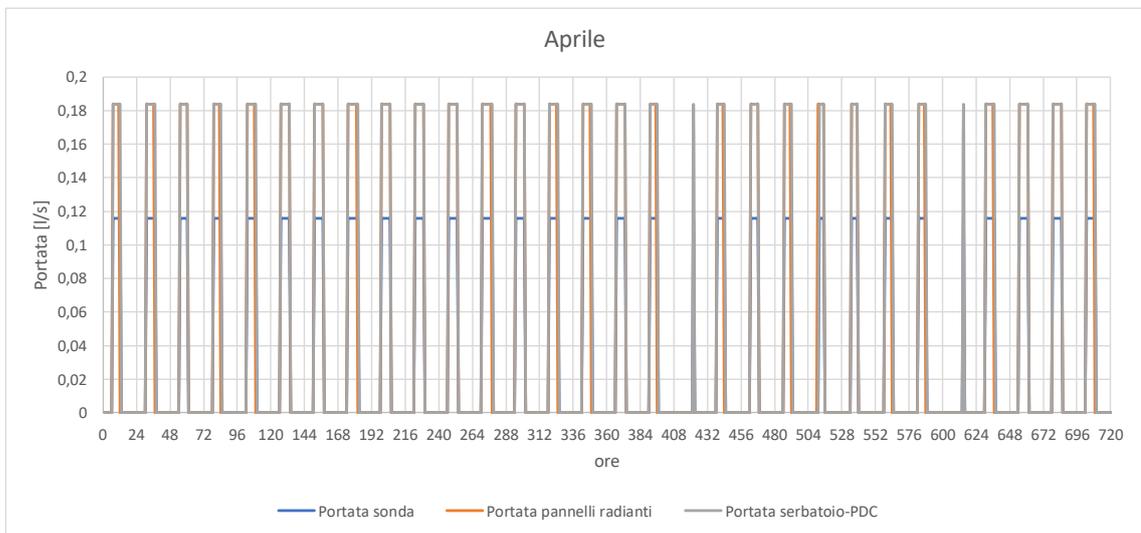
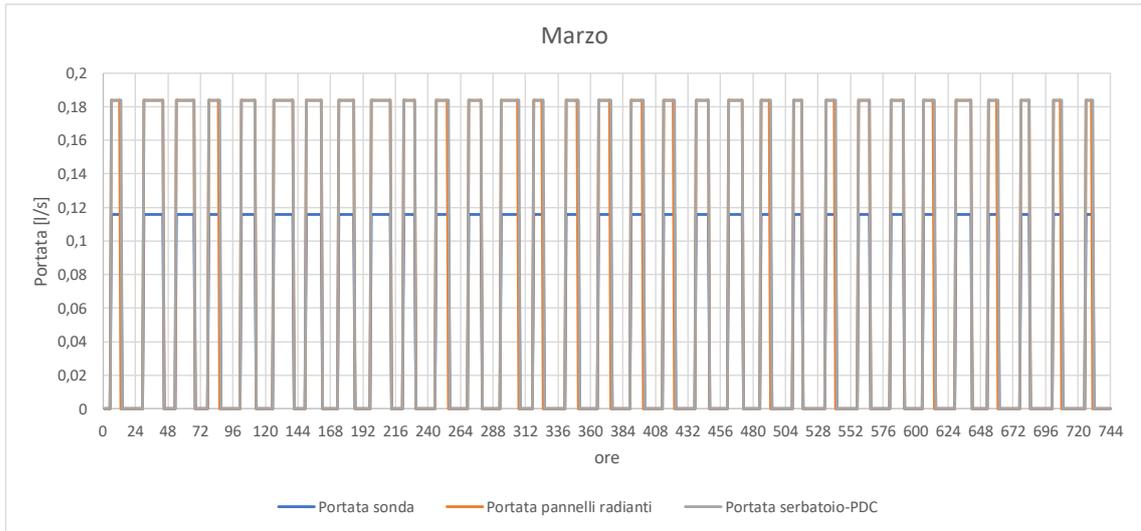


