

POLITECNICO DI TORINO

Collegio di Ingegneria Energetica e Nucleare

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

Tesi di Laurea Magistrale

**Studio di fattibilità per un impianto
geotermico a circuito aperto in un
complesso residenziale**



Relatori:

Ing. Alessandro Casasso

Prof. Rajandrea Sethi

Ing. Matteo Rivoire

Candidato:

Matteo Gallina

Sessione Marzo 2018

Sommario

Prefazione.....	vi
1. Introduzione.....	1
1.1 L'energia geotermica	2
1.1.1 Le pompe di calore geotermiche.....	6
1.2 La pompa di calore.....	8
1.2.1 Prestazioni energetiche: il COP.....	11
1.3 Terminali di climatizzazione: i pannelli radianti.....	14
1.4 Il caso di studio	17
1.4.1 Studi preliminari	19
2. Metodi.....	21
2.1 Modellazione dell'edificio con TRNBUILD (Type 56)	21
2.1.1 Definizione delle caratteristiche dei materiali.....	23
2.1.2 Caratteristiche dell'involucro opaco	24
2.1.3 Caratteristiche dell'involucro trasparente.....	27
2.1.4 Definizione delle zone termiche	28
2.1.5 Dimensionamento della pompa di calore	29
2.1.6 Parametri relativi all'utenza	31
2.1.7 Dimensionamento dei pavimenti radianti.....	35
2.2 Modellazione dell'impianto di riscaldamento: TRNSYS STUDIO.....	38
2.2.1 Dati meteo: METEONORM.....	39
2.2.2 Logica dei segnali.....	42
2.2.3 Pompa di calore.....	42
2.2.4 Serbatoio termico	45
2.2.5 Circuito di ingresso	50
2.2.6 Diagrammi dei dati in uscita	51
2.3 Casi studiati.....	52

2.3.1	Scenario base	52
2.3.2	Scenario con funzionamento notturno	53
2.3.3	Scenario con impianto fotovoltaico	53
2.3.4	Scenario con impianto solare termico.....	55
2.4	Dimensionamento delle pompe da pozzo.....	58
3.	Risultati.....	59
3.1	Scelta del serbatoio termico	60
3.2	Consumi energetici.....	60
3.3	Risultati economici.....	65
3.3.1	Costo dell'energia elettrica in Italia.....	66
3.3.2	Scenario standard: Caldaia a gas	67
3.3.3	Costo della pompa di calore	69
3.3.4	Costo del serbatoio termico	70
3.3.5	Costo della pompa di emungimento	70
3.3.6	Costo dei pannelli fotovoltaici	71
3.3.7	Costo dei pannelli solari e del buffer per ACS	73
3.3.8	Costo del pozzo di emungimento	74
3.3.9	Conto termico 2018.....	75
3.3.10	Ecobonus 2018.....	77
3.3.11	Attualizzazione	77
3.3.12	Calcolo del tempo di ritorno	79
3.3.13	Agevolazioni per le ristrutturazioni edilizie.....	79
3.3.14	Scenario base	79
3.3.15	Scenario notturno	81
3.3.16	Scenario fotovoltaico.....	83
3.3.17	Scenario solare termico	87
3.4	Costi complesso residenziale	90
3.5	Risultati ambientali.....	92

3.6	Confronto tra gli scenari.....	93
4.	Conclusioni.....	95
5.	Ringraziamenti	100
6.	Bibliografia	101

Prefazione

L'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili nella climatizzazione sta riscuotendo un interesse crescente, sia per gli edifici di nuova costruzione sia per la riqualificazione energetica di edifici esistenti.

La geotermia a bassa entalpia coniuga l'utilizzo di una fonte rinnovabile come il calore geotermico alla riduzione di emissioni inquinanti. Il calore geotermico può essere usato per la climatizzazione quando il sottosuolo si trova a bassa temperatura. Per sfruttare questa energia si utilizza una pompa di calore inversa che può riscaldare l'edificio in inverno e raffrescarlo in estate.

Lo scopo di questo lavoro è quello di dimensionare un impianto di climatizzazione che sfrutti la geotermia a bassa entalpia in sostituzione ad una caldaia a metano. Il progetto prevede l'installazione di una pompa di calore alimentata ad acqua di falda per ciascuno dei tre edifici che compongono il complesso residenziale preso in esame. La decisione di cambiare l'impianto di riscaldamento è stata presa per ridurre gli elevati consumi energetici attuali, ma anche per ridurre l'impatto ambientale. L'idea è quella di sfruttare una risorsa pulita e rinnovabile vicina alla zona di ubicazione dei condomini riducendo le emissioni dannose dell'attuale caldaia a gas. Gli edifici sono stati progettati nel 2009 e sono stati provvisti di un impianto a pavimento radiante che rappresenta la tipologia di terminali più efficiente per l'utilizzo con una pompa di calore in sostituzione dell'attuale caldaia. Con questo intervento si vorrebbe risparmiare economicamente e energeticamente migliorando il confort termico invernale e estivo.

Nel Capitolo 1 della tesi (Introduzione) vengono descritte le tecnologie utilizzate per la climatizzazione geotermica con pannelli radianti e viene presentato il caso di studio, che riguarda un complesso residenziale a Pinerolo (Torino) per il quale l'azienda ACEA Pinerolese gestisce la climatizzazione.

Nel Capitolo 2 vengono descritti i metodi utilizzati per la simulazione dinamica del sistema edificio-impianto, con la finalità di prevedere l'andamento dei parametri operativi e dimensionare le varie componenti dell'impianto (pompa di calore, serbatoio termico, sistema di distribuzione, terminali). Per la simulazione è stato utilizzato il software TRNSYS, che permette di simulare questi sistemi in modo modulare attraverso delle apposite librerie (Types) o di compilare modelli di simulazione dei componenti d'impianto e delle loro logiche di funzionamento.

Sono stati modellati 4 scenari differenti: un caso base che prevede l'impianto come descritto, un caso che impone il funzionamento nelle ore notturne per risparmiare sul costo della corrente elettrica, un caso che sfrutta un impianto fotovoltaico per la produzione dell'energia richiesta dalla pompa di calore e infine uno in cui un impianto solare termico produce l'acqua calda sanitaria e con l'energia in eccesso funziona da ausiliario per il riscaldamento.

Nel Capitolo 3 vengono presentati e discussi sotto diversi punti di vista i risultati dei vari scenari ipotizzati: consumi energetici, ore di funzionamento, analisi economica e benefici ambientali degli interventi proposti.

Le conclusioni riassumono il lavoro svolto e le attività future previste per il caso di studio.

1. Introduzione

Il riscaldamento globale è forse la più grande sfida che il mondo dovrà affrontare di qui ai prossimi decenni. Dalla fine degli anni '90, con il protocollo di Kyoto, è diventato un argomento importante di discussione anche per l'opinione pubblica [1].

L'Unione Europea ha promulgato il Piano 20 20 20 nel giugno 2009 [2]. Con questo piano ciascuno degli stati Europei è tenuto entro il 2020 a ridurre le emissioni di gas serra del 20%, aumentare la produzione di energia da fonti rinnovabili fino al 20% e ad avere un risparmio energetico del 20%. I valori assegnati a ciascun Paese sono differenti in base a livello di partenza [3]. L'impegno preso non ha avuto come unico destinatario l'industria; anche il settore civile, nella fattispecie il condizionamento e i trasporti, ha un grosso impatto ambientale.

Per quanto riguarda il quadro italiano, poiché le nuove costruzioni rappresentano solo l'1% dello stock immobiliare [4] (intendendo gli edifici appena costruiti), viene da sé la necessità di una riqualificazione energetica degli impianti obsoleti. L'Italia già nel 2015 ha raggiunto l'obiettivo del 17% dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, ma dal 2014 la crescita è andata riducendosi (con la fine degli incentivi per il fotovoltaico [5]). Nel 2018 è stato deciso di raggiungere entro il 2030 il 35% di produzione di energia da fonte rinnovabile e di raggiungere il 35% di efficienza energetica al fine di ridurre le emissioni di anidride carbonica e il consumo di energia prodotta da fossile [6].

Nel 2015 le emissioni di gas serra sono diminuite del 16.7% rispetto ai dati del 1990 in accordo con il Protocollo di Kyoto [7]. La strada tracciata è quella giusta, ma i dati di concentrazione di particolato nelle città degli ultimi anni deve far riflettere. Utilizzare fonti a basse emissioni per la climatizzazione può avere un grande impatto sulla salubrità della nostra aria in particolare in sistemi relativamente chiusi come il bacino padano[8].

In controtendenza è invece la concentrazione di CO₂ [9]. Infatti all'indomani degli accordi di Parigi del 2015 (COP21) non accenna a rallentare portando ad un incremento della temperatura globale. L'accordo di Parigi ha come obiettivo la riduzione delle emissioni per evitare che alla fine del secolo la temperatura globale aumenti di 2°C [10].

Tra le fonti energetiche rinnovabili da utilizzare per ridurre le emissioni di gas serra, il sottosuolo è una fonte di energia pulita che in Italia è ancora poco sfruttata,

mentre nel nord Europa è ormai pratica consolidata quella di utilizzare la geotermia per la climatizzazione degli edifici [11]. La sensibilizzazione del nostro Paese verso questa tecnologia potrebbe renderla più accessibile a livello economico e aiutarci a conseguire l'obiettivo di riduzione delle emissioni.

1.1 L'energia geotermica

L'energia geotermica è il calore contenuto e trasportato (e, soprattutto a grandi profondità, generato) all'interno della terra. Con questo termine viene anche indicato il calore terrestre presente nel sottosuolo e che viene sfruttato dall'uomo come fonte rinnovabile e sostenibile [12, 13]. La rinnovabilità della risorsa è data dalla capacità della sorgente di ricaricarsi durante il suo sfruttamento. La sostenibilità dipende dalla quantità iniziale della risorsa e dal rapporto tra rigenerazione e consumo della stessa [14]. Il calore nel sottosuolo è alimentato dal decadimento radioattivo del nucleo terrestre (in particolare dal decadimento di uranio, torio e potassio) il cui calore generato viene immagazzinato dalla crosta terrestre. Come si può vedere in Fig. 1 la temperatura varia fino ad una determinata profondità durante tutto il corso dell'anno, raggiunto questo limite la temperatura rimane costante indipendentemente dalle condizioni climatiche superficiali (questo accade a circa 20-30 m di profondità). Continuando a scendere si noterebbe un aumento graduale e costante della temperatura di circa 0.3 - 1 °C ogni 10 metri, mentre oltre i 100 metri il terreno risente in maniera più elevata del calore terrestre aumentandone la temperatura di circa 3 gradi ogni 100 metri [15, 16]. Si può ipotizzare una temperatura di circa 100°C a 3000m di profondità, questo provoca un flusso di calore dall'interno verso l'esterno in media di circa 87 mW/m² [12]. Le oscillazioni che si possono notare nella parte meno profonda sono dovute alle variazioni climatiche superficiali che possono incidere in modo consistente modificando la temperatura anche di 5°C [16, 17].

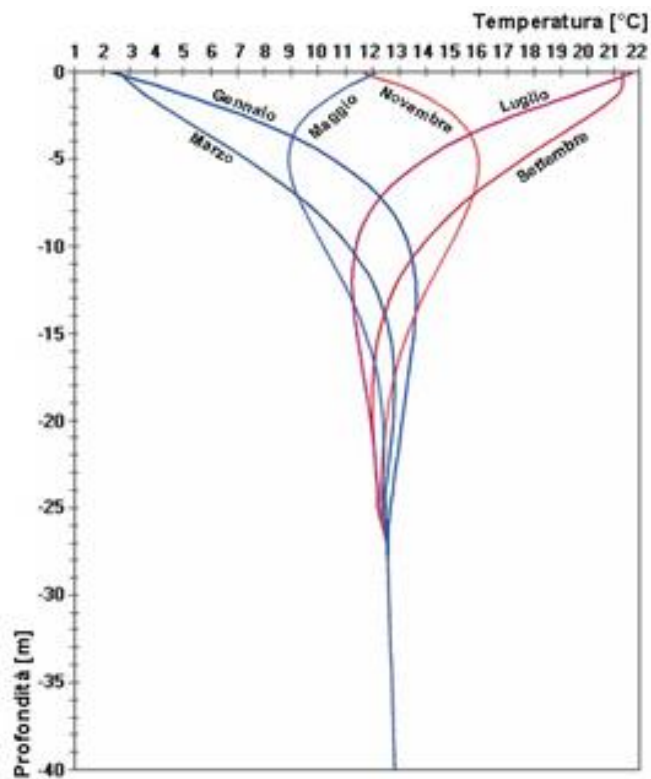


Fig. 1 Andamento della temperatura del sottosuolo in funzione della profondità durante l'arco dell'anno [16].

Nel bilancio termico del terreno (Fig. 2) concorrono quindi tutti i fattori superficiali (radiazione solare, scambio convettivo superficiale, evapotraspirazione) e il flusso geotermico [13, 18]. Si vede come i diversi flussi si bilancino tra di loro trasformando la superficie terrestre in una sorta di accumulo solare. Il flusso proveniente dalla terra è infinitesimale in confronto alla radiazione solare [14]. Questo spiega perché le fluttuazioni di temperatura siano più visibili nella parte superficiale della crosta terrestre.

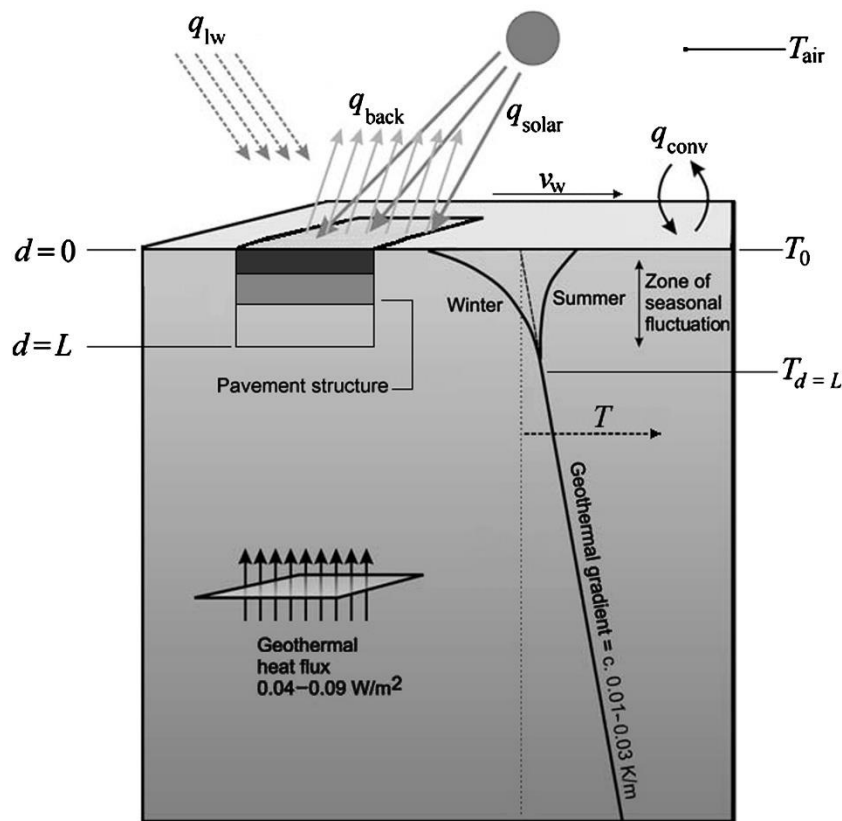


Fig. 2 Bilancio termico del terreno [18].

Le componenti principali di un sistema geotermico (Fig. 3) sono: la sorgente di calore, il serbatoio e il fluido termovettore [12]. La sorgente di calore può essere dovuta ad anomalie termiche oppure, nel caso di sistemi a basse temperature, al calore geotermico. Per serbatoio si intende una porzione di sottosuolo composto da rocce permeabili all'interno dei quali i fluidi possono circolare, è delimitato da rocce impermeabili e permette la ricarica dell'acqua intrappolata in esso da parte dell'acqua meteorica [19].

Con il termine *acquifero* si intende la porzione di sottosuolo in grado di contenere l'acqua all'interno della zona di rocce permeabili. Con questo termine si definisce la coppia di fasi serbatoio-acqua solo se coesistono le seguenti caratteristiche [20]:

- Capacità di immagazzinamento;
- Capacità di flusso;
- Possibilità di utilizzo in termini economici.

L'acqua immagazzinata all'interno dell'acquifero così definito viene detta "falda idrica" e può essere sfruttata poiché è soggetta a ricarica costante [19].

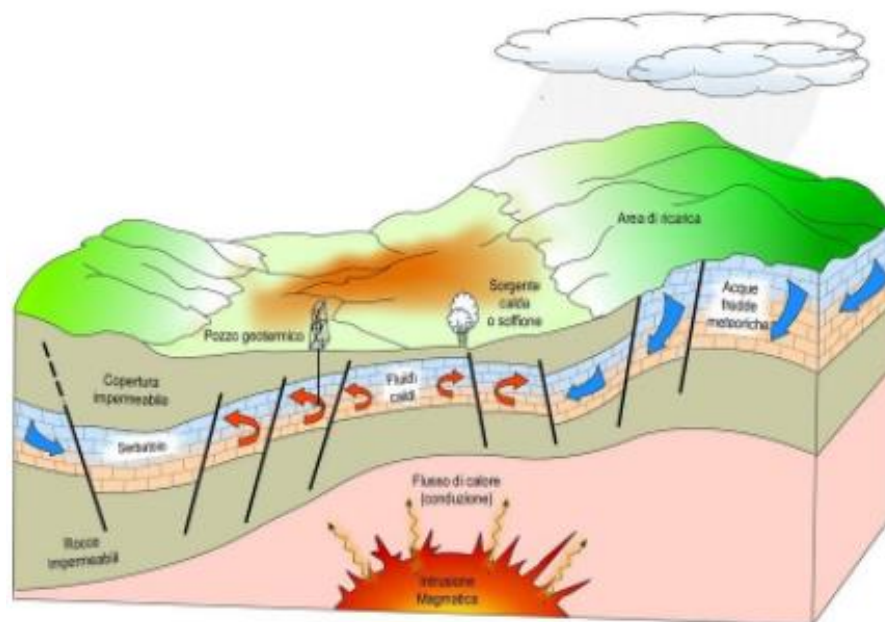


Fig. 3 Rappresentazione di un sistema geotermico [12].

Il fluido che viene riscaldato dal basso attiva la convezione all'interno della falda. L'acqua più calda si porta verso la parte alta dell'acquifero a causa della minor densità, mentre il fluido più freddo si sposta verso il basso [21].

Il criterio più comune per la classificazione dei diversi tipi di risorse geotermiche (Tab. 1) si basa sull'entalpia dei fluidi che trasportano il calore verso la superficie [12, 16, 22].

Tab. 1 Classificazione dei diversi tipi di risorse geotermiche in base alla temperatura [12].