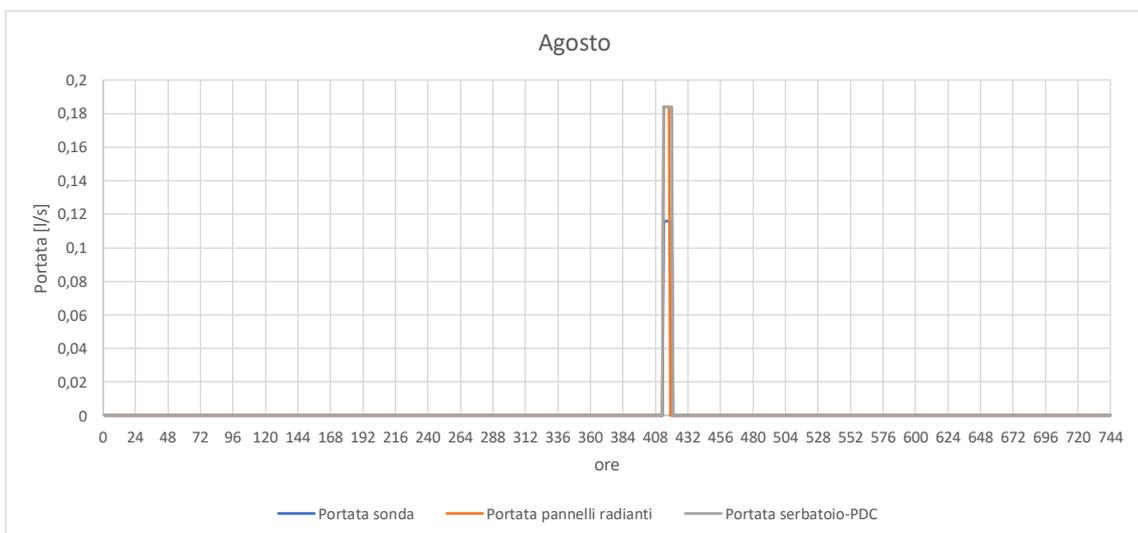
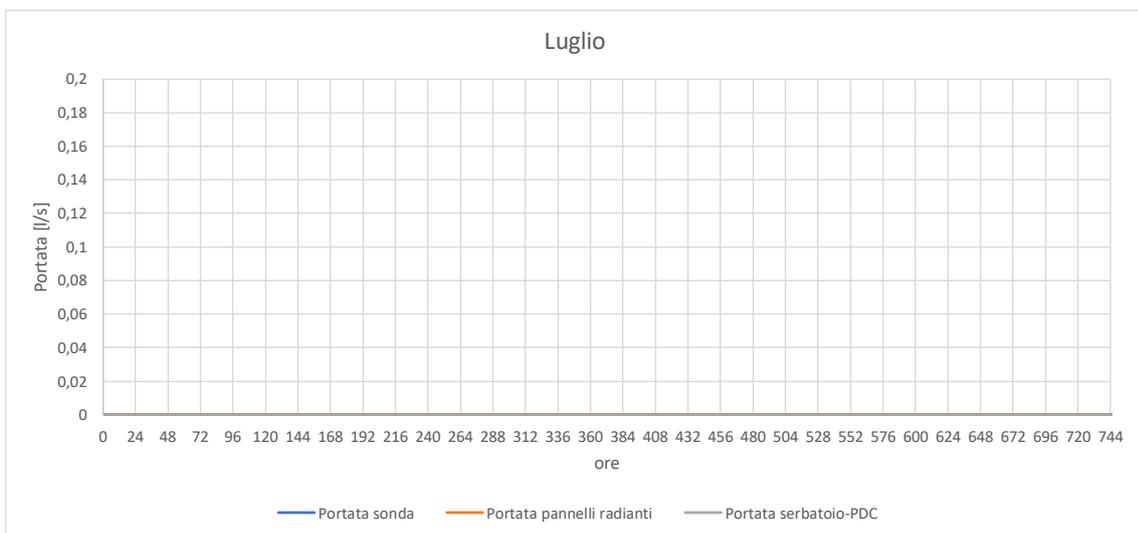
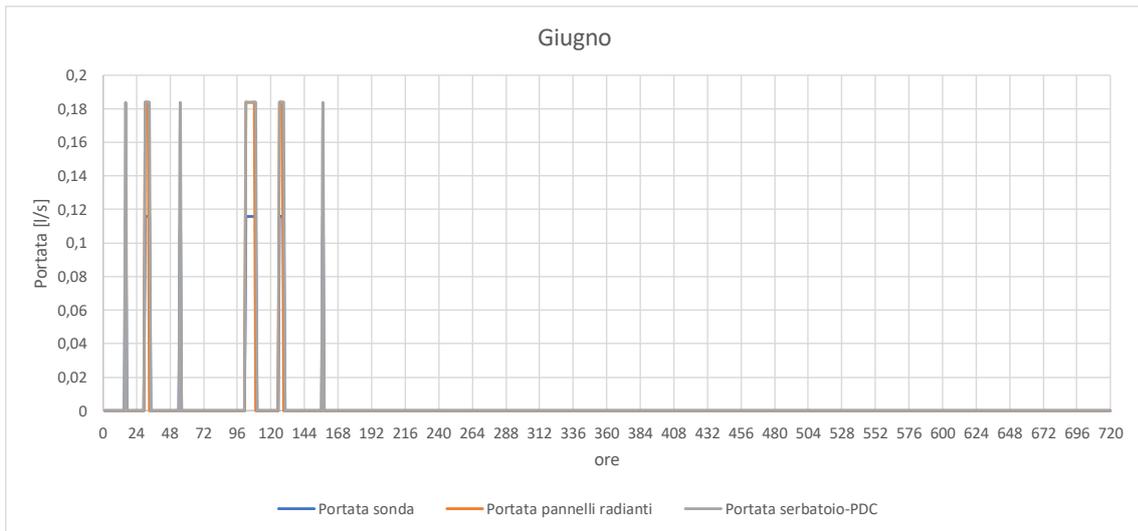


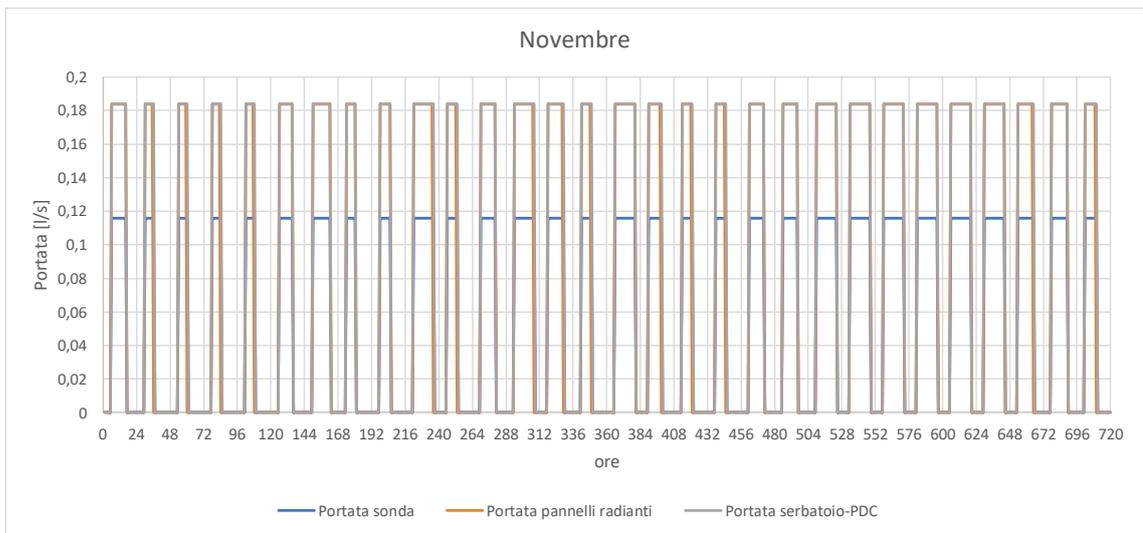
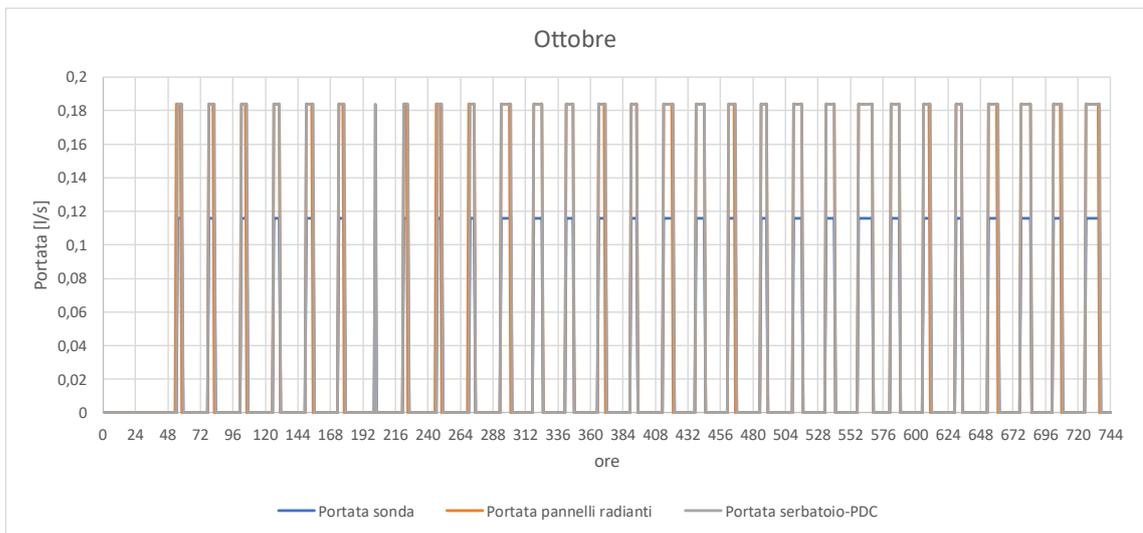
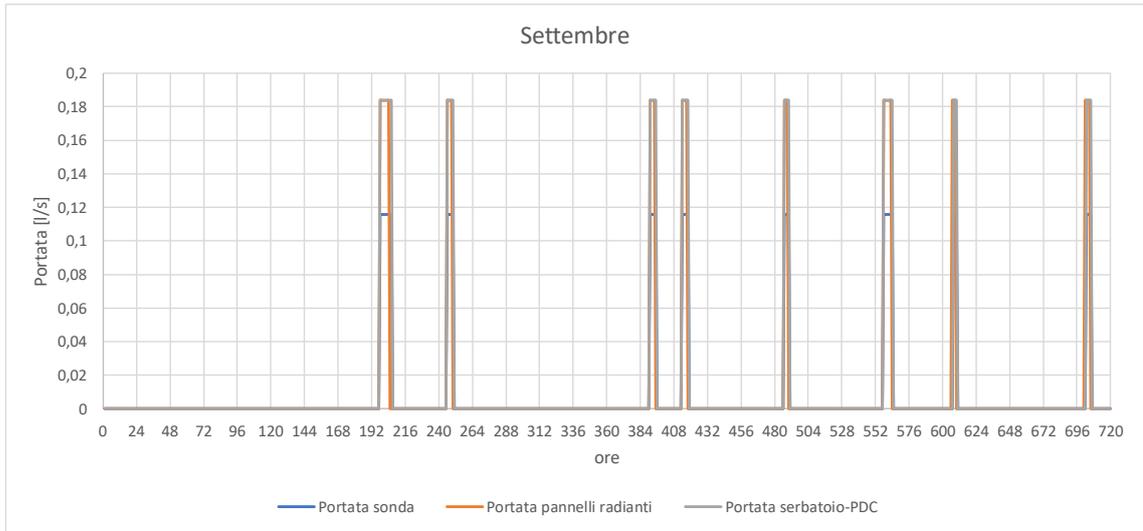