	Muffler et al. [23]	Hensrys et al. [24]
Risorse a bassa entalpia	<90 °C	<125 °C
Risorse a media entalpia	90-150 °C	125-225 °C
Risorse ad alta entalpia	>150 °C	>225 °C

L'utilizzo finale dipende dalla temperatura della risorsa come mostrato nel diagramma di Lindal [25] (Fig. 4):

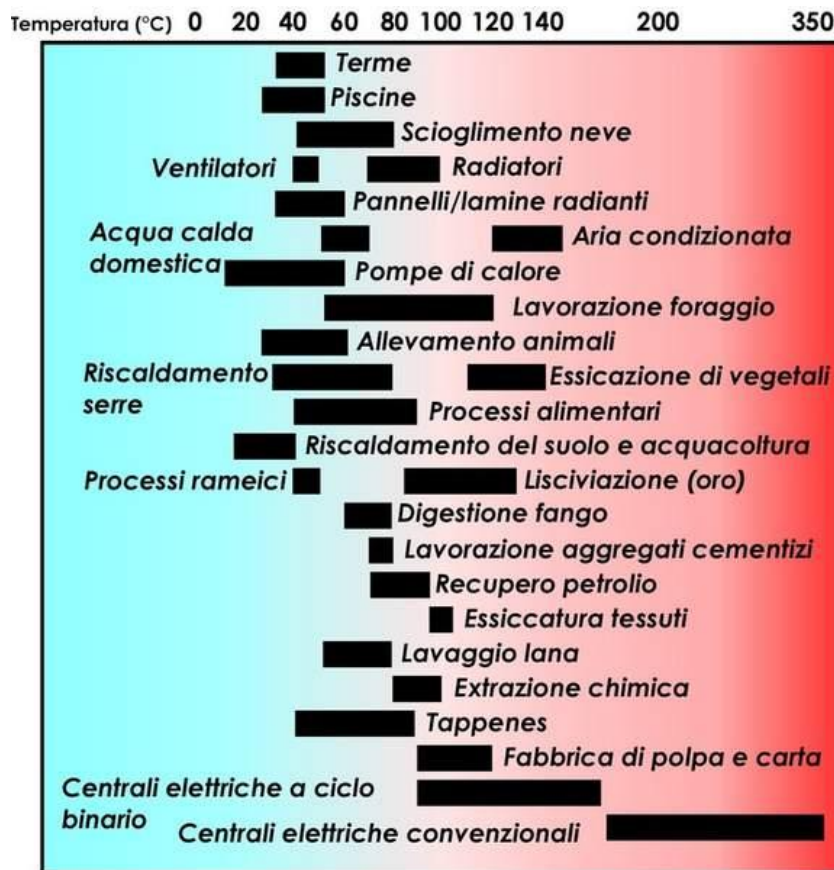


Fig. 4 Diagramma di Lindal per l'identificazione dell'utilizzo di una risorsa geotermica in base alla sua temperatura [25].

Le risorse ad alta entalpia sono le più conosciute. Sfruttano le anomalie geologiche o vulcanologiche che portano il sottosuolo a temperature superiori ai 40°C ed è usata soprattutto per la produzione di energia elettrica con turbine a vapore acqueo [14, 22]. La seconda categoria permette lo sfruttamento diretto della risorsa (teleriscaldamento, processi industriali o per produrre elettricità con le turbine Organic Rankine Cycle) [13]. Le risorse a bassa entalpia possono essere sfruttate solo a scopi termici, sia in modo diretto (ad es. le sorgenti termali), sia tramite pompa di calore.

1.1.1 Le pompe di calore geotermiche

In questo caso il sottosuolo viene utilizzato come un serbatoio termico dal quale estrarre calore in inverno (riscaldando l'edificio) e cederne in estate

(raffrescando l'edificio). A differenza della prima tipologia quasi tutti i sottosuoli sono utilizzabili per un'installazione a bassa entalpia.

I vantaggi della climatizzazione con geotermia a bassa entalpia sono:

- Sicurezza e ambiente: le pompe di calore non hanno emissioni sul posto e, non utilizzando combustibili (tantomeno stoccati), hanno un rischio di incendio o scoppio pressoché nullo;
- Manutenzione e durata degli impianti: una volta installati i pozzi e l'impianto la manutenzione richiesta è ridotta e anche la vita degli impianti è lunga (oltre i 20 anni per le pompe di calore e una durata stimabile con quella dell'edificio per i pozzi/sonde [17]);
- Costi di gestione: l'elevato rendimento fa sì che, pur utilizzando un vettore energetico prezioso come l'elettricità, la spesa per la produzione di calore sia più ridotta rispetto ai combustibili fossili;

I limiti sono soprattutto economici legati all'investimento iniziale elevato. Per la tipologia a circuito chiuso, inoltre, in Italia l'ostacolo principale è dato dalla procedura di autorizzazione di derivazione di acque sotterranee e di scarico nel sottosuolo [26].

I sistemi che sfruttano questa fonte di energia sono a ciclo chiuso o a ciclo aperto [17]. Le prime sfruttano delle sonde geotermiche (all'interno delle quali scorre un fluido termovettore) che scambiano calore direttamente col terreno, le altre utilizzano acqua superficiale o di falda per produrre o estrarre calore [14, 17, 22].

Il progetto in esame sfrutta una falda idrica sotterranea tramite un sistema a ciclo aperto. I tre elementi principali che costituiscono un sistema a circuito aperto sono:

- I pozzi di emungimento: sono perforazioni effettuate fino al ritrovamento della falda, con una parte finestrata che intercetta lo spessore saturo dell'acquifero. All'interno viene posizionata una pompa idraulica che ha la funzione di estrarre l'acqua e inviarla allo scambiatore termico della pompa di calore;
- La pompa di calore (**PDC**): è la macchina che permette di sfruttare il calore del sottosuolo per riscaldare o raffrescare l'edificio (Cap. 1.2).
- Il sistema di distribuzione e di terminali di climatizzazione;

Un impianto di questo tipo prevede tre circuiti (4 se è presente un serbatoio di accumulo termico): il primo è quello che porta l'acqua di falda alla pompa di calore, il secondo è il ciclo interno alla PDC e il terzo è il circuito interno all'edificio [27].

È possibile confrontare brevemente le differenze tra la tecnologia a circuito aperto e quelle a circuito chiuso in Tab. 2:

Tab. 2 Differenze tra gli impianti a circuito aperto e quelli a circuito chiuso.

Circuito aperto	Circuito chiuso
Per falde sotterranee la variazione di temperatura annuale è trascurabile.	È possibile installarli praticamente ovunque.
Il costo di pompaggio aumenta con la profondità dei pozzi.	Costi di manutenzione minori.
In genere richiede un'area superficiale minore per i pozzi (specialmente in confronto alle sonde orizzontali).	Richiede un'area maggiore per la disposizione delle sonde.
Iter burocratico più lungo. Necessaria una approfondita caratterizzazione idrogeologica, una simulazione di flusso e trasporto di calore e monitoraggio.	La presenza del fluido termovettore può causare danni ambientali in caso di versamento.

1.2 La pompa di calore

I sistemi di produzione di calore che sfruttano la geotermia a bassa entalpia generalmente necessitano di una macchina capace di trasferire calore da una sorgente più fredda ad una più calda, la pompa di calore (PDC) a ciclo inverso [28]. L'utilizzo delle PDC come macchine frigorifere è molto diffuso, ma il loro utilizzo per la funzione di riscaldamento ha avuto un sviluppo inferiore rispetto alle reali potenzialità della tecnologia [17]. Tuttavia, recenti evoluzioni legislative (D. Lgs. 28/2011 e ss.mm.ii. [29]), che hanno introdotto obblighi di generazione di energia rinnovabile negli edifici nuovi o ristrutturati in modo radicale, hanno dato nuovo impulso alla tecnologia della PDC. In particolare le PDC reversibili, che permettono il riscaldamento in inverno e il raffrescamento in estate, stanno riscuotendo forte interesse per la semplificazione impiantistica che apportano rispetto ai convenzionali impianti con caldaia e chiller ad aria [17].

Poiché trasferire spontaneamente il calore da un corpo freddo ad uno più caldo violerebbe il secondo principio della termodinamica¹, per ottenere questo risultato è necessario compiere del lavoro meccanico (Fig. 5).

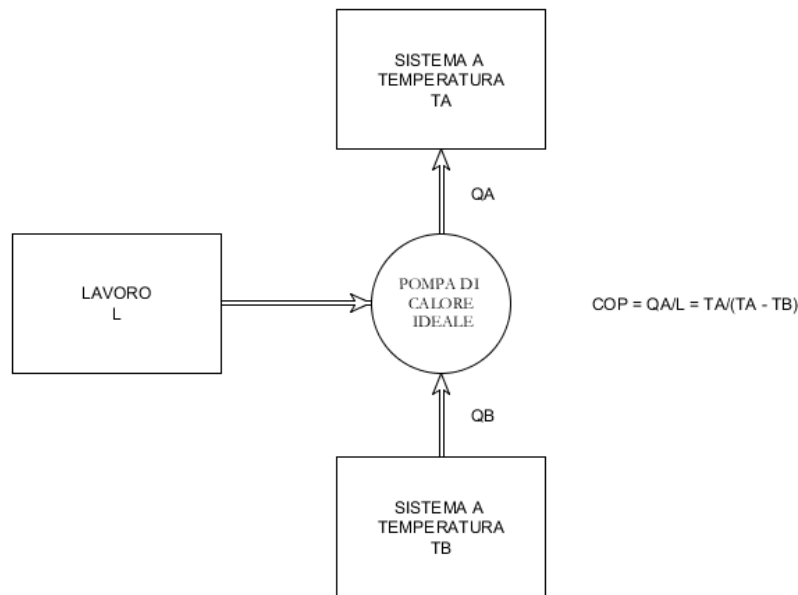


Fig. 5 Diagramma del funzionamento di una pompa di calore ideale e calcolo del suo COP, con $T_B < T_A$.

Per riuscire a trasferire calore da una sorgente più fredda ad una più calda queste macchine sfruttano un liquido frigorifero che, all'interno di un ciclo termodinamico inverso a compressione, viene compresso e fatto espandere acquisendo calore dalla sorgente fredda per cederlo a quella calda (Fig. 6) [28]. Il fluido operativo è in grado di bollire, a pressioni sufficientemente basse, anche a temperature inferiori a 0 °C rendendo possibile ad esempio la refrigerazione. I fluidi più utilizzati sono quelli refrigeranti (R410A, R407C etc.) oppure fluidi naturali (propano, CO₂, ammoniaca) i quali hanno sostituito i CFC² [17]. Ad ogni ciclo di lavoro il fluido è in grado di assorbire e cedere una quantità di calore maggiore [28].

In inverno la sorgente (il suolo) si raffredderà ulteriormente, mentre in estate si riscalderà. Questo è uno dei problemi che devono essere presi in esame negli studi preliminari (Cap. 1.4.1).

¹ “È impossibile realizzare una trasformazione il cui unico risultato sia quello di trasferire calore da un corpo più freddo ad uno più caldo senza l'apporto di lavoro esterno”. Clausius R., 1850

² Banditi dal protocollo di Montreal (1987). 30. Velders, G.J., et al., *The importance of the Montreal Protocol in protecting climate*. Proceedings of the National Academy of Sciences, 2007. **104**(12): p. 4814-4819.

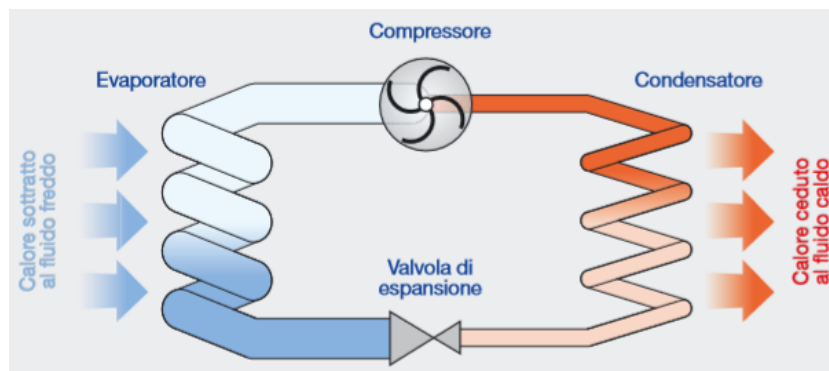


Fig. 6 Schema funzionale della pompa di calore [28].

La PDC opera tra due livelli termici; nel caso in cui si sfrutti come terminale di climatizzazione un impianto a pavimenti radianti i livelli possono essere quelli presentati in Tab. 3:

Tab. 3 Esempio di livelli termici in un impianto a pompa di calore acqua-acqua a ciclo aperto con acqua di falda [17].

	Sorgente	Carico
Ciclo invernale	10 °C	35 °C
Ciclo estivo	14 °C	22°C

Il fluido lavora su due livelli di pressione: uno più elevato per quanto concerne la fase di condensazione e uno più basso per l'evaporazione [28]. Le coppie pressione-temperatura sono caratteristiche del fluido refrigerante scelto il cui comportamento è descritto dal diagramma T-s (Fig. 7).

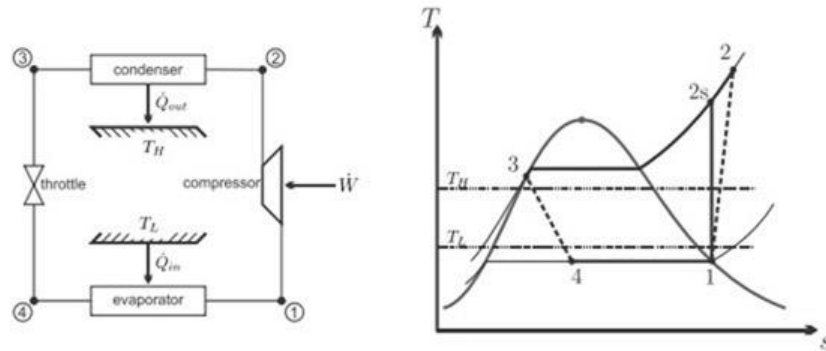


Fig. 7 Diagramma Temperatura-entropia di una pompa di calore elettrica a compressione [31].

Dal grafico si possono notare le 4 trasformazioni che costituiscono il ciclo [17]:

- Evaporazione (4-1): Il fluido evapora assorbendo calore dalla sorgente;
- Compressione (1-2): Il fluido aumenta di temperatura e pressione all'interno del compressore;
- Condensazione (2-3): Il fluido condensa e cede calore al carico;
- Espansione (3-4): L'ultima fase serve per completare il ciclo e riportare il fluido alla pressione di evaporazione tramite laminazione.

1.2.1 Prestazioni energetiche: il COP

Le prestazioni energetiche delle PDC meritano un capitolo a parte poiché spesso possono creare confusione ed è importante definirle bene in quanto dal coefficiente di prestazione energetica (**COP**) dipendono il funzionamento dell'impianto e l'accesso agli incentivi statali (Cap. 3.2, Cap. 3.3.9 e Cap. 3.3.10). L'efficienza della PDC dipende in modo intrinseco dal compressore. È bene definire il coefficiente $\mathcal{E}$ relativo al solo compressore con l'Eq. 1 [17].

$$\mathcal{E} = \frac{Q_c}{W_{compressore}}$$

Eq. 1

Dove con Q_c si intende l'energia utile fornita dal compressore e con $W_{compressore}$ il lavoro meccanico fornito al compressore stesso.

Il coefficiente che indica l'efficienza della pompa di calore è noto come COP ed è definito come “*Il rapporto tra il calore ceduto al fluido caldo e l'energia richiesta sia dal compressore sia dai mezzi ausiliari integrati nella pompa di calore*” [32]. La formula completa è indicata quindi dalla Eq. 2:

$$COP = \frac{Q_c}{W_{compressore} + W_{ausiliari}} \quad \text{Eq. 2}$$

A denominatore viene aggiunto anche il lavoro necessario a far funzionare gli elementi ausiliari collegati alla PDC.

Il COP ha un valore differente nel caso in cui la pompa funzioni in fase di riscaldamento o in fase di raffrescamento; i due coefficienti possono essere espressi con le Eq. 3:

$$\begin{aligned} COP_H &= \frac{Q_2}{L} \\ COP_C &= \frac{Q_1}{L} \end{aligned} \quad \text{Eq. 3}$$

Dove Q_1 e Q_2 sono rispettivamente il calore scambiato con la sorgente nel caso di raffrescamento e nel caso di riscaldamento.

Si può anche calcolare il COP_C a partire dal COP_H [33] come Eq. 4:

$$COP_H = COP_C + 1 \quad \text{Eq. 4}$$

Il COP della macchina ha un limite massimo che è calcolabile attraverso il Teorema di Carnot (Fig. 8) e dipende unicamente dalle temperature T_1 e T_2 , cioè dalla temperatura della sorgente e da quella del corpo da scaldare/raffrescare [17].

Qualunque PDC lavora ad un COP inferiore rispetto a quello ideale a causa delle irreversibilità del ciclo termodinamico dovute soprattutto alla compressione e alla laminazione [28].

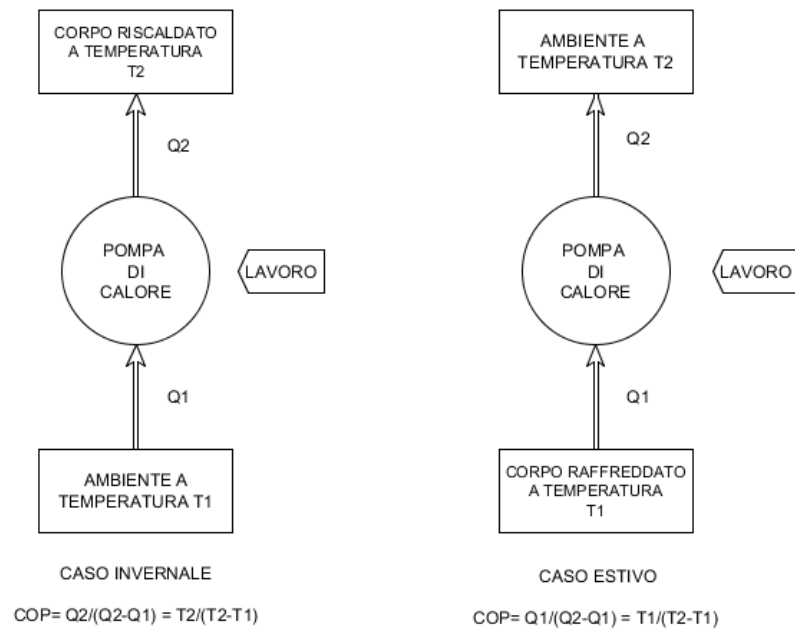


Fig. 8 Calcolo del COP per il caso invernale e il caso estivo.

L'irreversibilità maggiore è dovuta alla differenza di temperatura necessaria a far avvenire lo scambio di calore tra le due sorgenti, si evidenzia infatti che più le temperature di sorgente e serbatoio sono vicine più l'efficienza aumenta (Fig. 9) [17]. Il COP quindi non dipende soltanto dalle prestazioni della pompa di calore, ma anche dal funzionamento dell'impianto (sistemi di regolazione e distribuzione). Il COP varia molto anche tra la fase di accensione e quella di funzionamento poiché si devono raggiungere le temperature di regime [34]. Durante la progettazione dell'impianto è necessario modellare il sistema di distribuzione e di climatizzazione in modo da rispettare il salto di temperatura di progetto e lavorare a COP ottimali.

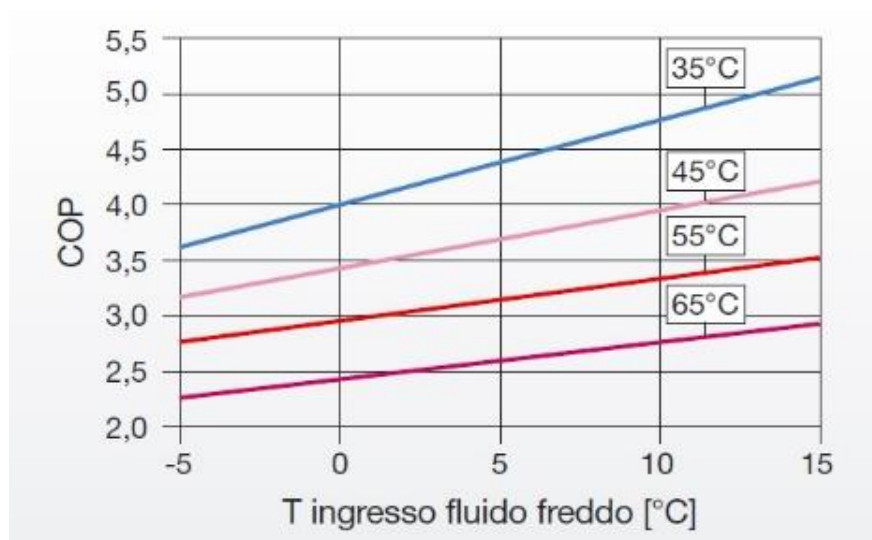


Fig. 9 Dipendenza del COP dal salto di temperature [34].