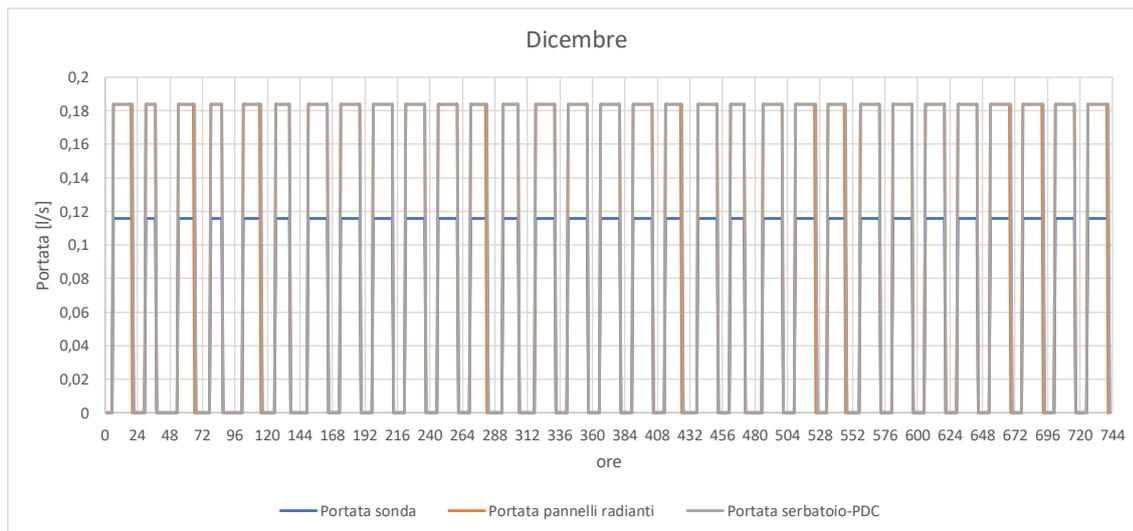
Di seguito si trova l'andamento delle portate nei tre circuiti principali: pannelli radianti e serbatoio di accumulo, serbatoio e PDC, PDC e sonda geotermica. La portata che circola tra la PDC e il serbatoio ed il serbatoio ed i pannelli radianti è la medesima in quanto si possiedono gli stessi salti di temperatura, le stesse potenze scambiate e lo stesse caratteristiche del fluido termovettore, l'acqua. La portata che passa nella sonda geotermica invece scambia una potenza inferiore ed il fluido termovettore è differente, una miscela di acqua e glicole al 30 %, di conseguenza anche la portata risulta inferiore. Le portate di acqua risultano di 662 kg/h mentre quelle di acqua glicolata di 416 kg/h. A livello semplificato le pompe sono state fatte funzionare in modalità on-off e non in maniera modulante.











Se viene preso il mese di gennaio in considerazione, nello specifico il 5 gennaio, si possono notare le corrispondenze tra temperature, potenze scambiate e portate in circolo. Da questa rappresentazione giornaliera è possibile apprezzare quanto spiegato in precedenza come i differenziali di temperatura tra ingresso ed uscita dei singoli circuiti, il collegamento tra riscaldamento temperatura esterna ed interna (Figura 49), durata periodo di riscaldamento e potenze in gioco (Figura 50) ed infine le portate che circolano nei tre circuiti (Figura 51).