1.3 Terminali di climatizzazione: i pannelli radianti

Il sistema di riscaldamento che meglio si abbina ad un impianto geotermico a bassa entalpia è quello che sfrutta i pannelli radianti [35]. Un impianto a pannelli radianti fornisce energia termica all'ambiente tramite una superficie calda/fredda la quale scambia calore in due modi: per irraggiamento e convezione. Il primo modo è proporzionale alla differenza di temperatura tra la superficie radiante e le altre superfici della stanza ed è governato dalla legge di **Stefan-Boltzmann**, mentre il secondo è proporzionale alla differenza di temperatura tra la superficie radiante e l'aria (Fig. 10) [36].

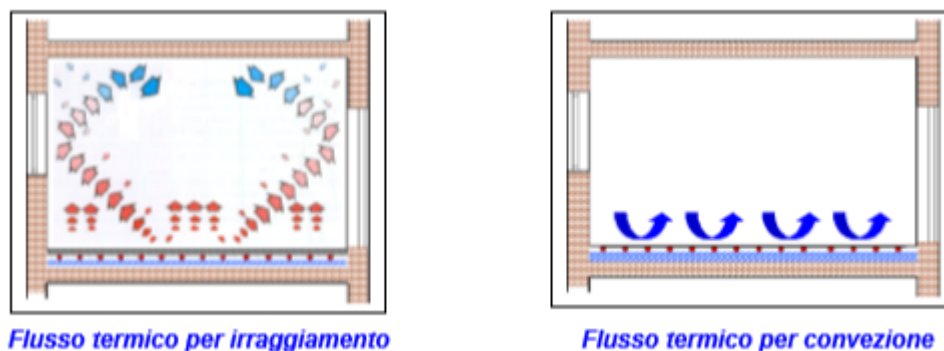


Fig. 10 Flussi termici generati dal pavimento radiante [15].

Il pavimento si mantiene caldo/freddo poiché le tubazioni sono affogate nel massetto come si evince in Fig. 11, il quale riesce a scambiare calore con l'ambiente per conduzione anche per diverso tempo dopo lo spegnimento dell'impianto in proporzione alla sua inerzia termica [35].

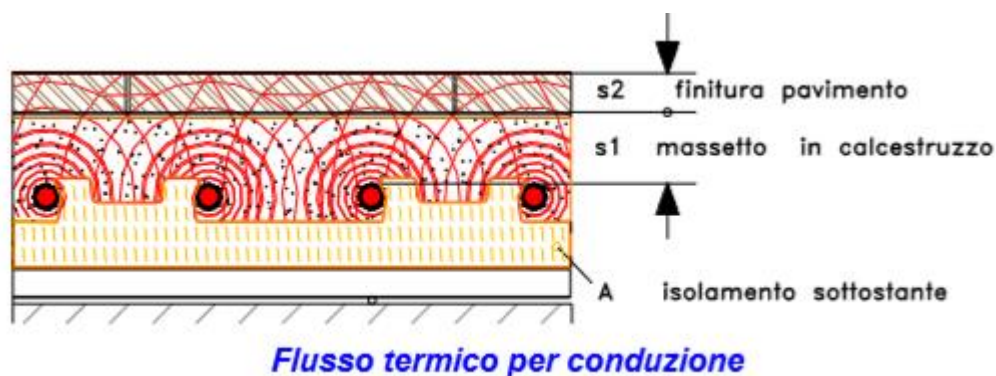


Fig. 11 Flusso termico conduttivo [15].

Al fine di ridurre al minimo l'energia dispersa verso il basso, viene inserito un sottilissimo strato di isolante termico (polistirene o poliuretano) così da ridurre queste perdite a meno del 10% evitando, inoltre, di alterare troppo l'inerzia termica dell'intera struttura.

I benefici ottenibili dai pavimenti radianti rispetto ai sistemi di riscaldamento sono molteplici [35]:

- Benessere termico: è possibile ottenere un maggior confort rispetto agli altri sistemi di riscaldamento poiché i pannelli coprono l'intera area calpestabile e cedono calore prevalentemente per irraggiamento (Fig. 12). Infatti, la

situazione di confort termico ottimale si ottiene mantenendo una temperatura più calda a pavimento e una più fredda a soffitto come mostrato in figura: a sinistra è raffigurata la linea di confort ideale, mentre a destra quella ottenibile con un sistema di riscaldamento a pavimento radiante la quale si discosta di poco da quella ottimale:

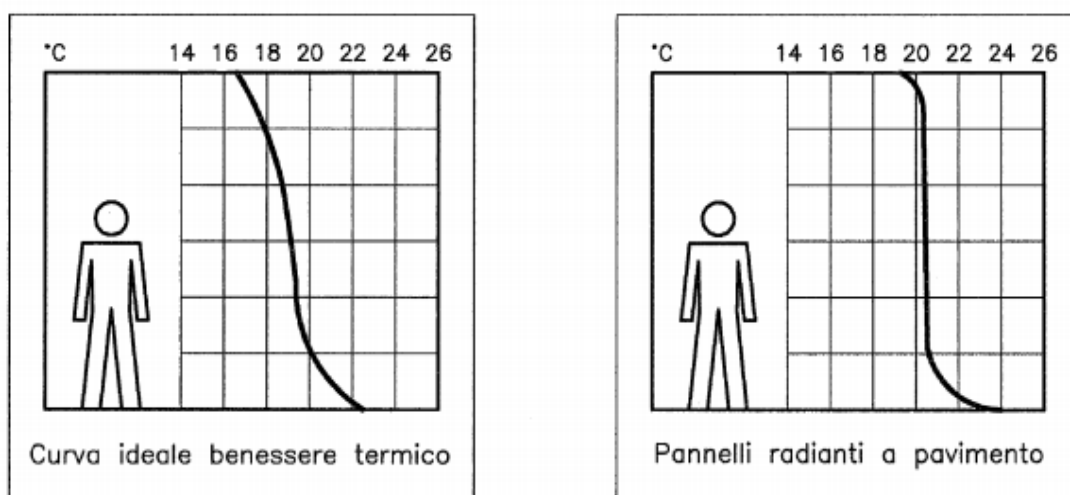


Fig. 12 Diagramma del confort termico [14].

- Qualità dell'aria: le pompe di calore funzionano senza combustione quindi non ci sono emissioni; inoltre, a differenza di altri sistemi, il riscaldamento avviene solo tramite irraggiamento e quindi la polvere non viene movimentata causando allergie o malesseri vari. Si evitano anche le formazioni umide e quindi il proliferarsi di acari, batteri e muffe;
- Pompe di calore: a livello di efficienza sono il miglior impianto da combinare con le pompe di calore [35];
- Risparmio energetico: lavorando a basse temperature si può ottenere un alto risparmio energetico (che si attesta intorno al 10-15% rispetto ai sistemi di riscaldamento tradizionali [35]) poiché si riducono le dispersioni termiche, inoltre un ulteriore risparmio è dovuto alla maggior uniformità di calore raggiunto.

Come già detto, un altro vantaggio di questo tipo di impianti di climatizzazione è il fatto che possono operare anche in raffrescamento se accoppiati ad una pompa di calore reversibile [35]. Poiché non è possibile effettuare deumidificazione, sarebbe

utile installare anche un impianto per il trattamento dell'aria per avere condizioni igrometriche ottimali in caso di climatizzazione estiva.

La distribuzione delle tubazioni al di sotto della pavimentazione può avvenire in due modalità: a spirale o a serpentina (Fig. 13). La quantità di calore erogata è la stessa, ma generalmente è preferibile il sistema a spirale per la facilità di installazione e per la temperatura più omogenea [35].

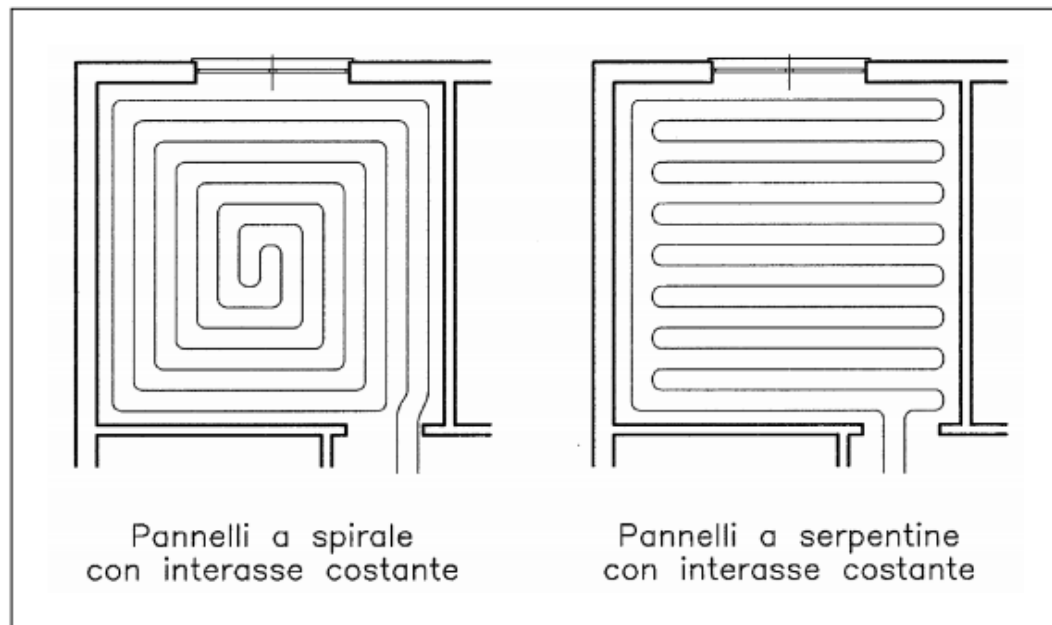


Fig. 13 Disposizione di pannelli radianti a spirale (sinistra) e a serpentina (destra) [14].

1.4 Il caso di studio

Il progetto studiato è stato proposto da Acea Pinerolese Industriale S.p.A., un'azienda multi utility dell'area pinerolese. Tra le numerose attività dell'azienda c'è il costante avvicinamento al mondo delle fonti rinnovabili [37]. Lo studio richiesto riguarda la conversione del riscaldamento da caldaia a metano a pompa di calore per un complesso residenziale composto da tre condomini identici posti in via May a Pinerolo (Fig. 14) edificati nel 2009, ma con grossi problemi di riscaldamento riscontrato dai condòmini stessi.



Fig. 14 Vista aerea dei tre edifici e del parco Midana.³

Il progetto prevede l'installazione di una pompa di calore reversibile per ciascun edificio e dei pozzi di emungimento che verranno predisposti nel parco Midana (sopra i condomini in Fig. 14). Per il circuito di scarico verrà utilizzato il rio posto tra gli edifici e il parco riducendo così i costi di investimento e ulteriori rischi nella variazione della temperatura di falda che possono accadere qualora l'acqua venga reimpressa in falda (Cap. 1.4.1). Le pompe installate saranno di tipo reversibile così da poter provvedere sia al riscaldamento invernale che al raffrescamento estivo [35]. Gli edifici sono già provvisti di un sistema di riscaldamento a pavimenti radianti e l'accoppiamento con una pompa di calore permetterà un'efficienza maggiore e un risparmio energetico [36].

L'idea del progetto è nata a causa degli alti costi per il riscaldamento riscontrati dagli utenti. Tale problematica è dovuta a diversi fattori, tra i quali anche una coibentazione non efficiente delle tubazioni interne ed esterne dei condomini (attualmente la caldaia che serve i tre condomini si trova all'esterno cerchiata in giallo in Fig. 14) che comporta grandi perdite durante la distribuzione. Questo problema verrà quasi totalmente risolto poiché nelle tubazioni esterne passerà l'acqua di falda (rendendo quasi nulle le dispersioni termiche) mentre nelle tubazioni interne la temperatura dell'acqua richiesta dai pavimenti radianti è molto bassa, ciò riduce le perdite senza richiedere un grosso intervento edilizio per sopperire alla coibentazione errata.

³ Via Google Maps

1.4.1 Studi preliminari

Per ottenere il via libera da parte del Comune di Pinerolo alla costruzione dei pozzi di emungimento è stato necessario effettuare uno studio geologico per valutare la presenza della falda al di sotto del *Parco Midana* nei pressi del complesso residenziale. Lo studio in questione è stato svolto nel giugno 2017 dal *Dott. Geologo Francesco Peres* ed è strutturato come segue:

- Studio idrogeologico generale;
- Progetto delle opere di captazione;
- Valutazione della possibile interferenza del prelievo con lo stato ambientale di ecosistemi superficiali e/o corpi idrici superficiali;
- Valutazione della compatibilità quantitativa del prelievo di acque sotterranee.

La concessione richiesta riguarda 3 pozzi la cui portata media stagionale è di 5 l/s (fino ad un massimo di 10 l/s) ciascuno. L'acqua prelevata dalla falda scambia calore con la pompa attraverso uno scambiatore a piastre in acciaio inossidabile e viene poi scaricata in un canale di scarico già presente (*Canale Moirano*) e attiguo al sito. La relazione è stata predisposta ai sensi del D.P.G.R n. 10/R del 29/07/2003 [38] come modificato dal D.P.G.R. n. 2/R del 09/03/2015 [39] ed è quindi comprensiva di: studio idrogeologico generale, progetto delle opere di captazione, studio di interferenze valutazione dei rischi ambientali secondo quanto disposto dall'allegato 2 alla "direttiva Derivazioni" dell'Autorità di Bacino del Fiume Po [40]. È stata effettuata un'indagine geofisica di tipo geoelettrico che ha consentito la definizione del locale assetto litostratigrafico evidenziando che i primi 30 metri dal piano campagna hanno una permeabilità medio-alta con condizioni di saturazione a partire da 15 metri di profondità che li rende idonei all'utilizzo. I pozzi avranno una profondità di 30 metri poiché al di sotto la produttività dell'acquifero è scarsa. È stato eseguito uno studio per calcolare la distanza minima di influenza dei pozzi (Fig. 15), cioè la distanza minima alla quale possono essere costruiti i pozzi senza che l'emungimento da un pozzo abbia interferenza con la captabilità degli altri.

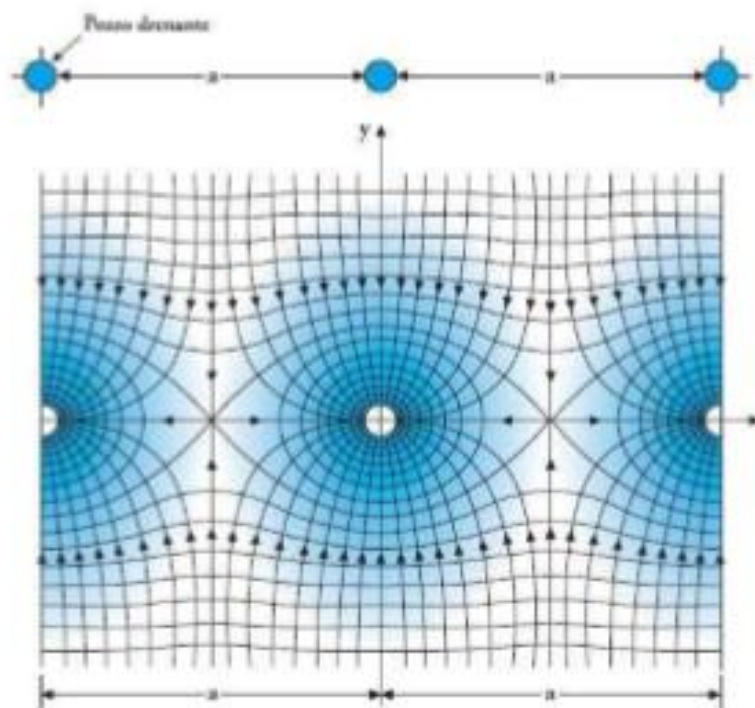


Fig. 15 Distanza minima di influenza tra i pozzi.

La distanza minima tra i pozzi è stata valutata pari a 15 metri.

Le altre valutazioni che è stato necessario fare per ottenere la concessione riguardano:

- L'assenza del rischio di contaminazione della falda nel momento della perforazione e durante il funzionamento;
- Valutare che le portate richieste non alterino in maniera eccessiva il livello piezometrico della falda (per motivi ambientali e di funzionamento dell'impianto).

È stato valutato che il trend piezometrico della falda è in aumento e anche con i prelievi massimi previsti non sussiste il rischio di un depauperamento dell'acquifero. La temperatura media annuale dell'acqua di falda è stata valutata pari a 14°C e quindi adeguata all'utilizzo per la climatizzazione.

2. Metodi

In questo capitolo verranno descritti i software utilizzati per la progettazione e il dimensionamento dell'impianto. Il programma principale si chiama **Trnsys16**© e permette di modellare il condominio e l'impianto di climatizzazione. Trnsys dispone di numerose **suite** che permettono di simulare l'edificio e l'impiantistica. Ogni suite è a sua volta composta da una libreria di **types**, cioè componenti che simulano differenti azioni o impianti. Nel capitolo 2.1 viene descritto il primo componente del software denominato **TRNBUILD** il quale permette di definire le caratteristiche edilizie del progetto senza però avere una vera e propria interfaccia grafica. Successivamente viene esposto il lavoro di dimensionamento e modellazione dell'impianto di climatizzazione tramite **Trnsys Studio** (Cap. 2.2).

2.1 Modellazione dell'edificio con TRNBUILD (Type 56)

La modellazione dell'edificio presente nel software non ha permesso di lavorare con una simulazione tridimensionale dell'edificio, ma è stato possibile ricostruirlo inserendo tutti i parametri ottenuti dalle stratigrafie o dalle normative. Le planimetrie degli edifici (Fig. 16) fornite da ACEA Pinerolese Industriale S.p.A. (depositate presso il catasto della città di Pinerolo) sono state utilizzate per calcolare le dimensioni interne ed esterne e per poter ricreare un modello tridimensionale con il software **SketchUp**®, modello attraverso il quale si è potuti risalire facilmente alle dimensioni non presenti nei dati catastali come i volumi e le aree finestrate.

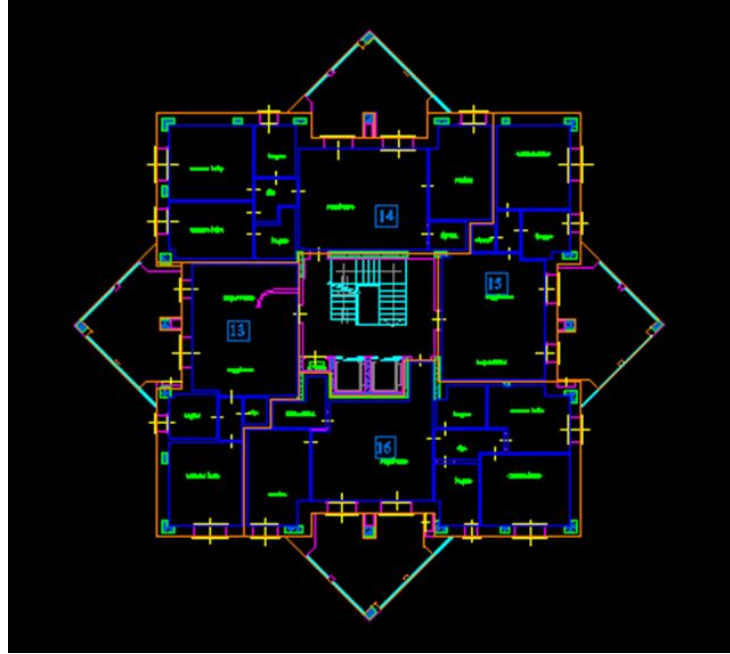


Fig. 16 Planimetria dell'edificio.

Al fine di semplificare i calcoli si è deciso di lavorare su un solo edificio poiché gli altri due presentano la stessa planimetria. La normativa italiana prevede che “*gli ambienti serviti dallo stesso impianto di climatizzazione*” si possano considerare come un’unica zona termica. Si evince che negli edifici in esame sono presenti solo due zone definite dalla norma UNI TS 11300 [41]: la zona abitativa e la zona delle scale (non riscaldata). Questo ha permesso di semplificare i calcoli anche nella modellazione di Type56 non dovendo suddividere i singoli appartamenti e i singoli piani. Il risultato ottenuto attraverso il programma di disegno tecnico, ricreato a partire dalla planimetria e dai dati catastali, è rappresentato in Fig. 17:

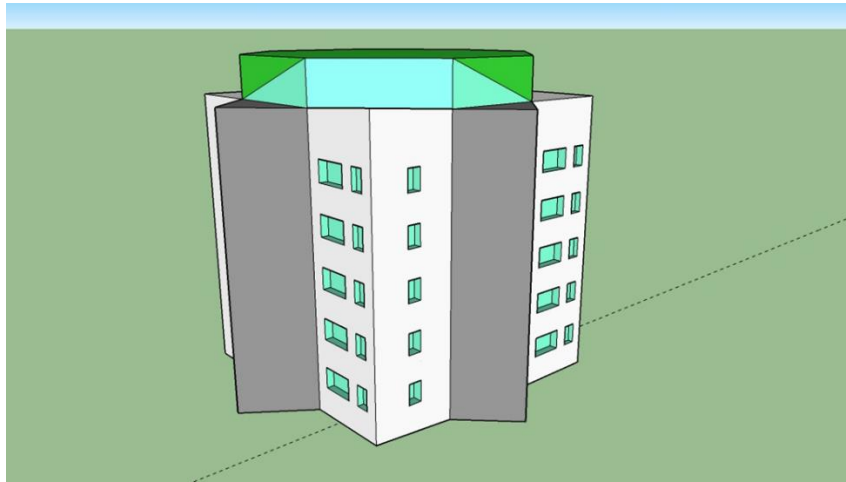


Fig. 17 Modellazione dell'edificio tramite SketchUp©.

I dati così ottenuti sono stati inseriti all'interno di Trnsys al fine di valutare le altre dimensioni caratteristiche degli edifici (che sono riportate nella Tab. 4) utili ai fini della simulazione tramite il software:

Tab. 4 Dimensioni caratteristiche dell'edificio

Volume abitabile	6258.33	m ³
Capacità termica dell'abitabile	7510	kJ/K
Volume scala	735	m ³
Capacità termica delle scale	882	kJ/K
Volume totale	6993.33	m ³
Superficie vetrata	135	m ²
Superficie esterna	1970.33	m ²
S/V	0.3148	m ⁻¹

2.1.1 Definizione delle caratteristiche dei materiali

Prima di poter dimensionare i muri all'interno del software è stato necessario studiare la stratigrafia originale dei palazzi per poter aggiornare la libreria del programma in quanto erano assenti diversi materiali. Per poter svolgere i calcoli Trnsys necessita sostanzialmente di 3 parametri riguardanti i singoli materiali edilizi: la conduttività, la capacità termica e la densità (Fig. 18). Questi valori sono stati presi in parte dalla stratigrafia dettagliata fornita da ACEA e in parte da letteratura [42].

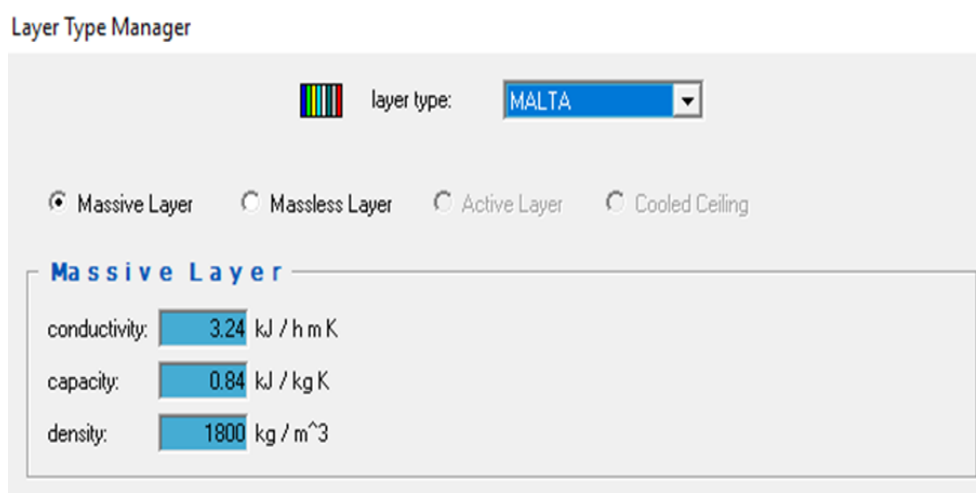


Fig. 18 Finestra per la definizione delle caratteristiche dei materiali su Type56.

2.1.2 Caratteristiche dell'involucro opaco

Sono stati inseriti all'interno della libreria i materiali che compongono la muratura dell'edificio e si è potuto procedere alla modellazione della stratigrafia di ciascun muro. Rispettando la documentazione originale degli edifici si è andato ad inserire ciascun materiale con lo spessore corretto al fine di ottenere come risultato la trasmittanza termica (U (W/m^2K)).

Il territorio italiano è stato diviso in 6 differenti zone climatiche [43] in funzione dei gradi giorno, ossia in funzione del clima medio. Ogni zona climatica è identificata con una lettera dalla A alla F, rispettivamente la zona col clima meno rigido e la zona col clima più rigido in base ai gradi giorno. Secondo la definizione dell'Arpa Piemonte i gradi giorno di riscaldamento sono “*un parametro empirico utilizzato per il calcolo del fabbisogno termico di un edificio e rappresentano la somma delle differenze tra la temperatura dell'ambiente riscaldato (convenzionalmente $20^{\circ}C$) e la temperatura media esterna; la differenza è conteggiata solo se positiva.*” [44]. Questa classificazione specifica qual è il periodo di riscaldamento per ciascuna zona e, inoltre, impone i limiti di trasmittanza termica da rispettare. Il Comune di Pinerolo è classificato in zona E poiché ha un numero di gradi giorno compreso tra 2100 e 3000. Prima di procedere con la modellazione si è verificato che i valori ottenuti dalle stratigrafie rispettassero i limiti imposti dalla norma e riferiti al 2009 [41], anno di costruzione degli edifici, per la zona climatica E; ciascun limite è stato ampiamente rispettato, comportando una grande inerzia termica dell'edificio. Oltre a questi dati viene anche richiesto di inserire i valori di adduttanza termica e di assorbimento solare (Fig. 21). Di seguito vengono

riportati due esempi delle stratigrafie presenti nei documenti originali e una trasposizione su Trnsys.

Nella Tab. 5 è descritta la stratigrafia dei componenti opachi che compongono la struttura esterna degli edifici. Si tratta di una muratura con camera d'aria realizzata con i paramenti costituiti da tavelle a 6 fori all'interno e tavelle a 9 fori all'esterno. L'isolante utilizzato è il Neopor [45].

Tab. 5 Stratigrafia originale del componente opaco esterno.

Descrizione	S [mm]	Lambda [W/mK]	C [W/m²K]	M.S. [kg/m³]	R [m²K/W]
Adduttanza interna	0		7.700		0.130
intonaco di calce e gesso	15	0.700	46.667	21.00	0.021
Tavella 6 fori	80		6.410	68.00	0.156
Aria	192	0.550	2.865	0.25	0.349
Neopor	80	0.031	0.388	2.40	2.581
Malta	15	0.900	60.000	27.00	0.017
Tavella 9 fori	120		4.739	87.00	0.211
Intonaco di calce e gesso	15	0.700	46.667	21.00	0.021
Rivestimento ceramico	3	1.000	333.333	6.90	0.003
Adduttanza esterna	0		25.000		0.040
Resistenza = 3.529 m²K/W			Trasmittanza = 0.280 W/m²K*		
Spessore totale = 520 mm			Massa superficiale = 213 kg/m³		
*Il limite per le pareti verticali relativo al 2009 era di 0.37 W/m²K					

In Fig. 19 sono mostrate le rappresentazioni grafiche della stratigrafia della struttura con le relative temperature interna e esterna e il diagramma delle pressioni (diagramma di Glaser).

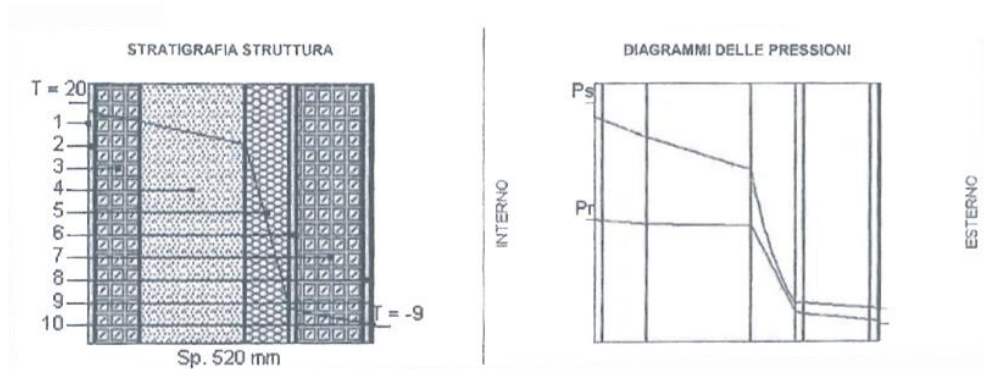


Fig. 19 Rappresentazione grafica della stratigrafia originale e diagramma di Glaser per il componente opaco.

Per quanto riguarda i componenti opachi che hanno la funzione di muri divisori tra gli alloggi in Tab. 6 è riportata la stratigrafia originale.

Tab. 6 Stratigrafia originale del componente opaco per i muri divisori tra gli alloggi.

Descrizione	S [mm]	Lambda [W/mK]	C [W/m²K]	M.S. [kg/m³]	R [m²K/W]
Adduttanza interna	0		7.700		0.130
intonaco di calce e gesso	15	0.700	46.667	21.00	0.021
Tavella 6 fori	80		6.410	68.00	0.156
Malta	5	0.900	60.000	27.00	0.017
Cartongesso	13	0.210	16.154	11.7	0.062
Cartongesso	13	0.210	16.154	11.7	0.062
Lana di roccia	60	0.038	0.605	4.5	1.653
Tavella 6 fori	80		6.410	68.00	0.156
intonaco di calce e gesso	15	0.700	46.667	21.00	0.021
Adduttanza esterna	0		25.000		0.040
Resistenza = 2.307 m²K/W			Trasmittanza = 0.433 W/m²K		
Spessore totale = 281 mm			Massa superficiale = 173 kg/m³		

Anche per questo componente in Fig. 20 vengono rappresentate la stratigrafia e il diagramma delle pressioni.

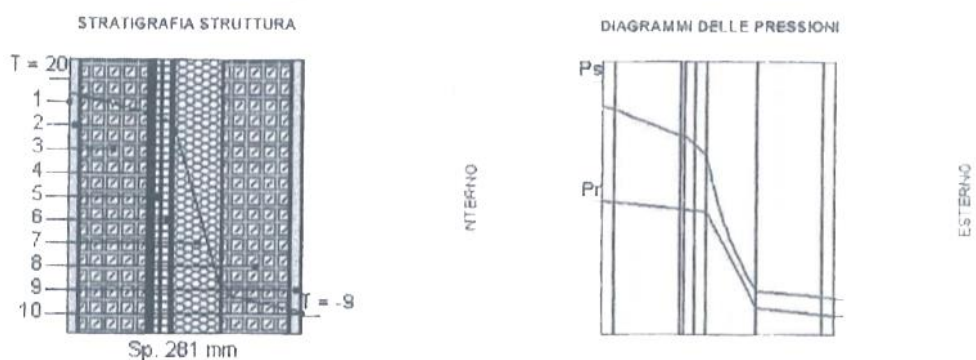


Fig. 20 Rappresentazione grafica della stratigrafia originale e diagramma di Glaser per i muri divisori..

La Fig. 21 rappresenta la schermata del software dove è possibile ricreare la stratigrafia originale inserendo in ordine gli elementi murali che la compongono. Il programma effettua un calcolo sullo spessore totale e sulla trasmittanza termica grazie al quale è stato possibile verificare, confrontando con i valori originali, la correttezza del risultato.

Wall Type Manager

 wall type: **ESTERNO**

front / inside

No.	Layer	Thickness	Type
1	INTONACO	0.015	massive
2	TAVELLA_6_FORI	0.080	massive
3	ARIA	0.192	massive
4	NEOPOR	0.080	massive
5	MALTA	0.015	massive
6	TAVELLA_9_FORI	0.120	massive
7	INTONACO	0.015	massive

back

total thickness: m

u - value: W/m² K

Solar Absorptance of Wall

front: -

back: -

Convective Heat Transfer Coefficient of Wall

Front

☒ userdefined ☐ internal calculation

kJ/h m² K

Back

☒ userdefined ☐ internal calculation

kJ/h m² K

OK Cancel Save to user library






Layer

<- new ...
 <<- Library ...
 WALL_BOARD
 POLY_URETH
 POLY_URETH2
 PLYWOOD
 BITUMEN
 SPRUCE_PIN
 CLINKER_HO
 INTONACO
 TAVELLA_6_FORI
 NEOPOR
 MALTA
 TAVELLA_9_FORI
 POLISTIRENE
 PIASTRELLE

Fig. 21 Definizione delle stratigrafie su TRNBUILD.

2.1.3 Caratteristiche dell'involucro trasparente

Per quanto riguarda il vetro e i telai delle finestre si tratta di finestre con telaio in legno e vetrocamera a due intercapedini con una trasmittanza termica totale pari a 2.032 W m²/K (1.787 W/m²/K per il solo vetro). Anche in questo caso i valori rispettano la normativa del 2009 [46] la quale richiedeva seguenti limiti:

- 1.9 W/m²/K per la parte vetrata;
- 2.4 W/m²/K per la coppia infisso/vetrata.

Si sono dunque impostati su **SketchUp**© le singole aree finestrate e si è poi potuto calcolare l'area totale vetrata per ciascuna facciata, si sono inseriti i valori di adduttanza interna ed esterna fornita dalla relazione tecnica e, per quanto riguarda le

schermature esterne, si è fatto riferimento alla normativa [41] per il valore di resistenza termica e della trasmittanza (Fig. 22).

Window Type Manager

The screenshot shows the 'Window Type Manager' dialog box. At the top, a house icon is next to the 'window type:' dropdown, which is set to 'FINESTRE_N'. Below this, the 'Glazing' section contains fields for 'ID number' (1302), 'slope of window' (90 degree), 'width' (1.2 m), and 'height' (1.3 m). It also has 'u - value' (2.83 W/m² K), 'g - value' (0.755 %/100), and 'ID spacer' (1, Aluminum - ASHREA Metallic). A note states 'Entered values are used for display only'. The 'Convective Heat Transfer Coefficient of Window' section has two sub-sections: 'Front (inside)' and 'Back (outside)', each with 'userdefined' and 'internal calculation' radio buttons and a value field (27.71 and 89.96 kJ/h m² K respectively). The 'Optional Properties of Shading Devices' section includes 'Additional Heat Resistance' for internal and external devices (0 and 0.03 h m² K/kJ), 'Reflection Coefficient of Internal Device' for towards window and zone (0.5 %/100), and 'Fraction of abs. Solar Radiation to Zone Air Node (CCISHADE)' (0.5 %/100). The 'Frame' section has 'area frame/window' (0.4 %/100), 'u - value (1/R)' (14.4 kJ/h m² K), and 'solar absorptance' (0.6). At the bottom are 'OK', 'Cancel', and 'Save to user library' buttons, and a row of four small icons (R, D, C, N).

Fig. 22 Interfaccia per la definizione dei parametri relativi alle finestre su Type56.

2.1.4 Definizione delle zone termiche

Dopo aver importato le stratigrafie si sono impostate le due differenti zone e a ciascuna è stata assegnata la muratura con le relative aree e aree finestrate. Per ogni muro viene chiesto innanzitutto di specificarne la tipologia [47]:

- Esterno: definisce un muro confinante con l'esterno;
- Interno: definisce i divisori interni all'appartamento oppure divisori tra un appartamento e l'altro (poiché tutti gli appartamenti appartengono alla stessa zona);
- Adiacente: definisce i muri che dividono due zone distinte. Questa opzione è stata utilizzata successivamente anche per la definizione della pavimentazione radiante;
- Boundary: questa opzione definisce il confine tra un muro e una zona a temperatura fissa;

Nella stessa finestra vengono anche richiesti i seguenti parametri:

- Area: l'area superficiale del muro in questione;
- Geosur: definisce la percentuale dei raggi solari che incide sul muro. Per la predisposizione dell'edificio si è ipotizzato che questo fattore, tenendo in considerazione che la sommatoria dei singoli coefficienti non deve superare l'unità per la singola zona [47], fosse uniformemente distribuito su tutta la pavimentazione;
- Wall gain: con questo valore si intende il flusso di energia che fornisce il muro in questione, si è ipotizzato di non considerare questo attributo non avendo dati precisi a riguardo;
- Orientation: indica la direzione verso cui è orientato il muro (nord, sud, ovest, est oppure orizzontale);
- View to sky: è lo *sky view factor*, cioè un valore compreso tra 0 e 1 che indica la percentuale di muro che “vede il cielo” [48]. Da letteratura questo valore è imposto a 1 per i muri orizzontali e 0.5 per quelli verticali;
- Windows: per ogni muro viene data la possibilità di inserire la tipologia di finestra con la relativa area e le schermature esterne o interne attribuitegli.

2.1.5 Dimensionamento della pompa di calore

Per prima cosa è stato dimensionato l'impianto di riscaldamento necessario a ricoprire il fabbisogno termico dell'edificio nella situazione più sfavorevole [49]. Si sono dunque disattivati tutti gli apporti gratuiti interni all'edificio e si è attivato il riscaldamento impostando una potenza massima elevata. Si è dunque esportato il file generato da Type56 su Trnsys Studio, dove, con un programma molto semplice, si è simulata la situazione più critica impostando la temperatura esterna di progetto utilizzata dal costruttore in fase di progettazione pari a -9°C [49, 50], si è simulato il caso di completa assenza di radiazione solare e di totale assenza di accumulo termico. Lo schema utilizzato per questo programma (Fig. 23) è composto dal file creato su TRNBUILD che è identificato da un'icona verde con una casa stilizzata. Il calcolatore denominato *turn* è impostato di default per tutti i programmi creati su Trnsys Studio. Infine sono presenti un calcolatore che trasforma i risultati in uscita in unità di misura del Sistema Internazionale e un *plotter* il quale permette di stampare a video i risultati della simulazione.

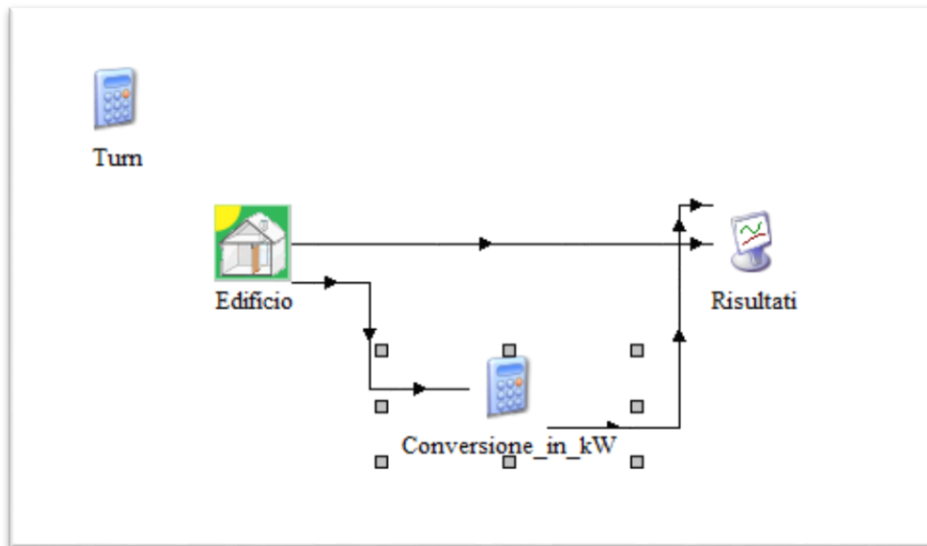


Fig. 23 Schema per il dimensionamento dell'impianto tramite Trnsys Studio.