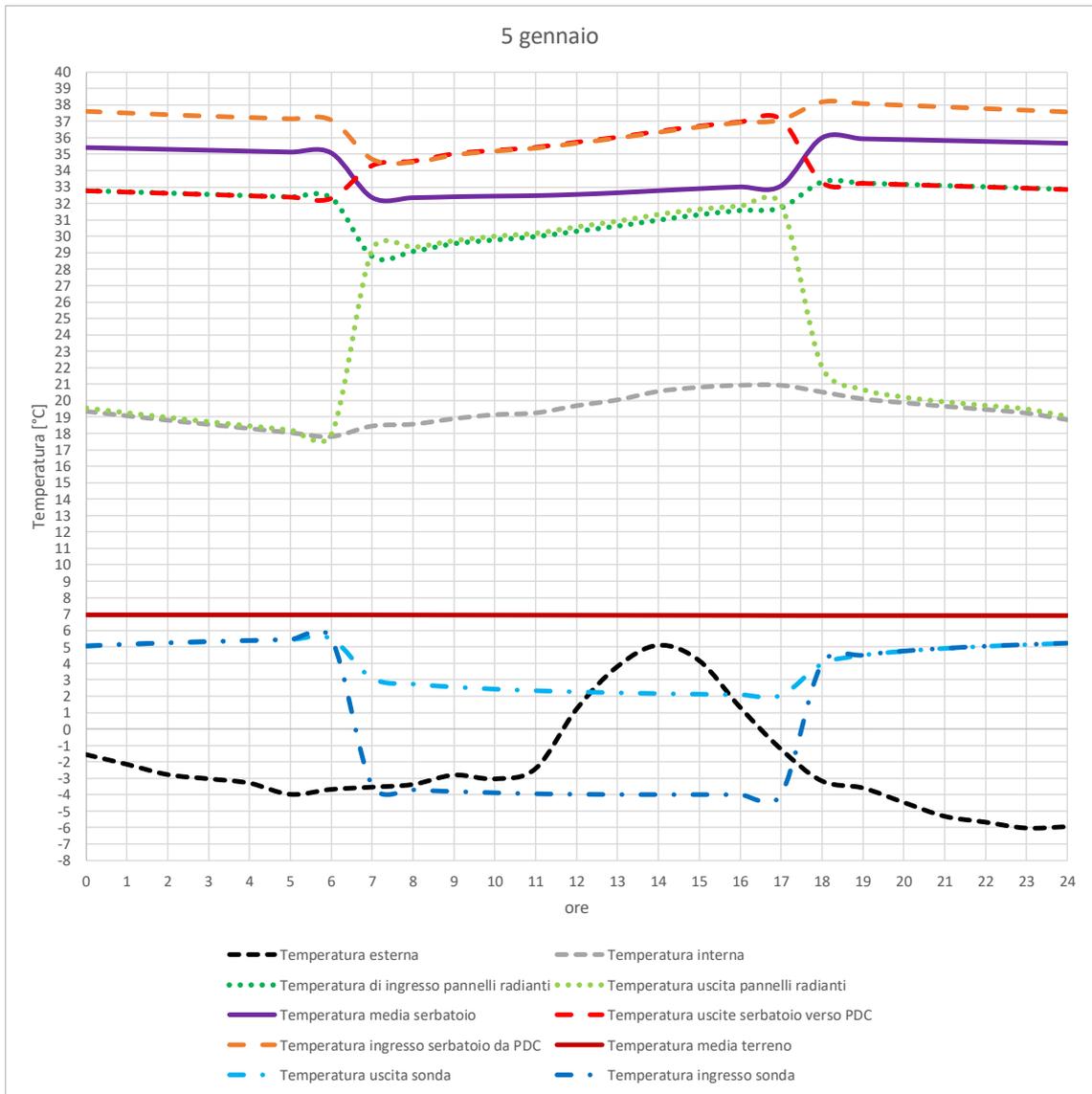


Figura 49: andamento delle temperature di esercizio dell'impianto di riscaldamento

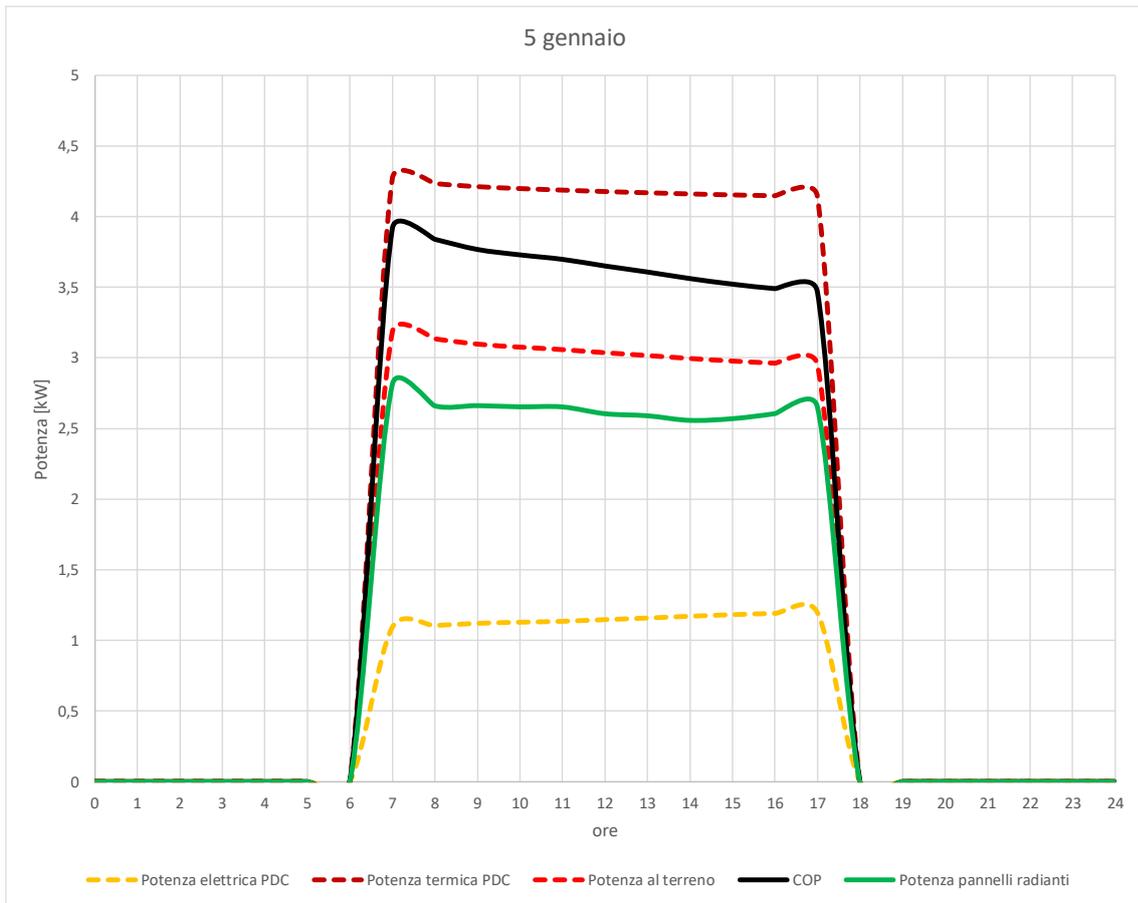


Figura 50: andamento delle potenze in gioco e del COP in un giorno di funzionamento