Dal grafico in Fig. 24 si evince che la potenza termica necessaria, per mantenere la temperatura interna di set-point invernale pari a 20°C [46], è uguale a 68.7 kW. La pompa di calore è stata dunque dimensionata per coprire questo carico. La simulazione è stata effettuata per un tempo sufficientemente lungo affinché la temperatura si stabilizzasse. Si è ipotizzato che all'inizio della simulazione la temperatura interna fosse pari a 25°C, cioè 5°C al di sopra del set-point, cosicché da evitare problemi di convergenza all'inizio dovuti dal picco di potenza necessaria ad ottenere i 20°C.

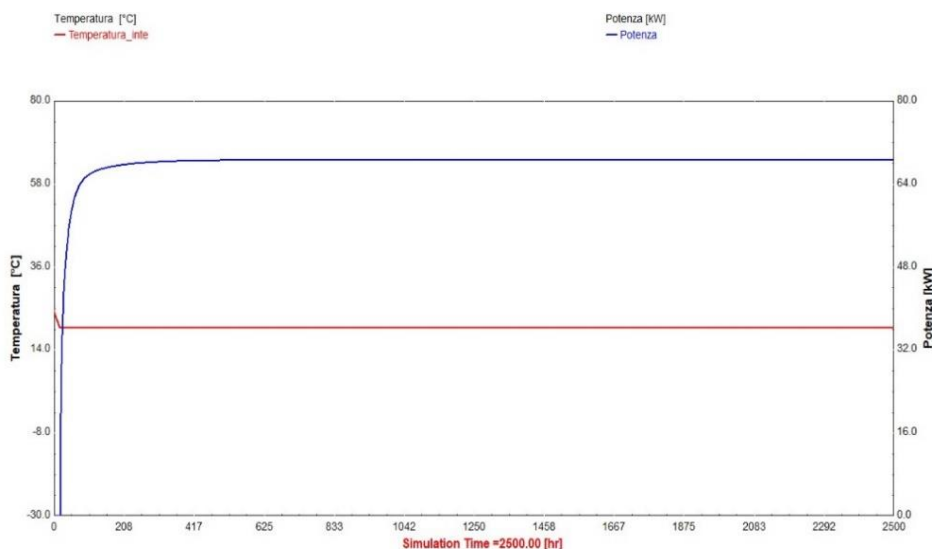


Fig. 24 Potenza termica necessaria per mantenere una temperatura costante di 20 °C in condizioni di progetto.

2.1.6 Parametri relativi all'utenza

Una finestra a parte permette di impostare i parametri statici e dinamici che riguardano l'abitazione, gli abitanti dell'edificio e le apparecchiature interne. Tutti questi fattori concorrono alle variazioni igrometriche e di temperatura dell'ambiente. I parametri principali da impostare sono:

- Valori iniziali: Si è deciso di far coincidere l'inizio della simulazione con il primo giorno dell'anno scegliendo un lunedì così da poter impostare più semplicemente tutte le schedule (cioè programmare i types, come spiegato nella pagina successiva) riguardanti le stagioni o i giorni della settimana. I valori iniziali richiesti dal software per quanto riguardano l'edificio sono: temperatura e umidità. Questo valore non incide in maniera importante sul funzionamento del sistema, ma valori troppo discordanti potrebbero comportare delle instabilità nei primi giorni di simulazione, si è dunque deciso di assumere 15 °C e 50% di umidità, in questo modo la pompa di calore dovrà azionarsi subito a differenza della simulazione effettuata per il dimensionamento (Cap. 2.1.5).
- Infiltration/ventilation: L'edificio non è provvisto di un sistema di ricambio d'aria meccanico, dunque la ventilazione forzata è stata disattivata. Le infiltrazioni sono invece state calcolate secondo la norma UNI TS 11300 [41] ottenendo un valore di 0.5 ricambi/h per la zona delle scale, per la zona

abitativa è invece stato mantenuto il valore di 0.6 ricambi/h ipotizzato in fase di costruzione dal progettista.

- Heating/cooling: Questa funzione è stata utilizzata solo per quanto riguarda il riscaldamento e soltanto per la simulazione di dimensionamento dell'impianto (Cap. 2.1.5). Per tutte le altre simulazioni questo parametro è stato disattivato poiché il sistema di climatizzazione è stato modellato su Trnsys Studio.

All'interno di TRNBUILD è possibile applicare delle schedule ad alcuni parametri, cioè definire dei programmi orari e giornalieri secondo i quali variano i parametri. Questo permette di modificare i valori durante l'arco della giornata e in base al giorno della settimana. Sono stati impostati valori orari diversi per quanto riguarda i giorni lavorativi e il week end. La maggior parte dei componenti può essere governato da un programma giornaliero poiché può cambiare valore in base al numero delle persone presenti oppure in base alle norme (ad esempio le apparecchiature luminose). Di seguito vengono presentate le schedule utilizzate per stimare gli apporti gratuiti interni dovuti al numero di persone, alle apparecchiature luminose e elettriche.

- Numero di persone: Si è ipotizzato un numero di 80 condòmini per ogni edificio. Il programma studiato è differente per i giorni della settimana, durante i quali segue l'andamento tipico della giornata lavorativa, e per i giorni del week end (Fig. 25).

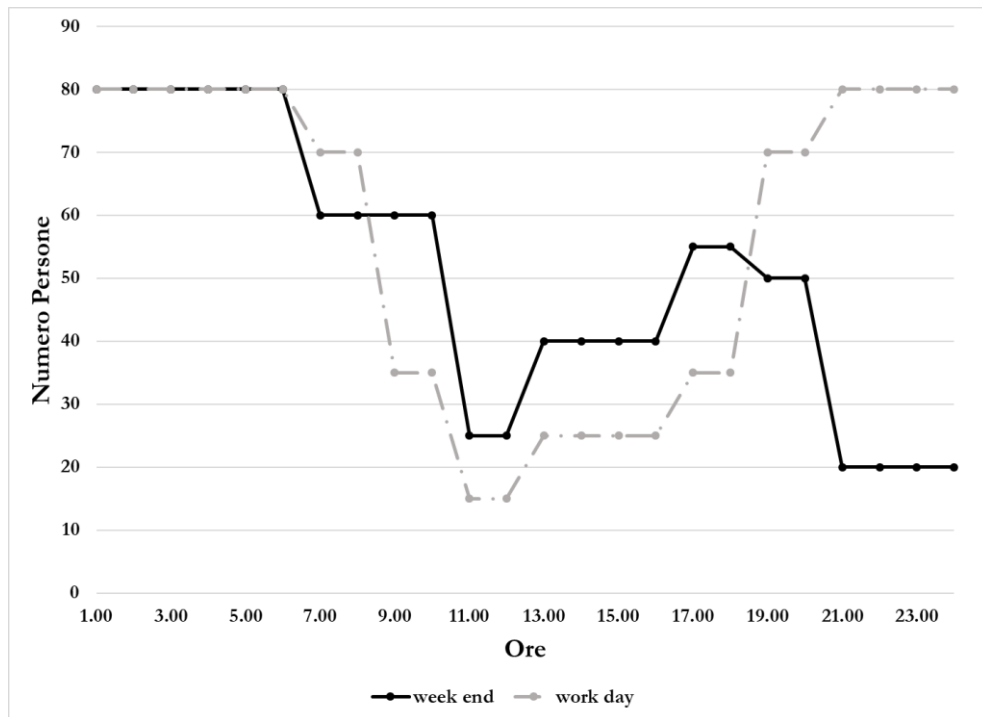


Fig. 25 Schedule relativa alla variazione del numero di persone durante il giorno.

- Apparecchiature luminose: In questo caso si è stimata la percentuale di luci accese considerando una superficie illuminabile di 1.500 m^2 con lampade di potenza pari a 5 W/m^2 e con un contributo convettivo pari all'80%. Non è stata considerata tutta l'area calpestabile poiché si sarebbe sovradimensionata questa stima. L'edificio ha una scala interna priva di finestre dunque per la seconda zona si è ipotizzato di avere un'illuminazione costantemente accesa su un'area pari a 245 m^2 (anche in questo caso si è scelta un'area minore per non sovradimensionare la stima) con una potenza di 13 W/m^2 (Fig. 26).

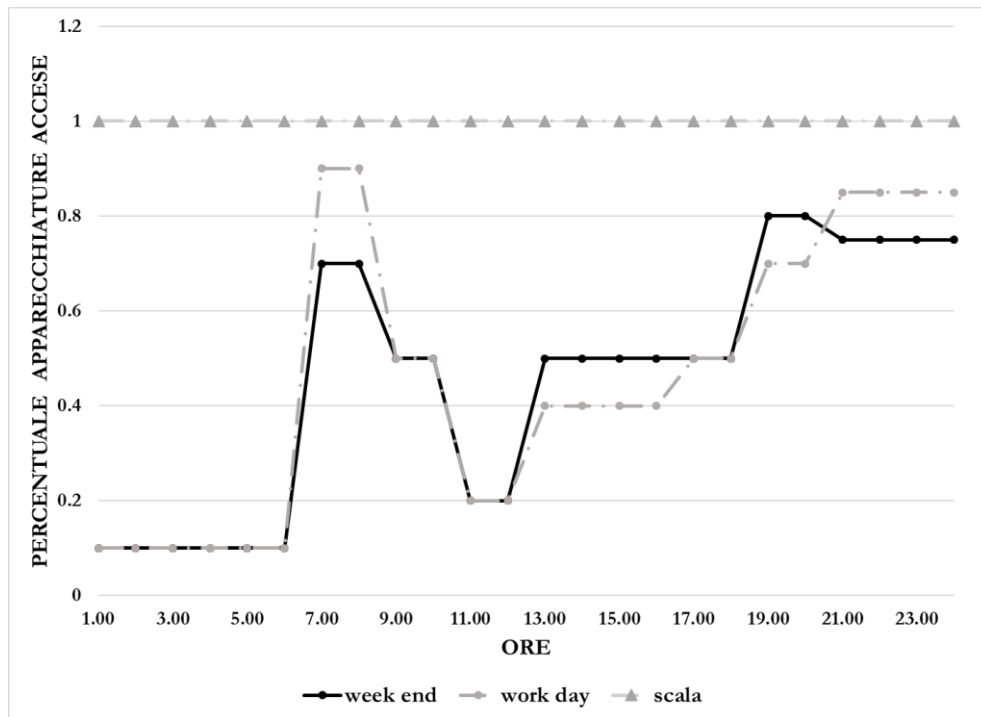


Fig. 26 Schedule relativa alla percentuale di apparecchiature luminose accese durante l'arco della giornata.

- Apparecchiature elettriche: Trnsys fornisce una stima dei consumi relativi alle apparecchiature elettriche, ciò ha permesso di valutare gli apporti gratuiti generati. Si è ipotizzato che fossero presenti 3 apparecchi da 230W in ogni appartamento e si è stimato il numero di apparecchiature accese durante la giornata secondo la schedule in Fig. 27.

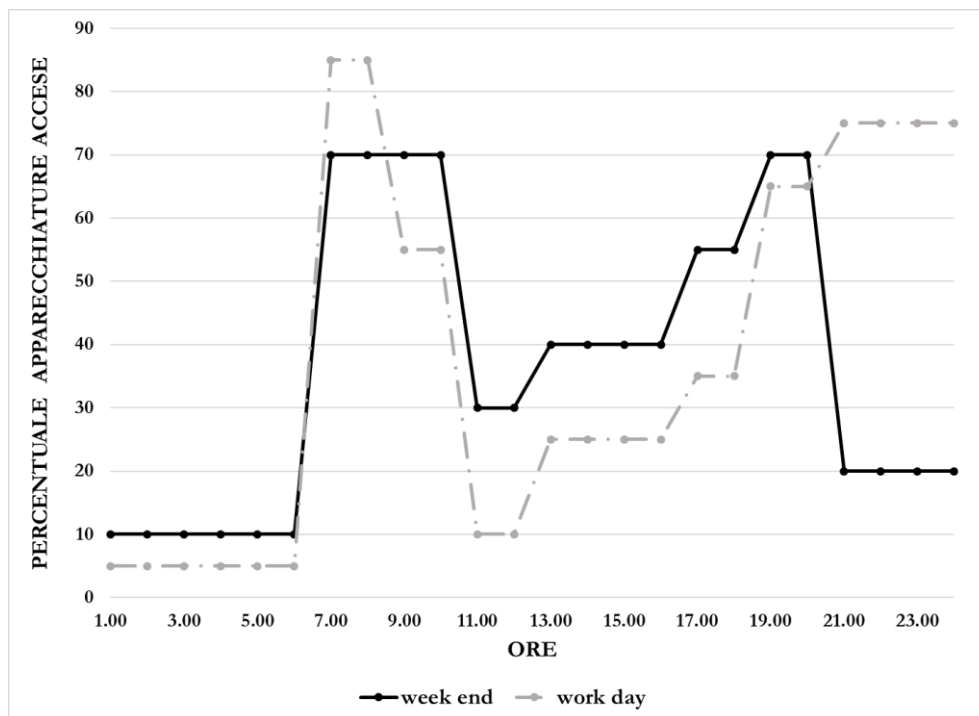


Fig. 27 Schedule relativa al numero di apparecchiature elettriche in funzione durante l'arco della giornata.

2.1.7 Dimensionamento dei pavimenti radianti

Nello studio in questione, allo stato attuale, l'edificio è provvisto di riscaldamento a pavimenti radianti, ma l'abbinamento con una caldaia a condensazione a metano non permette di sfruttarne a pieno le potenzialità [35]. Diversi studi hanno evidenziato come la temperatura massima dei pavimenti non debba superare i 28-29°C per non causare disturbi fisiologici [51]. Dimensionare in maniera corretta l'area coperta dal pavimento radiante è importante per evitare i problemi sopracitati e per non sovradimensionare l'impianto [36]. Poiché non sono presenti dati riguardanti il dimensionamento di tale sistema, si è deciso di ricalcolare la superficie di pannelli necessaria. Per prima cosa si è verificato se la superficie disponibile permettesse una potenza installabile sufficiente a soddisfare la potenza richiesta calcolata nel Cap. 2.1.5, si è dunque moltiplicata la potenza necessaria ad avere 29°C per un massetto standard pari a $q_{\max}=100\text{W/m}^2$ [35] per la superficie disponibile pari a 4293m^2 (Eq. 5):

$$Q_{\text{installabile}} = S \cdot q_{\text{max}} = 4293 \text{ m}^2 \cdot 100 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} = 429.3 \text{ kW}$$

Eq. 5

Si può notare che la potenza installabile è di molto maggiore alla potenza richiesta, ciò ha permesso di ridimensionare l'impianto utilizzando il trattato e le tabelle fornite da WATTS INDUSTRIES [36]. Per un impianto che prevede un interasse tra i tubi di 30cm e con il massetto presente, il valore ottimale è pari a 42.8 W/m² [36]. Utilizzando questo valore si è ottenuta la temperatura ambiente richiesta e una temperatura a pavimento di circa 24°C rispettando i limiti [51]. Il circuito di riscaldamento viene diviso in piccoli *loops* (circuiti) per ridurre le perdite e avere temperature più uniformi. Si è ipotizzato di inserire all'incirca 1 circuito per stanza (2 o 3 nel caso di stanze più grandi) per un totale di 161 *loops*.

Per calcolare la lunghezza totale dei tubi dell'intero edificio, si è utilizzata la formula Eq. 6 presente nel manuale di utilizzo di Trnsys 16:

$$\text{Length} = \frac{\text{Area}}{\text{Interasse} \cdot \text{Loop}} \text{ [m/loop]}$$

Eq. 6

Ottenendo un valore di 79.1 m per ogni circuito e quindi un totale di 12735.1 m di tubazioni.

Dopo aver dimensionato su carta il sistema di climatizzazione a pavimento, si è dovuto modellare lo stesso all'interno di TRNBUILD. Per calcolare l'area effettiva coperta dai pannelli radianti si è calcolato il rapporto tra la potenza calcolata in fase di dimensionamento (Cap. 2.1.5), pari a 68.72 kW, e la potenza calcolata attraverso le tabelle pari a 42.8 W/m² [36] ottenendo un'area di 1605.61 m².

Si è ipotizzato un sistema di tubature standard con le caratteristiche descritte in Tab. 7:

Tab. 7 Dimensioni caratteristiche delle tubazioni.

Materiale	PEX	
Diametro interno	14	mm
Diametro esterno	18	mm
Conduttività termica	0.38	w/m/°C
Viscosità dell'acqua	0.0009	kg/m/s

Dato il diametro interno e la lunghezza delle tubazioni, si è calcolato il volume d'acqua contenuto all'interno dell'impianto che è pari a 1.96 m³. Un valore così alto comporterà un ulteriore aumento dell'inerzia termica dell'impianto. Questo costituisce un vantaggio economico poiché permette alla pompa di azionarsi meno frequentemente. Per calcolare la portata oraria della pompa di calore si è fatto riferimento al manuale di Trnsys [47] utilizzando la formula esposta in Eq. 7 :

$$Portata = \frac{(Potenza \cdot 860)}{\Delta T \cdot c} = \frac{68.72 \text{ kW} \cdot 860}{5 \text{ K} \cdot 1 \frac{\text{kcal}}{\text{kg} \cdot \text{K}}} = 11819.84 \text{ kg/h}$$

Eq. 7

Dove con c si è indicato il calore specifico dell'acqua e il coefficiente pari ad 860 serve per convertire i kW in kcal/h. Questa è la portata necessaria ad ottenere la potenza termica richiesta con un salto di temperatura di 5 K tra ingresso e uscita dalla PDC. Utilizzando la potenza a pavimento ottenuta [36], con questa portata, è possibile avere l'acqua a 37 °C in mandata senza il rischio di superare le temperature a pavimento previste dalla legge [51].

Si è deciso di dividere l'area pavimentata in due sezioni distinte, infatti la stratigrafia dei 6 interpiani è la stessa mentre il piano terra ha una trasmittanza termica inferiore poiché è confinante con i parcheggi sotterranei non riscaldati. In

Tab. 8 sono riassunti i dati inseriti su TRNBUILD relativi alle aree pavimentate prima e dopo l'inserimento dei pannelli radianti:

Tab. 8 Definizione delle superfici pavimentate prima e dopo l'inserimento dei pannelli radianti.

AREA	METRATURA [m ²]
Divisione area calpestabile	
Totale interpiano	3928
Totale piano terra	365
Divisione dopo l'inserimento del pavimento radiante	
Interpiano radiante	1376.22
Interpiano non radiante	2551.78
Piano terra radiante	229.4
Piano terra non radiante	135.6

Poiché i pannelli radianti non ricoprono l'intera superficie si è dovuto distinguere per le due sezioni un'area radiante e una normale. Calcolate le aree necessarie al sistema di climatizzazione si è ricreato il massetto su Type56. Il massetto presente nell'edificio è composto da malta con uno spessore di 12cm all'interno della quale sono affogate le tubazioni. Si è dunque dovuto creare uno strato *"attivo"* da sostituire al massetto normale, così facendo il programma permette di fornire in input la portata e la temperatura dell'acqua. Il nuovo muro diventa quindi un muro *"adiacente"* e non più *"interno"*, questo perché diventando attivo scambia calore con la stessa zona. Inoltre è possibile specificare, in questa sezione, il numero di *loops*, cioè di circuiti, presenti per il piano terra e per i vari interpiani; anche in questo caso, non avendo a disposizione dei dati precisi, si è ipotizzato il numero di cicli nel Cap. 2.1.7 dividendoli in: 25 per il piano terra e 136 per gli altri.

Si è dunque predisposto il programma in maniera tale da accettare i parametri dell'acqua di riscaldamento come input e si è proceduto a sviluppare il programma sul componente Trnsys Studio.

2.2 Modellazione dell'impianto di riscaldamento: TRNSYS STUDIO

Questo componente di Trnsys permette di dimensionare diverse tipologie di sistemi di climatizzazione e di produzione di energia. Funziona come un sistema a blocchi che possono essere collegati tra di loro e possono interagire con gli altri Types del software o con dati provenienti dall'esterno.

2.2.1 Dati meteo: METEONORM

Come primo passaggio sono stati collegati al programma i dati meteo relativi all'ubicazione degli edifici. I dati in questione sono collezionati all'interno di un grande database denominato *Meteonorm* all'interno della quale è presente anche la città di Torino [52]. Si tratta di dati sempre aggiornati che riguardano tra gli altri:

- Temperatura esterna;
- Precipitazioni, velocità e direzione del vento, umidità;
- Radiazione globale (con intervalli di tempo di un minuto) e irraggiamento solare;
- Orario di alba e tramonto.

È inoltre possibile inserire i dati per una superficie inclinata a piacere, per la quale il programma calcola la radiazione solare. Quest'ultimo punto è stato fondamentale quando si sono impostati i pannelli solari e i pannelli fotovoltaici.

Il Comune di Pinerolo si trova in zona climatica E [43] con un numero di gradi giorno di riscaldamento compresi tra i 2100 e i 3000. Come si può vedere in Fig. 28 dai dati collezionati da Arpa Piemonte [44] per la stagione standard di riscaldamento (15 ottobre-15 aprile [41]) questo valore oscilla molto di anno in anno, ma rimane sempre all'interno della fascia E.

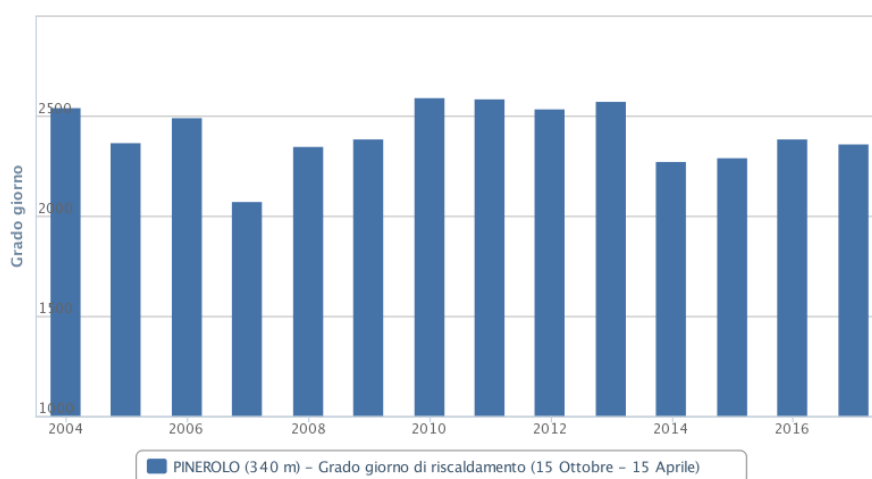


Fig. 28 Gradi giorno di riscaldamento per il Comune di Pinerolo dal 2004 al 2017 [44].

In

Fig. 29 è stato generato un grafico con le temperature medie, minime e massime per i 12 mesi nel Comune di Pinerolo. I dati sono stati presi dal sito *Climate-data.org* e fanno riferimento a dati meteorologici dal 1982 al 2012. Considerata la

notevole piovosità anche nei mesi più secchi (787 mm di media annuale [53]) questo clima può essere classificato come “*Clima temperato umido con estate calda*” in accordo con la classificazione di Köppen [54].

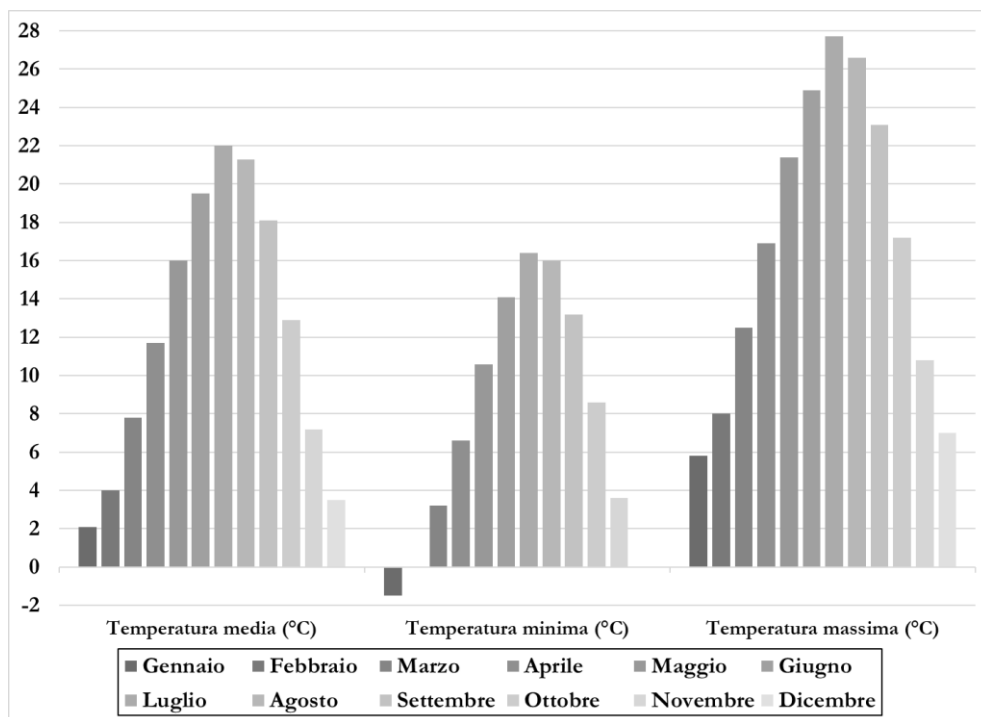


Fig. 29 Temperature medie, minime e massime mensili per il Comune di Pinerolo[53].

In Fig. 30 è stato rappresentato l'andamento orario delle temperature esterne utilizzate dal programma. Queste temperature fanno riferimento al database di Torino, ma da un confronto con i dati sopraelencati si può notare come siano simili. In particolare i dati in Fig. 30 iniziano dal primo di gennaio e terminano al 31 dicembre in accordo con la simulazione. Analizzando i dati orari si vede come la temperatura nella stagione di riscaldamento sia prossima allo zero, ma con pochi picchi estremamente negativi. Allo stesso modo nel periodo estivo la temperatura sale raramente sopra i 30°C.

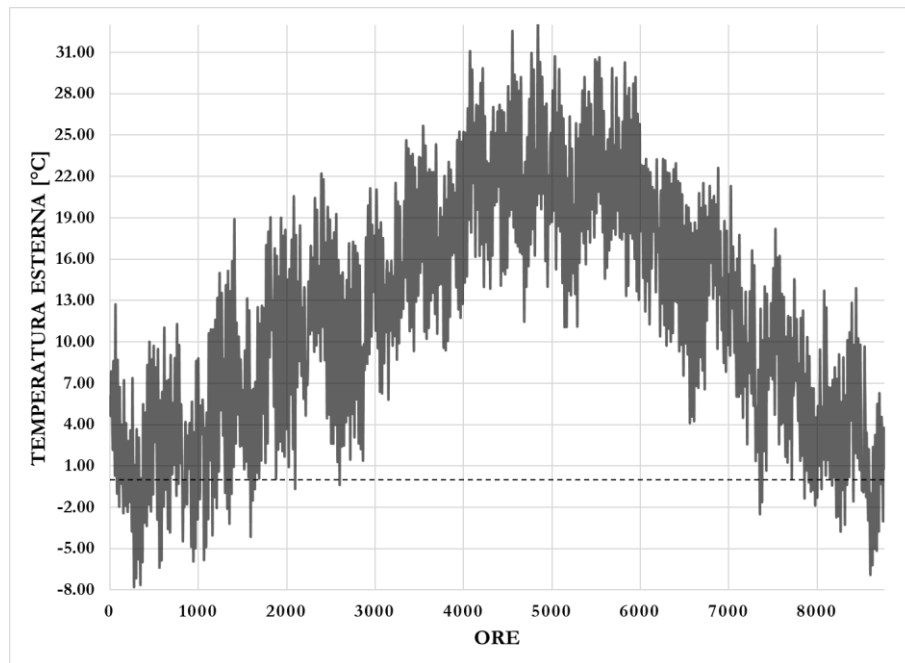


Fig. 30 Andamento orario della temperatura esterna per la città di Torino [52].

All'interno del software i dati meteorologici sono divisi nei 4 componenti: dati meteo, psicomетria, temperatura del cielo e infine un calcolatore all'interno del quale il programma valuta tutte le componenti delle radiazioni solari in tutte le direzioni (Fig. 31).

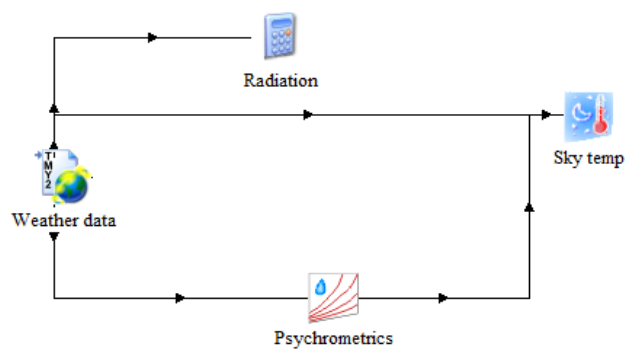


Fig. 31 Componenti meteorologici su Trnsys studio.

Si è dunque proceduto ad importare il file dell'edificio progettato su TRNBUILD collegandolo ai dati meteorologici.

2.2.2 Logica dei segnali

Parte fondamentale per il funzionamento del programma è la gestione dei vari componenti tramite una rete di segnali. Trnsys Studio permette di scegliere tra un'ampia gamma di types che regolano il funzionamento periodico dei componenti (basati su vacanze, periodi di riscaldamento/raffrescamento o normative). È anche possibile creare dei segnali manualmente tramite dei calcolatori che restituiscano valori binari. I componenti che svolgono la funzione di segnale monitorano un determinato parametro, come una temperatura o una portata, ed elaborano come risultato 1 o 0 utilizzandolo per azionare o meno un altro componente.

Il primo segnale inserito è quello relativo alla stagione di riscaldamento. La stagione di riscaldamento per la zona climatica E comincia il 15 ottobre e finisce il 15 aprile [41]. A questa schedule viene affiancato un termostato che deve monitorare la temperatura dell'aria interna. Con un solo componente si può monitorare la temperatura di set-point per il riscaldamento e per il raffrescamento impostate rispettivamente a 20 °C e 26°C come da normativa [41].

2.2.3 Pompa di calore

Il componente principale dell'impianto è la pompa di calore acqua-acqua reversibile abbinata al sistema di emungimento dell'acqua di falda. Per il dimensionamento del chiller si sono utilizzati i dati di targa ipotizzati in fase progettuale (Tab. 9) e, tramite un catalogo fornito da EMMETI, si è dimensionata la pompa di calore della potenza richiesta [55].

Tab. 9 Dati di targa della pompa di calore.

Potenza nominale	68.7	kW
Temperatura di falda	10*	°C
Temperatura di mandata	35	°C
Salto termico	5	K
COP nominale	6.09	
*La temperatura media dell'acqua di falda è stata valutata pari a 14 °C durante il corso dell'anno (Cap. 1.4.1). In fase di progettazione è stato assunto il valore di temperatura invernale.		

Questo tipo di pompa di calore è provvista di un compressore rotativo di tipo Scroll e di scambiatori a piastre. Il liquido frigorigeno utilizzato è il R 410 A. Da catalogo sono state fornite le potenze termiche ed elettriche per un range di

temperature di sorgente e di mandata ristretto [55]. Sono state aggiunte le temperature relative ai dati di targa e alcune temperature aggiuntive per poter coprire tutte le situazioni climatiche possibili. Per il calcolo del COP (Fig. 32 e

Fig. 33) in riscaldamento e in raffrescamento si sono usate le formule trovate da **Raphaël Croteau** [33] e si sono calcolate le potenze richieste.

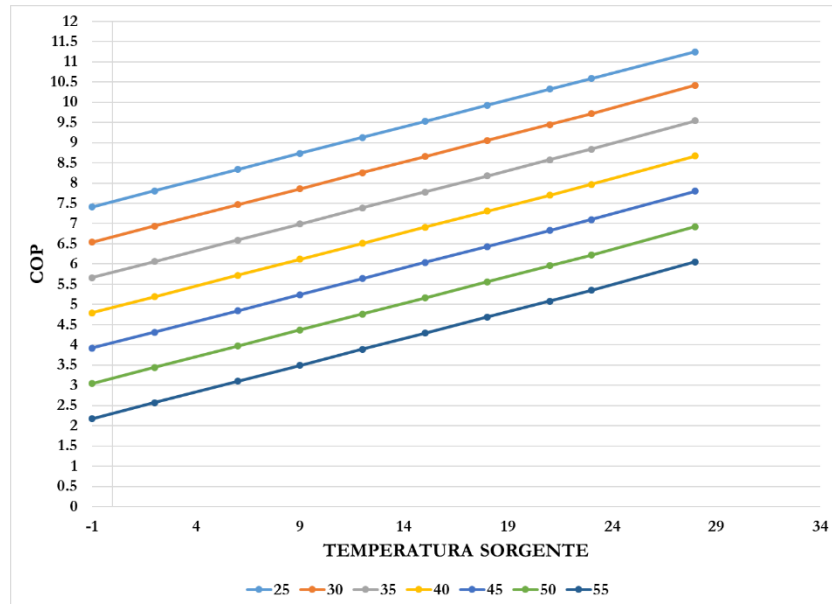


Fig. 32 Andamento del COP in riscaldamento in funzione della temperatura di mandata e della temperatura di sorgente.

Si può notare dai due grafici come il valore del COP dipenda dalla differenza di temperatura tra sorgente e mandata (Cap. 1.2.1).

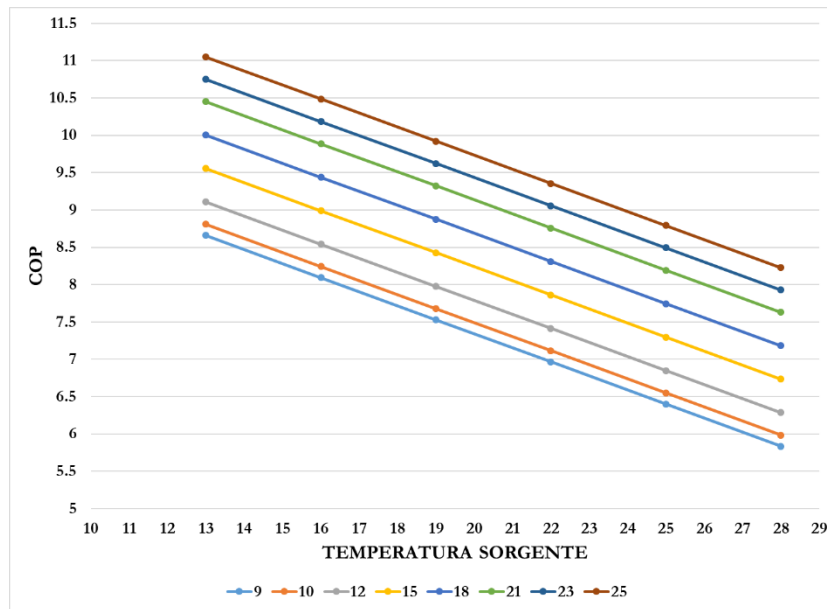


Fig. 33 Andamento del COP in raffrescamento in funzione della temperatura di mandata e della temperatura di sorgente.

Con i risultati ottenuti è stato possibile costruire il file per il funzionamento del **type668** (Fig. 34) che simula una pompa di calore acqua-acqua reversibile. A questo componente è stato collegato un gruppo di segnali per gestirne l'accensione nelle due modalità (riscaldamento e raffrescamento) ed è stato collegato ad un calcolatore che gestisce la temperatura di falda. Inoltre è stato aggiunto un componente che svolge il compito di monitorare la portata richiesta dall'abitazione. Nel caso in cui la portata fosse nulla per 48 ore consecutive questo componente interviene spegnendo la pompa di calore. È stata necessaria questa aggiunta poiché, anche in assenza di domanda da parte dell'utenza, la pompa di calore si sarebbe attivata per riscaldare l'acqua nel tank provocando un inutile spreco di energia. L'ultimo calcolatore ha avuto l'unica funzione di trasformare l'unità di misura della potenza in uscita in kW.

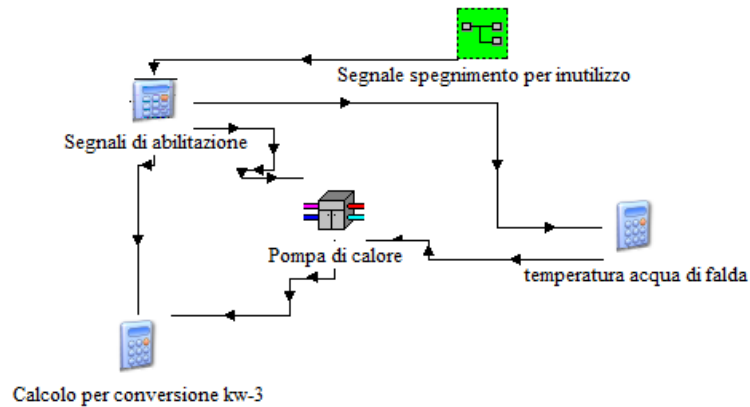


Fig. 34 Schema del funzionamento della pompa di calore su Trnsys Studio.

2.2.4 Serbatoio termico

Si è deciso di regolare il sistema di riscaldamento in modo da avere durante le ore notturne una temperatura più bassa di set-point. Attraverso l'utilizzo di un termostato (Fig. 35) si sono impostati gli orari di attivazione del riscaldamento interno favorendo quindi le prime ore del mattino e le ore pomeridiane con solo 7 ore di funzionamento giornaliero. Questo componente permette anche la distinzione tra i giorni del week end e quelli della settimana. Si è deciso di avere solo una piccola differenza anticipando l'accensione pomeridiana di un'ora ipotizzando una maggior presenza di persone nella prima parte del pomeriggio. Questa scelta, in collaborazione con la grande inerzia termica dell'edificio, ha permesso di mantenere la temperatura di set-point durante tutto il giorno riducendo le accensioni della pompa di calore, riducendo al minimo i picchi di temperatura e evitando una temperatura troppo elevata durante la fascia oraria notturna.

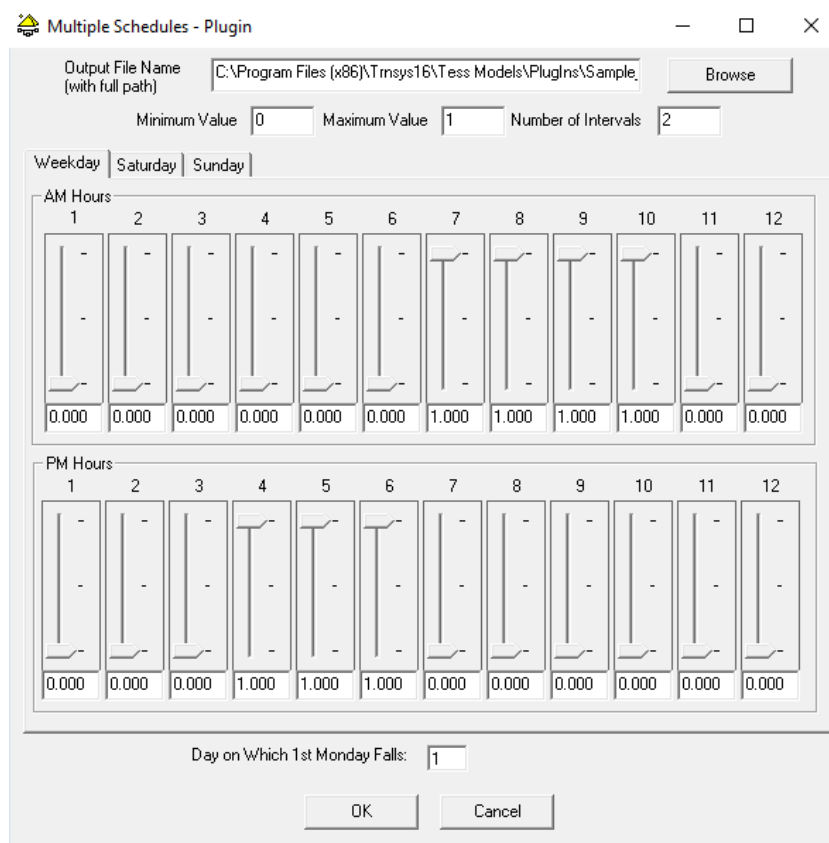


Fig. 35 Termostato per la definizione degli orari di accensione del riscaldamento.