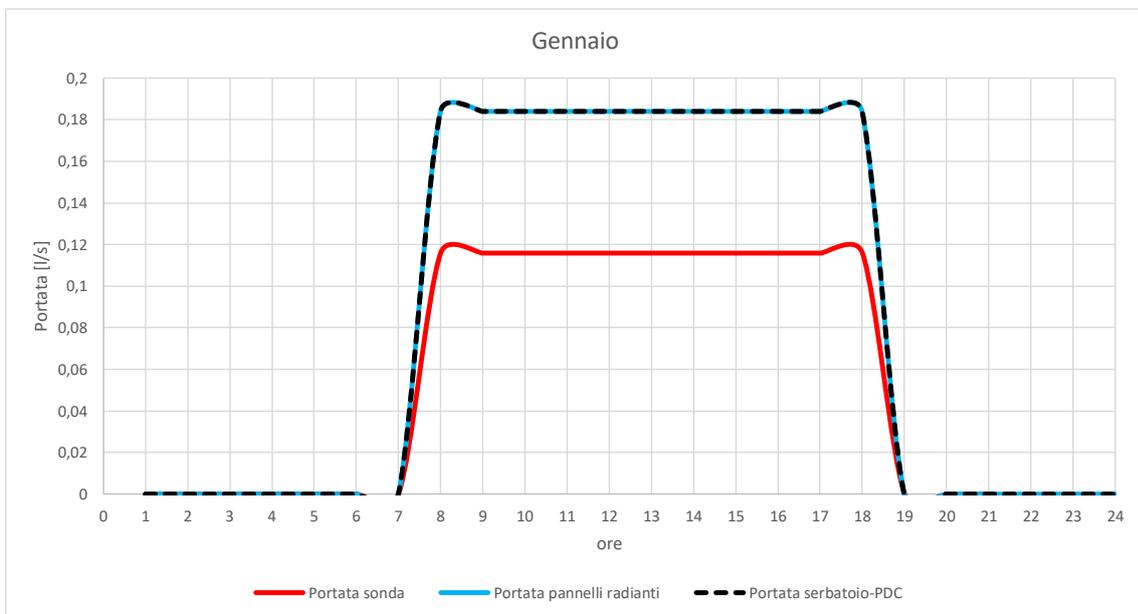


Figura 51: andamento delle portate in gioco nei tre circuiti idraulici

### 3.5 Impianto solare termico

Per quanto concerne l'impianto solare termico il consumo giornaliero si attesta a 480 l/giorno. Ipotizzando che l'acqua prelevata dalla fonte abbia una temperatura media di 7 °C e che sia nostro interesse portarla a una temperatura di 45 °C abbiamo che:

$$Q = \Delta T * V$$

*Equazione 9*

Q rappresenta l'energia necessaria per riscaldare il volume d'acqua consumata in un giorno in kcal,  $\Delta T$  rappresenta il salto termico tra la temperatura d'ingresso dell'acqua di falda e la temperatura richiesta a serbatoio di accumulo e V rappresenta il volume di acqua che viene consumato in un giorno. Se 1 kcal fa aumentare la temperatura di 1 litro d'acqua di 1 °C allora Q è uguale a 18240 kcal/giorno ovvero 21 kWh/giorno. Il consumo annuo di energia considerando 480 litri/giorno rappresenta un valore più che cautelativo e i risultati verranno corroborati utilizzando parallelamente due software, TRNSYS e in parallelo Polysun.

Polysun è un software di simulazione professionale di impianti termici che è in grado di collegare tra loro le varie fonti di energia, a differenza di TRNSYS questo software non si concentra sull'abitazione ma solamente sui suoi impianti.

I risultati di TRNSYS permettono di apprezzare l'andamento giornaliero e orario dell'impianto a collettori solari. La superficie captante dei collettori è di 20 m<sup>2</sup> con un accumulo termico di 1000 litri.



Figura 52: Temperatura di mandata DHW<sup>1</sup> in °C (rosa) e potenza termica ausiliaria in kJ/h (marrone)

<sup>1</sup> Domestic Hot Water

Viene inserito nel serbatoio di accumulo un elemento riscaldante elettrico di 2 kW in aiuto alla potenza termica prodotta dal collettore solare. Si può notare in Figura 52 come la temperatura dell'acqua calda in mandata, per quasi la totalità dell'anno, stia sopra i 45 °C e come viene utilizzato l'ausilio elettrico nei momenti di insufficiente radiazione solare. Il risultato annuale della simulazione porta un consumo energetico per acqua calda sanitaria di 7720 kWh/anno di cui 1550 kWh/anno derivanti dal riscaldamento ausiliario mentre i restanti derivanti dall'impianto solare termico. A causa dell'esposizione e delle temperature rigide di esercizio l'impianto solare termico risulta di grosse dimensioni. Questo comporta una fluttuazione delle temperature di acqua calda sanitaria poiché in assenza di radiazione solare o con una parziale copertura di questa non si riescono a rispettare le temperature di mandata e bisogna ricorrere alla fonte di riscaldamento ausiliaria mentre con una forte irradiazione solare e magari più alte temperature esterne si possono anche superare i 100 °C. Per ragioni di sicurezza non possono venire utilizzate temperature per l'acqua calda sanitaria superiori a 55-60 °C mentre per il riscaldamento tramite radiatori sono sufficienti temperature di 60-75 °C. Questa potenza termica ad alta temperatura potrebbe venire utilizzata collegando il serbatoio dell'accumulo termico del riscaldamento e il serbatoio dell'acqua calda sanitaria in modo da poter recuperare eventuali sovratemperatures. Inoltre sarebbe possibile recuperare parte della potenza termica reimmettendola nel terreno utilizzando la sonda geotermica.

Polysun restituisce un risultato molto simile con 20 m<sup>2</sup> di collettore e 1000 litri di accumulo termico. Impostando invece un consumo giornaliero di 300 l/giorno la copertura annuale supera il 95 % (Figura 53).

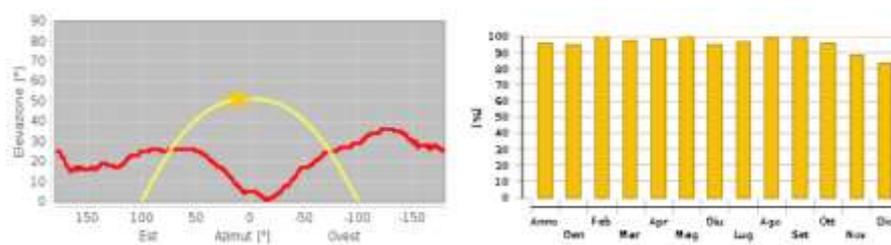


Figura 53: Linea d'orizzonte a sinistra e frazione solare dell'impianto a destra

L'energia ausiliaria utilizzata dall'impianto solare termico verrà fornita in parte dall'impianto fotovoltaico, in parte dal pacco batterie e per la restante parte dal generatore diesel. Per il tipo di dimensionamento fotovoltaico effettuato risulta chiaro che nei mesi più freddi non saranno disponibili quote di energia prodotta superiori ai consumi e di conseguenza risulta

che circa la metà del consumo elettrico proveniente dal riscaldamento ausiliare del serbatoio di accumulo per DHW verrà fornito dal generatore diesel. Se il consumo ausiliario annuale si attesta a 1550 kWh/anno questa energia verrà prodotta dal consumo di 470 litri/anno. Alla luce di questi nuovi consumi il fabbisogno di diesel annuale si attesta a 655 litri per un totale di 932 €.