Questo tipo di funzionamento è stato reso possibile grazie all'inserimento di un puffer stratificato tra la pompa di calore e il circuito di mandata. Per puffer si intende un accumulatore di acqua calda che, grazie alla sua composizione, permette una stratificazione delle temperature [56]. La dimensione del serbatoio è stata impostata pari a 11.8 m^3 per permettere un'autonomia di 1 ora al sistema senza dover ricorrere alla pompa di calore. Si è deciso di non aumentarne ulteriormente il volume poiché non avrebbe portato a significative riduzioni dei consumi a fronte di una spesa molto maggiore per il costo del tank.

La stratificazione permette una minor perdita di temperatura riducendo le perdite e aumentando l'efficienza [56]. Grazie ad un serbatoio di questo tipo il coefficiente di prestazione della pompa di calore aumenta riducendo il consumo di energia primaria e, di conseguenza, diminuendo i costi [56]. Come già anticipato (Cap. 2.1.7) temperature così basse e un buon isolamento termico riducono di molto le perdite rendendo così possibile mantenere in fase di riscaldamento il serbatoio a 37°C , così da avere i 35°C nominali [55] in mandata contando le perdite dovute al trasporto tra il serbatoio e i pannelli radianti, e in fase di raffreddamento a 12°C .

Il serbatoio collega il circuito lato pompa di calore e quello lato edificio, presenta la temperatura più elevata nella parte alta e la temperatura più bassa in fondo. In inverno l'uscita in direzione dell'abitazione è quella posta in alto mentre il ritorno alla PDC è in basso. In estate le uscite e gli ingressi vengono invertiti quando si inverte il funzionamento della pompa.

In Fig. 36 è rappresentata la fase di carica di un serbatoio stratificato durante la stagione di riscaldamento [57]. Si nota come, a carica completata, il serbatoio presenti delle zone di stratificazione ben evidenti.

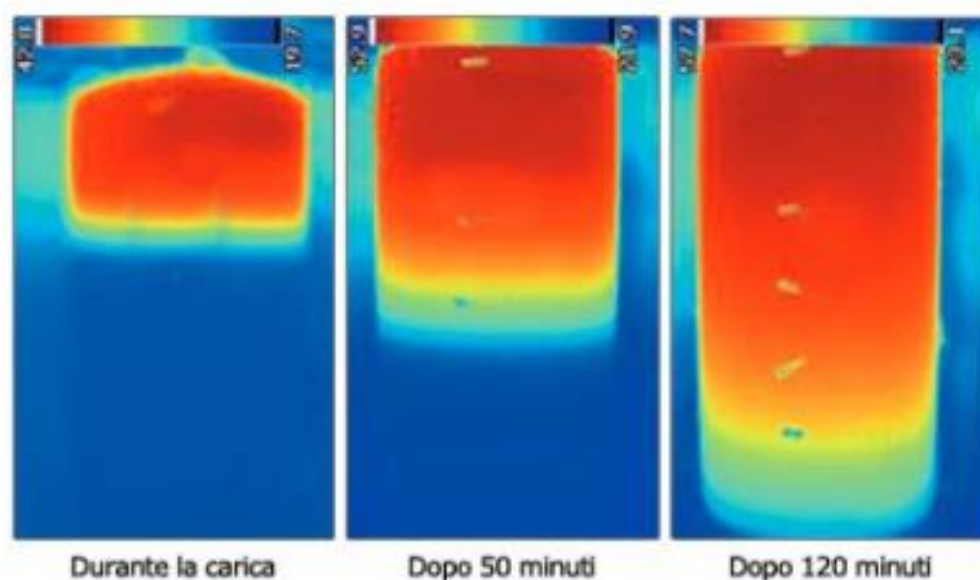


Fig. 36 Stratificazione del serbatoio durante la carica in fase di riscaldamento [57].

Il software utilizzato ha in libreria diversi modelli di serbatoi che si differenziano per: numero di ingressi/uscite, forma, presenza di stratificazione etc. **Type 4** è il modello di tank cilindrico verticale a stratificazione scelto su Trnsys Studio. Questo tipo di componente permette di avere 2 ingressi e 2 uscite e di inserire fino a 10 nodi per la stratificazione delle temperature. Dalla Fig. 37 si può notare come la temperatura del serbatoio in riscaldamento oscilla tra i 37 e i 34 gradi. I picchi verso il basso sono dovuti al periodo di richiesta da parte dell'edificio e quindi all'attivazione della pompa di calore per ristabilire la temperatura voluta.

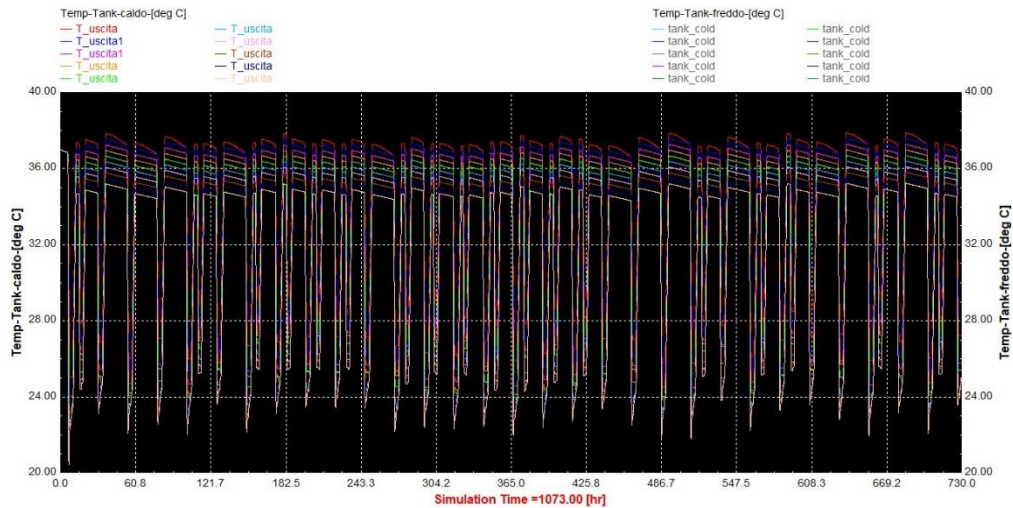


Fig. 37 Stratificazione delle temperature nel tank durante il periodo invernale.

Durante la modellazione del programma si sono riscontrati dei problemi nel momento in cui la pompa avrebbe dovuto effettuare lo switch tra i due funzionamenti (riscaldamento/raffrescamento). Per ovviare a questo problema del software si è pensato di creare due circuiti separati per il funzionamento invernale e estivo. Anche in questo caso la direzione del flusso di portata è stata gestita interamente dalla combinazione di diversi segnali. Oltre al programma che gestisce il periodo di climatizzazione, i serbatoi sono stati collegati al termostato che monitora la temperatura dell'abitazione e al termostato utilizzato per gestire gli orari di funzionamento. Gli altri due segnali (Fig. 38), denominati *Acquastat*, monitorano la temperatura in uscita dal serbatoio verso l'edificio per mandare un segnale di attivazione alla pompa di calore nel caso in cui: la temperatura scenda al di sotto dei 37 °C per il tank caldo, la temperatura salga al di sopra dei 12 °C per il tank freddo. Lo schema in Fig. 38 mostra come si sia risolto il problema del funzionamento dello switch stagionale costruendo un circuito composto da due tank identici, una valvola di split con la funzione di dividere la portata dalla pompa di calore al giusto tank in base alla stagione e un mixer con la funzione di collegare la portata in uscita dal tank corretto e inviarla all'edificio.

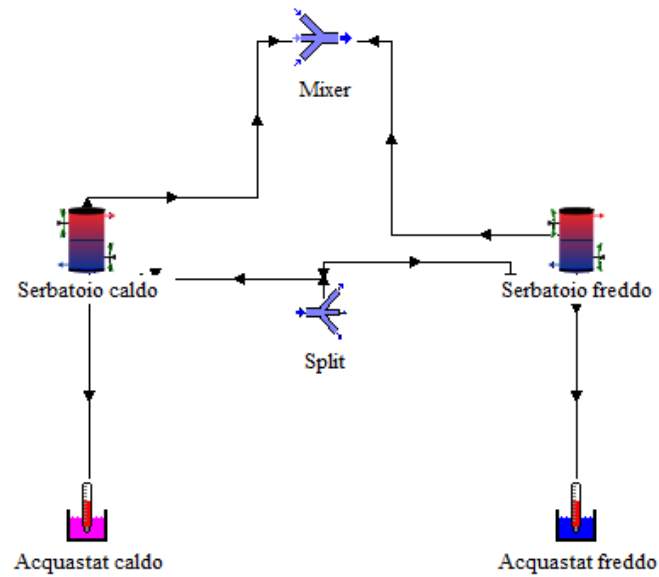


Fig. 38 Schema relativo ai serbatoi e al loro circuito.

Il serbatoio denominato “*freddo*” entra in funzione solo quando le temperature in casa superano i 26 gradi. È stato necessario impostare questo controllo poiché altrimenti alla fine della stagione di riscaldamento il serbatoio sarebbe stato alimentato con continuità. In Fig. 39 è rappresentato l’andamento della temperatura all’interno del serbatoio durante il periodo di richiesta. La temperatura è stata impostata in modo da non superare mai i 12 °C così da avere la mandata intorno ai 14°C come da dati di targa [55].

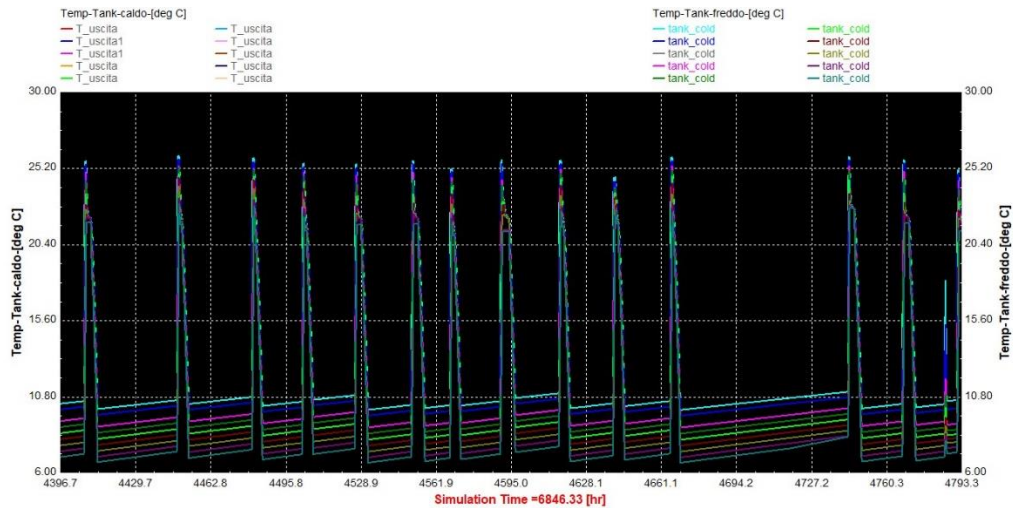


Fig. 39 Stratificazione delle temperature nel tank durante il periodo estivo.

In entrambi i diagrammi si può notare come le temperature si discostino spesso dai valori impostati. Questo è dovuto al fatto che i serbatoi e i termostati sono impostati con una determinata *deadband*. Con *deadband* si intende un valore di soglia intorno al quale la temperatura può oscillare prima che i termostati diano il segnale di attivazione. È stato deciso di impostare per tutti i segnali un valore di 2°C per questo intervallo. Una banda di 2 gradi presuppone che la temperatura possa oscillare 1 grado al di sopra e 1 al di sotto di quella stabilita.

2.2.5 Circuito di ingresso

Avendo inserito il doppio tank sul software per ovviare ad un problema intrinseco al programma (Cap. 2.2.4) anche per il circuito che collega il serbatoio all'edificio (Fig. 40) è stato necessario inserire un mixer in uscita ai tank e uno split in uscita all'edificio.

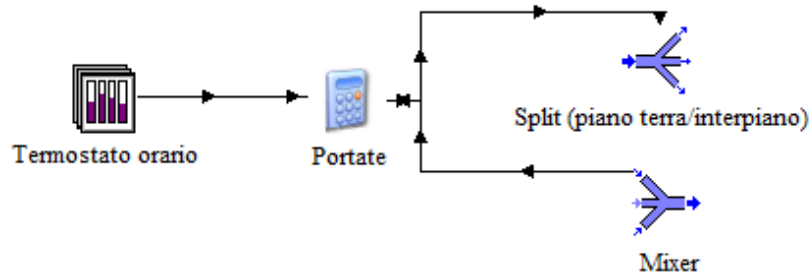


Fig. 40 Circuito interno che collega il serbatoio termico all'edificio modellato su Trnsys Studio.

Questo circuito è scollegato da quello della pompa di calore e lavora con segnali differenti. La pompa di circolazione si attiva seguendo le istruzioni del termostato che gestisce le accensioni orarie giornaliere (Fig. 35) e di quello che monitora la temperatura di set-point (**type 645**). Sono state effettuate numerose prove prima di poter essere certi che con solo 7 ore di accensione giornaliera la temperatura interna non scendesse mai al di sotto dei 20°C in inverno e mai sopra i 26°C in estate [41].

Al circuito di ingresso è collegato il segnale citato nel Cap. 2.2.3. Si tratta di un integrale che esegue la somma delle portate uscenti dal serbatoio per 48 ore consecutive e, se tale portata è uguale a 0, allora disattiva la pompa (cioè disattiva il riscaldamento/raffrescamento dell'acqua nel serbatoio) fino a nuova richiesta per evitare consumi energetici inutili.

L'acqua in ingresso all'edificio viene utilizzata da Type56 per il calcolo della muratura attiva (Cap. 2.1.7). Nella modellazione della pavimentazione sono stati divisi i 6 interpiani dal piano terra, dunque anche la portata in ingresso è stata divisa proporzionalmente nelle due quote mentre la portata in uscita dall'edificio è unica e rientra direttamente all'interno del tank.

2.2.6 Diagrammi dei dati in uscita

Trnsys Studio permette di diagrammare tutti gli output ottenuti. È possibile organizzare i diagrammi dividendoli, ad esempio, mese per mese per poter analizzare come variano temperature, portate e potenze. È stato deciso di iniziare la simulazione il primo giorno dell'anno ipotizzando fosse un lunedì. Prima di collegare i singoli

types ai plotter è stato necessario convertire i risultati nel sistema di misura internazionale.

I risultati del caso base e dei casi avanzati verranno presentati nel prossimo capitolo.

2.3 Casi studiati

In questo capitolo vengono presentati i quattro casi studiati. Il caso base è stato utilizzato come modello di partenza per gli altri quattro casi, le caratteristiche tecniche dei quattro impianti sono dunque le stesse e ci si soffermerà solamente sulle differenze impiantistiche e di funzionamento.

2.3.1 Scenario base

Il caso iniziale è quello progettato da Acea Pinerolese ed è composto dall'impiantistica presentata nei capitoli precedenti. La pompa di calore dimensionata in precedenza (Cap. 2.1.5) combinata all'impianto di riscaldamento a pavimenti radianti (Cap. 2.1.7) svolge la funzione di riscaldamento e raffrescamento. Il serbatoio termico ha permesso di ridurre i picchi di potenza della pompa di calore e il numero di accensioni dell'impianto (Cap. 2.2.4). Ciascuna delle 3 pompe di emungimento presenti nei 3 pozzi ha una potenza nominale di 2.5 kW, la potenza effettiva calcolata nel Cap. 2.4 si attesta a 1.3 kW.

In questo caso l'impianto ha la possibilità di funzionare a qualsiasi ora del giorno. Sono state imposte due limitazioni al circuito interno per avere una temperatura interna differente in base all'orario evitando dei picchi:

- Limitazione oraria: un termostato (Fig. 35) impone al circuito interno di azionarsi solamente in determinati orari diurni (differenti tra giorni feriali e festivi) di conseguenza anche la PDC si attiverà perlopiù in queste fasce orarie;
- Limitazione termica: è stato necessario imporre dei set-point differenti in base agli orari.

Queste due limitazioni hanno permesso di avere la temperatura di set-point [41] durante le ore diurne e una temperatura inferiore nelle ore notturne per un ulteriore risparmio economico.

2.3.2 Scenario con funzionamento notturno

Questo scenario è identico a livello impiantistico allo scenario precedente, ma la PDC viene attivata solo nelle ore notturne. L'idea alla base di questo modello è quella di sfruttare il prezzo più conveniente della corrente nella fascia F3, cioè la fascia notturna durante i giorni feriali (durante i giorni festivi tutta la giornata è da considerarsi F3). Questa fascia inizia alle 23.00 e finisce alle 07.00 per i giorni feriali per una spiegazione più dettagliata si rimanda al Cap. 3.3.1. La fattibilità dell'idea è data dal numero di ore possibili di accensione; infatti, sfruttando tutta la fascia notturna, si avrebbe 1 ora in più di funzionamento al giorno rispetto al caso base, ma tutte consecutive e non suddivise in due momenti distinti della giornata.

La differenza con il primo caso è determinata dalla limitazione oraria che non è stata impostata sul circuito interno, bensì sulla pompa di calore. Il serbatoio termico, il circuito e la PDC sono rimasti invariati.

È stato impostato un segnale di emergenza che attiva la pompa di calore fuori dalla fascia prescelta nel caso in cui la temperatura interna dell'edificio scenda al di sotto dei 18 °C.

2.3.3 Scenario con impianto fotovoltaico

Questo scenario prevede l'inserimento sul tetto di ciascun edificio di un impianto fotovoltaico che possa soddisfare il fabbisogno elettrico della PDC. In questo modo si renderebbe l'edificio più indipendente e si abbasserebbero ulteriormente le emissioni.

La limitazione oraria anche in questo caso è stata impostata sulla pompa di calore. L'idea è quella di far funzionare la macchina durante le ore diurne per favorire l'autoconsumo dell'elettricità prodotta dai pannelli. È stata calcolata la media giornaliera di ore di luce annuale ed è stata scelta come fascia oraria di funzionamento quella compresa tra le 10 e le 16. Questa decisione è stata presa considerando un maggior utilizzo della PDC durante la stagione invernale dove, mediamente, le ore di luce sono comprese nella fascia oraria scelta. In questo modo si ha a disposizione 1 ora di funzionamento in meno dell'impianto di climatizzazione rispetto allo scenario base.

Il dimensionamento dei pannelli fotovoltaici è stato fatto a partire dalla dimensione dell'area disponibile (ipotizzando di usare tutto il tetto) calcolando quante

file di pannelli possono essere installate per evitare l'ombreggiamento tra una fila e l'altra (Fig. 41) [58].

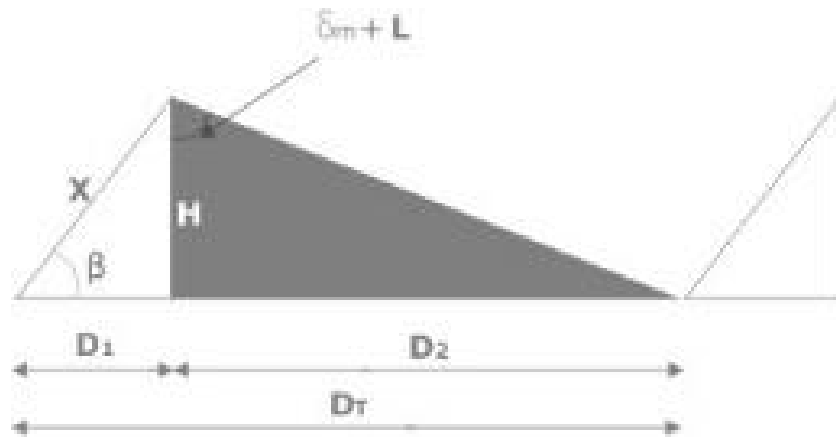


Fig. 41 Triangolo delle ombre per i pannelli fotovoltaici.