### 3.6 Analisi economica

Osservando la **Errore. L'autoriferimento non è valido per un segnalibro.** risulta evidente che il costo di gestione e le relative emissioni collegate ad un impianto connesso alla rete elettrica nazionale con un impianto fotovoltaico e solare termico ed una PDC geotermica sono ineguagliabili grazie al basso costo dell'energia elettrica acquistata dalla rete portando un risparmio dell'84 % sia nelle emissioni che nei costi.

Per l'abitazione della simulazione effettuata risulta che se fosse collegata alle fonti di energia della rete nazionale e utilizzasse una caldaia a condensazione per la produzione di acqua calda sanitaria e riscaldamento si raggiungerebbero i 4042 € anno e 2,4 t di CO<sub>2</sub> emesse in atmosfera.

L'abitazione dell'analisi tuttavia non possiede la possibilità di usufruire della connessione alla rete energetica nazionale ed il vettore energetico più adatto per coprire i fabbisogni energetici non soddisfatti dalla produzione delle rinnovabili risulta essere il diesel. Dato il rendimento di un generatore di piccole dimensioni le efficienze di lavoro non sono elevatissime portando una produzione di 3,3 kWh per litro di diesel consumato. A causa del prezzo di vendita italiano di tale combustibile i costi di gestione rispetto alla rete elettrica nazionale sono più elevati. Se in media 1 kWh elettrico costa 0,2 € una produzione in loco attraverso l'utilizzo di un gruppo elettrogeno alimentato a diesel aumenta il costo di 1 kWh a 0,43 €. Non stupisce difatti che nell'applicazione presa in considerazione il costo di gestione annuale si attesti a 931 € quasi il doppio del costo che si avrebbe potendo acquistare l'energia elettrica dalla rete. Un altro dato negativo della dipendenza da diesel di questa applicazione riguarda le emissioni di CO<sub>2</sub> che risultano nuovamente circa cinque volte più alte rispetto all'utilizzo della rete elettrica nazionale. Una possibile soluzione per ridurre le emissioni ed i consumi è quello di utilizzare un generatore diesel cogenerativo che è in grado di recuperare parte del calore prodotto dal processo di combustione ed utilizzarlo per produrre energia termica utile alle applicazioni della casa andando di fatto a ridurre le emissioni incrementando l'efficienza complessiva della macchina. Questo tipo di applicazioni tuttavia vengono utilizzate su potenze di molto superiori e non sono ancora molto diffuse.

Tabella 17: Costi di gestione ed emissioni di impianti termici alternativi

	Consumi della casa	Elettrico 0,20 €/kWh	Elettrico 0,2 €/kWh + caldaia a GPL 4,25 €/smc	Elettrico 0,2 €/kWh + PDC + Solare termico	Generatore diesel 1,422 €/l	PV + solare + PDC geotermico + diesel
Riscaldamento	10428 kWh/anno termici	2086 €	463 smc 1972 €	-	3160 litri 4500 €	-
Pompe di circolazione	250 kWh/anno elettrici	50 €	50 €	50 € senza PV 5 € con PV	75 litri 110 €	7,6 litri 10,77 €
PDC + Pompa di circolazione geotermica	3047 kWh/anno elettrici	-	-	609 € senza PV 61 € con PV	-	92 litri 131 €
Elettricità utenze + cucina elettrica	2800 kWh/anno	560 €	560 €	560 € senza PV 56 € con PV	850 litri 1210 €	85 litri 121 €
Acqua Calda Sanitaria	7720 kWh/anno termici Di cui 1550 kWh/anno elettrici	1544 €	343 smc 1460 €	310 € senza PV 31 € con PV	2340 litri 3326 €	470 litri 668 €
Totale	-	4240 €	4042 €	1530 € senza PV 153 € con PV	9134 €	931 €
CO <sub>2</sub> [51] 350 g/kWh 1610 g/smc GPL 2639 g/l diesel	-	7,5 t	1 t da elettrico + 1,3 t da GPL = Totale 2,4 t	2,7 t da elettrico senza PV 0,3 t da elettrico con PV	17 t da diesel	1,7 t da diesel

I costi d'installazione del fotovoltaico chiavi in mano sono di circa 1500 €/kWp portando il costo dei 20 kWp a 30000 €. A questi va aggiunto il costo dell'accumulo elettrico di circa 7000 € per un Tesla Powerwall da 13 kWh. In caso di non superamento dei 20 kWp gli incentivi statali portano ad una detrazione fiscale del 50 % in 10 anni e un'applicazione di IVA agevolata al 10 %.

Per quanto riguarda il solare termico si ipotizza un costo di installazione, sempre chiavi in mano, di circa 1000 €/m<sup>2</sup> portando i 20 m<sup>2</sup> di questa installazione ed il suo accumulo di 1 m<sup>3</sup> a costare 20000 €. In questo caso si può usufruire di incentivi del 65 % di detrazione fiscale in 10 anni. L'impianto verrebbe a costare 7000 € al termine dei 10 anni nei quali si riceveranno 1300 €/anno di detrazioni.

Per quanto riguarda l'impianto geotermico 1/3 dei costi viene generalmente rappresentato dalle spese di perforazione del borehole che con la successiva installazione della sonda raggiunge i 100 €/m in modo cautelativo. Contando una profondità di 150 m della sonda geotermica dell'impianto studiato si spendono 15000 €. A questi vanno aggiunti 8500 € di pompa di calore geotermica da 4 kWp in modalità riscaldamento. Con altri 6000 € si aggiungono i costi di installazione, i materiali, l'accumulo termico ed i sistemi di regolazione, per un totale di 29500 €. Anche per quanto riguarda l'installazione di un impianto geotermico esiste una detrazione fiscale del 65 %.

*Tabella 18: Costi di installazione degli impianti di progetto*

	Fotovoltaico	Solare termico	Impianto geotermico compreso di PDC	Generatore diesel da 3,5 kW
Costo di installazione	37000 €	20000 €	29500 €	1640 €
IVA	10 % - 3700 €	10 % - 2000 €	10 % - 2950 €	22 % - 360 €
Totale	40700 €	22000 €	32450 €	2000 €
Detrazioni	50 % - 20350 €	65 % - 14300 €	65 % - 21100 €	-
Totale investimento	97150 €			
Totale detrazioni in 10 anni	55750 €			
Investimento al termine dei 10 anni	41400 €			

Risulta evidente che questa tipologia di installazione ricettiva montana off-grid non possa rientrare in un piano di investimento economico finalizzato ad un risparmio monetario.

Questo tipo di applicazioni esulano dalla logica applicata da imprenditori o proprietari di abitazioni private. Difatti usualmente si valuta l'installazione di impianti basati su fonti rinnovabili perché in meno di 10 anni è possibile usufruire dei frutti dell'investimento effettuato.

Nello scenario analizzato l'intenzione della proprietà risulta essere quella di rendere il rifugio utilizzabile durante tutto l'anno dagli escursionisti rendendo il Pian di Verra Inferiore un punto di riparo affidabile per chiunque. L'investimento quindi in questo frangente è dettato dalla sensibilità della proprietà nei confronti del tema della sostenibilità unito ad un desiderio di "ripopolazione" dei luoghi.

Bisogna inoltre evidenziare come in questa analisi sia stato immaginato un utilizzo continuativo da parte di 6 persone durante tutto l'anno di modo da poter dimensionare gli impianti termici in direzione di questo obiettivo. Tuttavia un utilizzo del rifugio meno assiduo porterebbe certamente costi di gestione inferiori in termini di consumi di diesel seppur minando l'utilità di tale mole di investimenti.

## Conclusioni

Analizzare l'installazione di una PDC geotermica in ambito montano è stato interessante ed ha portato diversi spunti utili. Il governo italiano ad oggi sembra sostenere una politica economica indirizzata sull'incentivazione di fonti di energia alternative permettendo attraverso lo strumento della detrazione fiscale un risparmio variabile tra il 50 % ed il 65 % nei 10 anni successivi all'installazione. Risulta evidente che i costi di installazione di una PDC geotermica siano ancora troppo elevati soprattutto per realtà di piccole dimensioni. La mancanza di una rete energetica di supporto inoltre aumenta i costi d'investimento e, per sopperire a tale mancanza, si rischia di minare l'economicità dei costi di esercizio di una PDC. Difatti un basso costo dell'energia elettrica derivante dalla rete permette di sostenere l'edificio a livello termico usufruendo di un COP della PDC che rimane tra il 3 e il 4 e nel caso di questa applicazione un COP totale d'impianto che non scende sotto il 3. Questo significa che per ogni kWh elettrico consumato si riesce a produrre 3 kWh termici utili ai fini del riscaldamento. Se è vero che, a livello economico, nel primo periodo l'energia elettrica prodotta da fotovoltaico risulta più cara rispetto a quella eventualmente acquistata dalla rete, a causa dei costi di investimento iniziali elevati, è anche vero che a livello ambientale l'energia prodotta dal fotovoltaico è virtualmente esente da ogni tipo di emissione. Quindi è normale che il mix energetico che alimenta la filiera di produzione energetica di ogni paese inciderà molto sul livello di ecologia di un impianto geotermico a PDC connesso alla rete anche se un alto rendimento può portare certamente vantaggi ambientali non indifferenti. Soprattutto grazie all'utilizzo di un'energia rinnovabile come quella geotermica che fornisce oltre il 70 % dell'energia termica che verrà utilizzata per il riscaldamento. Il restante 30 % che normalmente verrebbe fornito dalla rete elettrica viene autoprodotta in loco e durante l'anno la quota rinnovabile si attesta al 90 %.

Questo tipo di risultati sono raggiungibili se accompagnati da edifici in grado di minimizzare la richiesta termica, rispettando le normative in ambito di isolamento termico di superfici opache e trasparenti e utilizzando tecnologie di veicolazione del calore all'avanguardia. Il riscaldamento a pannelli radianti ad esempio rappresenta un'ottima soluzione tecnica per ridurre le temperature di esercizio dell'impianto di riscaldamento e risulta un ottimo accoppiamento con la tecnologia delle PDC geotermiche. Il miglior modo per ridurre le emissioni dei GHG non risiede dunque solamente nella progettazione di impianti termici efficienti ma anche nella riduzione della richiesta energetica stessa.

Nella zona climatica di interesse, zona F, non risulta una richiesta termica di raffrescamento. Questo comporta che, da un lato ci sia un consumo energetico estivo quasi inesistente e dall'altro uno sbilanciamento termico del terreno che tende a peggiorare col tempo. Difatti nelle applicazioni geotermiche che usualmente assolvono alle richieste di energetiche degli edifici sia in fase di riscaldamento che in fase di riscaldamento può essere ritrovato una sorta di bilanciamento tra la potenza termica estratta dal terreno in inverno e quella assorbita in estate. In questo caso invece il terreno avrà la tendenza a: perdere temperatura in fase di riscaldamento e riguadagnarne solo una parte nel periodo estivo. Tuttavia il recupero termico del terreno risulta più lento rispetto alla richiesta della sonda geotermica.

Il 33 % dei costi d'installazione risulta a carico dell'impianto geotermico, il 23 % a carico del solare termico, il 42 % risulta invece a carico dell'impianto fotovoltaico mentre il restante 2 % riguarda il gruppo elettrogeno che compongono gli 97150 € di investimento. Se si analizza il costo degli impianti invece, al netto degli incentivi, il geotermico scende a quota 27 %, il solare termico al 19 %, il fotovoltaico sale a quota 49 % mentre il gruppo elettrogeno sale al 5 % dei totali 41400 €. È interessante come in un impianto off-grid di questo tipo gli incentivi cambino i pesi economici delle componenti facendo tendere alla metà del totale l'impianto fotovoltaico. La spiegazione è tuttavia semplice: il costo degli accumulatori elettrici è ancora molto elevato (quasi il 20 % del costo di questo impianto fotovoltaico) e gli incentivi sugli impianti fotovoltaici sono scesi al 50 %.

A livello di costi di gestione ogni anno per 10 anni si recuperano 5575 € dell'investimento iniziale mentre per sopperire alle richieste energetiche che non possono essere soddisfatte dall'impianto solare e dall'impianto fotovoltaico se ne spendono 931 € l'anno in consumo di diesel. Semplificando molto si può affermare che usufruendo di un finanziamento per l'intera somma di 97150 € in 10 anni vengono recuperati tramite gli incentivi 55750 €. La parte restante, 41400 €, viene divisa nell'arco di 10 anni e va a sommarsi ai consumi del diesel portando il costo annuale a 5848 € contando un tasso d'interesse del 8 %.

Il vero vantaggio per un'applicazione di questo tipo non è di carattere economico ma bensì di carattere ambientale, le emissioni annue di CO<sub>2</sub> in atmosfera possono arrivare a 1,73 t in base all'utilizzo dell'abitazione ed alla disponibilità di energia rinnovabile. Questo dato risulta essere il 73 % dell'emissione che si avrebbe in atmosfera se l'abitazione utilizzasse metano ed elettricità della rete come fonte di energia, dunque un quarto più pulito. Un investimento di questa mole porterebbe ad una riduzione dei consumi elettrici e termici del 64 %, un dato che risulta essere molto positivo e al quale vanno aggiunte le difficoltà delle

condizioni di esercizio di questa abitazione e della posizione geografica che sacrifica molto dal punto di vista dell'irradiazione solare.

Potendo continuare l'analisi sarebbe interessante eliminare la dipendenza dell'impianto dal gruppo elettrogeno e più in generale dai combustibili fossili, magari inserendo sistemi di riscaldamento integrativi alimentati a legna in ausilio all'impianto geotermico e solare termico oppure utilizzando biodiesel B100 che risulta indubbiamente più pulito rispetto al diesel tradizionale. L'ideale sarebbe raggiungere l'obiettivo di un'abitazione ad emissioni zero, autosufficiente ed ecologica in grado di garantire anche tramite una manutenzione programmata, fino a 20 anni di assenza di emissioni in atmosfera permettendo agli utenti che hanno interesse a visitare il Pian di Verra di farlo nel modo più ecologico possibile.

## **Ringraziamenti**

Ringrazio l'infinita pazienza dei miei genitori che hanno atteso questo momento per 8 lunghi anni continuando a supportarmi.

Ringrazio la mia ragazza Noemi Grassi per aver creduto in me e per avermi spronato e sostenuto aiutandomi a raggiungere l'obiettivo.

Ringrazio Matteo Rivoire per il suo contributo e per aver condiviso con me il suo sapere ma soprattutto per avermi guidato nell'utilizzo del software TRNSYS e nella correzione della tesi.

Ringrazio ovviamente Alessandro Casasso per la pazienza e l'impegno che solo un ottimo relatore può offrire.

Infine ringrazio anche l'ing. Maurizio Saggese, proprietario del sito, ed il Dott. Pietro Capodaglio (ARPA VdA) per avermi fornito l'interessante caso di studio, le planimetrie delle abitazioni e le stratigrafie delle pareti.

## Bibliografia

- [1] NASA. (Visitato il 14/02/2018). <https://climate.nasa.gov/>.
- [2] U. S. C. Bureau. (Visitato il 10/02/2018). <https://www.census.gov/>.
- [3] W. Bank. (visitato il 12/02/2018). <http://www.worldbank.org/>.
- [4] IEA, "World Energy Outlook 2017," *International Energy Agency*, 2017.
- [5] UNFCC, "Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change," 1998.
- [6] UNFCC, "Paris Agreement," 2015.
- [7] IEA, "Energy Policies of IEA Countries Italy 2016 Review," *International Energy Agency*, 2016.
- [8] "<https://www.icaro-srl.eu/>," Visitato il 02/02/2018.
- [9] Caleffi, "Impianti a pompe di calore geotermiche," *Idraulica*, vol. 38, 2010.
- [10] "<http://www.treccani.it/>," Visitato il 01/02/2018.
- [11] "<http://www.enercomb.it/>," Visitato il 14/02/2018.
- [12] "<http://www.geometra.info/>," Visitato il 20/02/2018.
- [13] T. A. o. G. Engineers, "VDI 4640," 2010.
- [14] E. I. d. Normazione, "UNI 9338," 1988.
- [15] E. I. d. Normazione, "UNI 9349," 1988.
- [16] I. S. Organization, "EN ISO 15875-1:2003," 2003.
- [17] "<https://www.google.it/maps>," Visitato il 16/02/2018.
- [18] "D.P.R. n. 412/1993," 1993.
- [19] "d.G.r. n. 272/2016," 2016.
- [20] "[www.cetos.it](http://www.cetos.it)," Visitato il 20/02/2018.
- [21] "<http://www.expoclima.net>," Visitato il 05/03/2018.
- [22] "<http://www.edilportale.com>," Visitato il 04/03/2018.
- [23] "<https://www.costruirebio.it>," Visitato il 05/03/2018.
- [24] "<http://www.poroton.it>," Visitato il 05/03/2018.
- [25] "d. lgs. n. 28/2011," 2011.
- [26] "UNI EN 12831 - Metodo Di Calcolo Carico Termico," 2006.
- [27] "UNI 5364 - Temperature esterne invernali di progetto," 1976.
- [28] S. E. Laboratory. (2007) TRNSYS 16 Volume 5.
- [29] M. Doninelli. (2014) Gli Impianti a Pannelli Radianti. *Quaderni Caleffi*.
- [30] "<https://www.viessmann.it>," Visitato il 20/02/2018.
- [31] EMMETI, "Chiller Aria-Acqua e Acqua-Acqua," 2014.
- [32] Dimplex, "Riscaldare e raffreddare con pompe di calore," 2008.
- [33] C. S.a.S., "Carateristiques physiques des fluides thermiques," 2016.
- [34] "<http://geologiavda.partout.it>," Visitato il 20/10/2017.
- [35] "<http://www.varasc.it>," Visitato il 20/10/2017.
- [36] "<http://portal.onegeology.org>," Visitato il 25/10/2017.
- [37] M. P. e. al., "Sizing Calculation Spreadsheet - Vertical Geothermal Borefields," *ASHRAE*, 2010.

- [38] "<http://it.calpeda.com>," Visitato il 06/03/2018.
- [39] "<http://www.rossatogroup.com>," Visitato il 27/02/2018.
- [40] ASHRAE, "Standard 93-77," 1977.
- [41] "<https://www.solarenergypoint.it>," Visitato il 27/02/2018.
- [42] Vaillant, "Scheda tecnica - Aurotherm exclusiv VTK 570 1140 tetti inclinati," 2017.
- [43] Caleffi, "Gli impianti a pannelli solari," 2005.
- [44] "<https://www.sunpowercorp.it>," Visitato il 07/03/2018.
- [45] "<https://blog.tgreen.it>," Visitato il 07/03/2018.
- [46] "<https://www.ideegreen.it>," Visitato il 21/02/2018.
- [47] "<http://www.qualenergia.it>," Visitato il 12/03/2018.
- [48] "[http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/)," Visitato il 16/02/2018.
- [49] "<http://www.progettazione-impianti-elettrici.it/>," Visitato il 20/03/2018.
- [50] M. d. S. Economico, "STRUTTURA DEL PREZZO MEDIO NAZIONALE DEI PRODOTTI PETROLIFERI," Visitato il 13/03/2018.
- [51] "<http://kilowattene.enea.it/>," Visitato il 20/03/2018.