Tramite *pvgis* [59] sono state effettuate diverse simulazioni per determinare quale fosse l'angolo di inclinazione ottimale per i pannelli in questa zona. È risultato un angolo β pari a 50° . Ipotizzando che la lunghezza del pannello sia $X=1$ m, indicando con $\delta_m=23.45^\circ$ la declinazione al solstizio di inverno, cioè quando il sole raggiunge la massima elevazione [60] e che la latitudine del sito sia 44° [61] si può calcolare la distanza tra le file con le formule Eq. 8 :

$$\begin{aligned} D_1 &= X \cdot \cos(\beta) = 0.643 \\ H &= X \cdot \sin(\beta) = 0.766 \\ D_2 &= H \cdot \tan(\delta_m + L) = 1.84 \text{ m} \\ D_T &= D_1 + D_2 = 2.5 \text{ m} \end{aligned}$$

Eq. 8

Considerando che l'area disponibile è 20×20 possono essere installate 8 file da 20 pannelli per un'area totale di 160 m^2 . Poiché è necessaria un'area di circa 20 m^2 per un impianto da 3 kW [62], su ciascun edificio si possono installare 24 kWp.

Il calcolo dell'energia prodotta è stato effettuato utilizzando il software online “*Renewables.ninja*” [63]. I dati di output generati dal software sono: la produzione elettrica, la radiazione solare (diretta e diffusa) e la temperatura; questi output fanno riferimento ai dati meteo relativi al 2014. Gli input richiesti dal software, oltre alla posizione dell'edificio, riguardano l'impianto, in particolare viene richiesta la

percentuale delle perdite del sistema. Questo valore è stato ipotizzato pari al 14% [59].

Simulando questo modello si è notata l'impossibilità di mantenere la temperatura di set-point all'interno dell'edificio mantenendo l'impiantistica dello scenario base invariata [41]. La soluzione è stata quella di aumentare la dimensione del serbatoio termico per allungare l'autonomia dell'impianto. Sono state fatte numerose prove per trovare la dimensione migliore tenendo conto che ogni m³ di serbatoio in più ha un importante impatto economico. È stato calcolato che il volume ottimale per mantenere la temperatura di set-point è di 35.4 m³ che corrispondono a 3 ore di autonomia, due in più rispetto al caso base.

2.3.4 Scenario con impianto solare termico

L'ultimo caso preso in considerazione sfrutta un impianto solare termico per produrre acqua calda sanitaria (ACS) e fornire calore ausiliario in inverno al serbatoio termico quando non c'è richiesta di ACS. Gli edifici presentano attualmente un impianto solare termico che però è stato dimensionato in maniera errata e riesce a produrre solo il 16 % del fabbisogno di ACS⁴.

L'impianto è stato ridimensionato ipotizzando di coprire l'intera area del tetto pari a 160 m². La potenza specifica ipotizzata per i pannelli è pari a 400 W/m². Con potenza specifica si intende la potenza catturata e trasferita al fluido termovettore da 1 m² di pannello. Il salto termico fra ingresso e uscita dal pannello è stato fissato a 10°C [64]. Con i dati sopraelencati è stato possibile calcolare la portata **G** circolante nell'impianto come in Eq. 9 :

$$G = \frac{\text{Potenza Impianto}}{(c_{\text{acqua glicolata}} \cdot \Delta T)} = \frac{64000 \text{ W}}{(4160 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot \text{K}} \cdot 10 \text{ K})} = 1.53 \frac{\text{L}}{\text{s}} = 5538.46 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

Eq. 9

Dove $c_{\text{acqua glicolata}}$ è il calore specifico dell'acqua glicolata [65].

Il serbatoio è stato dimensionato in modo da poter soddisfare il fabbisogno giornaliero di ACS richiesto dagli 80 condòmini. Sapendo che ogni persona consuma

⁴ Dati forniti da Acea Pinerolese ottenuti da una relazione esterna del 2014

in media 50 L/giorno di acqua [66], il volume del serbatoio scelto è pari a 4 m³ e soddisfa l'intero fabbisogno giornaliero per tutto l'edificio. All'interno del tank sono immersi due scambiatori di calore: nel primo circola l'acqua calda proveniente dall'impianto solare termico mentre il secondo è una resistenza elettrica che funge da ausiliario per sopperire alla mancata produzione solare. La temperatura a cui è impostato il serbatoio è pari a 65°C per evitare l'insorgere della legionella [67].

La richiesta dell'utenza (Fig. 42) è monitorata da una schedule che gestisce il quantitativo di acqua orario necessario a soddisfare il fabbisogno [68].

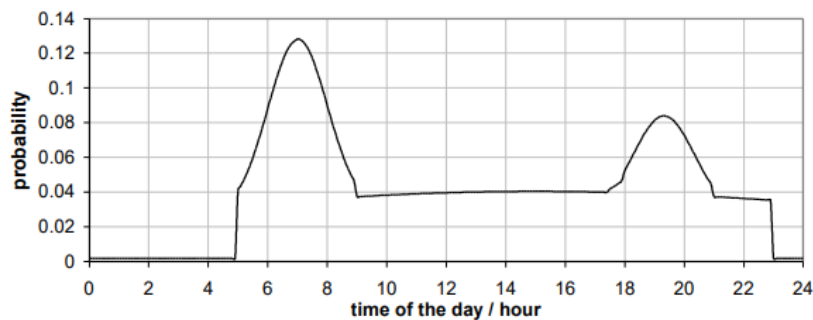


Fig. 42 Distribuzione delle probabilità di richiesta dell'acqua calda sanitaria durante il giorno [68].

Qualora il serbatoio dovesse essere in temperatura e ci fosse una sovrapproduzione da parte dei pannelli, uno switch permette l'invio dell'acqua allo scambiatore di calore posto nel serbatoio termico in modo da ridurre l'utilizzo della PDC nel periodo di riscaldamento. Per la scelta del nuovo buffer si sono effettuate due simulazioni differenti: una con il serbatoio termico iniziale e una con un serbatoio dal volume maggiorato per cercare di sfruttare al massimo l'energia in eccesso dei pannelli. I risultati saranno mostrati nel Capitolo 3.

Il sistema rappresentato in Fig. 43 è gestito da diversi tipi di segnali. Ci sono due *acquastats* che monitorano la temperatura del tank e la temperatura in uscita dai pannelli. Bisogna evitare che durante le ore notturne e quando c'è poca radiazione solare l'acqua proveniente dall'impianto solare raffreddi il serbatoio. Altri due *acquastats* monitorano invece la temperatura dell'acqua verso il serbatoio termico del riscaldamento. Il controllo serve ad evitare che l'acqua in ingresso al serbatoio termico sia al di sotto dei 37 °C (per non raffreddare la riserva), ma bisogna anche evitare che superi i 45°C per evitare che i pavimenti radianti scaldino troppo (Cap. 1.3 e Cap. 2.1.7). Infine è presente un controllo sulla radiazione solare. Nel momento

in cui la radiazione scende al di sotto di 200 W/m^2 [64] la pompa di circolazione dell'impianto si blocca per evitare di raffreddare il serbatoio.

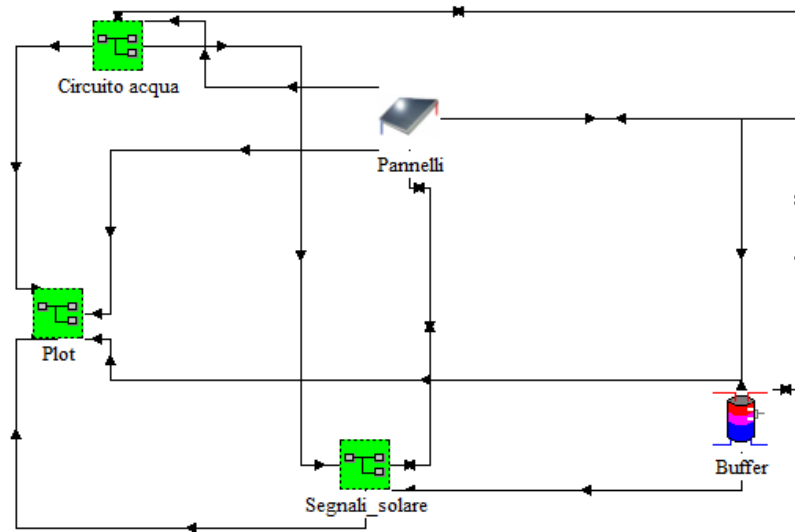


Fig. 43 Rappresentazione del circuito per la produzione di ACS e la gestione dei pannelli solari.

L'acqua in ingresso dall'acquedotto è stata ipotizzata a temperatura costante pari a 14°C ⁵.

Il circuito dell'acqua calda sanitaria è strutturato come mostrato in Fig. 44: un deviatore (diverter), il serbatoio, un mixer (tee piece) e l'utenza. Il deviatore manda parte dell'acqua in arrivo dall'acquedotto al serbatoio ACS e parte direttamente verso un mixer. L'acqua calda viene accumulata nel serbatoio a temperatura più elevata di quella a cui verrà mandata all'utenza (la temperatura del serbatoio è fissa a 65°C con una deadband di 2°C); nel mixer, miscelandosi con l'acqua fredda dell'acquedotto, raggiunge la temperatura desiderata di 45°C per l'utenza [69]. Il calcolatore serve per gestire la portata da mandare ai pannelli e la temperatura dell'acquedotto. Il type chiamato “*probabilità*” rappresenta la richiesta di acqua da parte dell'utenza (Fig. 42).

⁵ È stata ipotizzato che la temperatura fosse la medesima dell'acqua di falda la cui temperatura media è stata fornita da Acea Pinerolese.

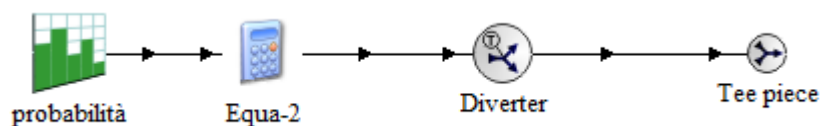


Fig. 44 Circuito acqua calda sanitaria.

Il circuito è collegato con il serbatoio termico permettendo, qualora si attivino i segnali, di cedere il calore prodotto dai pannelli al sistema di riscaldamento.

2.4 Dimensionamento delle pompe da pozzo

L'acqua della falda dove sorgeranno i pozzi viene trasferita agli edifici tramite una pompa di emungimento sommersa. La portata d'acqua raggiunge gli edifici tramite i condotti che li collegano ai pozzi i quali sono stati progettati per ridurre al minimo le perdite di carico.

Il progetto prevede una profondità del pozzo di circa 30m dal piano campagna. L'acquifero che è stato individuato (Cap. 1.4) è a superficie libera.

È stato scelto di utilizzare una pompa sommersa, cioè una pompa idraulica con motore interno che lavora in immersione. Queste macchine si caratterizzano in funzione della portata e della prevalenza [70]. Per dimensionare la pompa è stata considerata una prevalenza pari a 25m, la portata calcolata nel Cap. 2.1.7 e con un diametro del pozzo pari a 300mm.

Tab. 10 Caratteristiche del pozzo e della pompa sommersa.

Prevalenza	25	m
Diametro pompa	6	Pollici
Portata	11820	kg/h
Perdite di carico [71]	0.1	mm c.a./m
DH	2.5	m
Efficienza pompa	0.68	

Con i dati riportati in Tab. 10 è stato possibile valutare la potenza della pompa pari a 1.3 kW [71, 72].

La pompa dimensionata è al servizio di un solo edificio, ma nei calcoli conclusivi verrà tenuto conto di tre pompe e tre pozzi.

3. Risultati

In questo capitolo verranno esposti i risultati ottenuti dalla simulazione dei quattro scenari. Il primo confronto sarà di tipo tecnico, cioè verranno analizzati i consumi e i dati di confort termico. Verrà effettuato poi un confronto di tipo economico mettendo in relazione gli **NPV** (Net Present Value, cioè il tempo necessario per il ritorno economico dell'investimento) di ciascuno scenario a confronto con uno scenario che prevede un impianto standard. Infine si analizzerà l'impatto ambientale.

Il progetto iniziale riguarda il condizionamento dei tre edifici sia in riscaldamento che in raffrescamento. I modelli spiegati nel Capitolo 2 riguardavano un singolo condominio e i risultati proposti di seguito faranno riferimento prima ad un solo edificio e poi all'intero complesso.

Per quanto riguarda la produzione di acqua calda sanitaria (**ACS**) inizialmente non è stata considerata poiché i condomini sono già provvisti di un impianto solare termico sul tetto. Il progetto è stato quindi concentrato solo sul condizionamento e solo nello scenario denominato *Solare Termico* si è ipotizzato di ridimensionare l'impianto solare.

I modelli analizzati sono in totale quattro e vengono riassunti di seguito:

- Scenario base: in questo caso la pompa di calore è libera di accendersi in qualsiasi momento della giornata per alimentare il serbatoio, il controllo è solo posto sul circuito interno (Fig. 35);
- Scenario con accensione notturna: l'idea alla base di questo modello risiede nello sfruttare le fasce orarie in cui il costo dell'energia elettrica è inferiore;
- Scenario con accensione giornaliera: modello opposto al precedente che sfrutta un impianto fotovoltaico dimensionato per poter alimentare la PDC nelle ore di insolazione diurna;
- Scenario con produzione di ACS: è lo sviluppo del primo modello con l'aggiunta di un impianto solare termico per la produzione di ACS e che può fungere da ausiliario per la PDC.

In questo capitolo verranno confrontati i dati più consistenti dei quattro modelli.

3.1 Scelta del serbatoio termico

Per prima cosa viene descritta la scelta effettuata per il serbatoio termico del quarto scenario.

Il caso *Solare Termico* è stato simulato sia con il serbatoio normale da 11.8 m³ sia con quello maggiorato da 35.4 m³. L'idea è stata di provare a sfruttare le maggiori dimensioni del tank per stoccare più energia possibile.

Tab. 11 Confronto tra i casi provvisti di impianto solare termico e il caso base.

	Serbatoio 35.4 m ³	Serbatoio 11.8 m ³	Scenario base	
Consumo riscaldatore	52972	52962	-	kW
Produzione pannelli	28803	28797	-	kW
Percentuale prodotta	54.37	54.37	-	
Portata ACS	1461421.83	1461421.83	-	kg/h
Portata ausiliare	35076.91	32307.68	-	kg/h
Pot. elettrica PDC	12820.81	11681.74	11770.87	kW
En. termica PDC	90226.22	83773.65	84629.59	kW
Portata acqua di falda	16929950.8	15848435.5	15996183.5	kg/anno

In Tab. 11 si può notare come un maggior dimensionamento del serbatoio termico per il riscaldamento non porti vantaggi in termini di consumi per l'impianto di climatizzazione. Anzi un serbatoio maggiorato comporta un maggior consumo da parte della PDC per mantenere in temperatura il tank con conseguente aumento dell'acqua prelevata dalla falda.

Un dato da tenere in considerazione è quello del consumo energetico per riscaldare l'acqua calda sanitaria. I pannelli solari riescono a fornire più della metà del fabbisogno annuale, ma la richiesta elettrica rimane comunque elevata. La minima differenza presente tra i due casi è dovuta al fatto che nel caso con il serbatoio da 35.4 m³ venga fornito più calore all'impianto termico sfruttando di più i pannelli, ma di conseguenza richiedendo più energia all'heater per il serbatoio dell'acqua calda sanitaria. Si è dunque scelto il serbatoio da 11.8 m³.

3.2 Consumi energetici

Il confronto tra i quattro scenari proposti è stato effettuato a partire dai consumi per poter definire quale dei quattro è il più conveniente. Per il calcolo dei consumi in termini di energia primaria e elettrica bisogna considerare l'efficienza

media stagionale (SPF). Per definizione con SPF si intende: “*Il rapporto tra l'effetto di riscaldamento (o raffrescamento), durante l'intera stagione di riscaldamento (o raffrescamento), sull'ammontare di energia consumata dal compressore nello steso periodo*” [18]. Questo valore indica l'effettiva prestazione energetica della pompa di calore e può essere calcolato sia per l'impianto considerando solamente la PDC (**SPF1**) che per l'impianto e la pompa di emungimento insieme (**SPF2**) [73].

Il coefficiente viene calcolato come il rapporto tra l'energia termica e la potenza elettrica (nel caso del SPF2 a denominatore si aggiunge la potenza della pompa di emungimento) [74].

Tab. 12 Risultati dei coefficienti di prestazione medi stagionali per i 4 casi.

	SPF1		SPF2	
	Invernale	Estivo	Invernale	Estivo
Base	7.88	5.82	6.87	4.87
Funzionamento notturno	7.85	5.22	6.72	4.56
Funzionamento diurno	8.06	5.04	6.91	4.47
Solare termico	7.85	5.83	6.41	4.85

Analizzando i risultati riportati in Tab. 12 si possono trarre le prime conclusioni. Il valore più alto lo si è ottenuto per il SPF1 invernale del caso fotovoltaico. Questo è dovuto alla schedule di lavoro imposta che obbliga la PDC a lavorare un numero ridotto di ore e a temperature più basse causando un confort termico inferiore con una regolazione instabile (Fig. 46). L'efficienza maggiore rispetto al caso base è anche da attribuirsi alle maggiori dimensioni del serbatoio che comportano una riduzione delle perdite.

Dalla Fig. 45 si possono confrontare il numero di ore effettive di accensione annuale della PDC per ciascuno scenario. Il modello denominato “*funzionamento notturno*” è stato studiato per accendersi prevalentemente nelle ore notturne per sfruttare la fascia F3 della corrente elettrica. È stato necessario inserire un ulteriore controllo sul termostato che monitora la temperatura interna della casa per evitare che, a causa del ridotto numero di ore di accensione, la temperatura scendesse sotto quella di set-point. Questo controllo ha portato l'impianto ad accendersi nelle ore a tariffa più costosa e per un numero maggiore di ore per mantenere i 20°C richiesti [41]. A parte lo scenario fotovoltaico che, come detto in precedenza, presenta un numero effettivo di ore di funzionamento di molto inferiore, gli altri tre casi hanno un periodo di accensione annuale quasi identico.

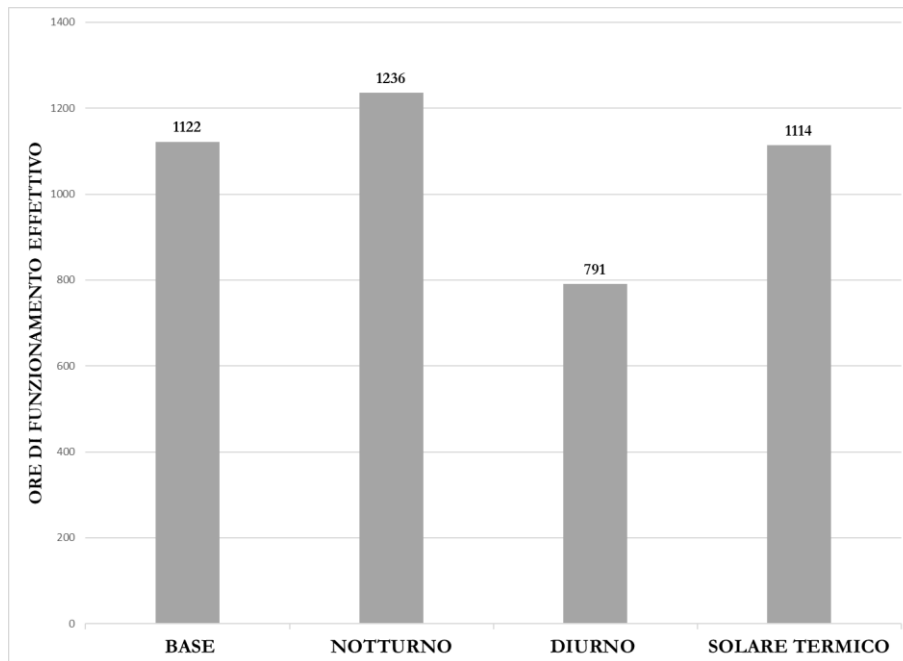


Fig. 45 Comparazione del numero di ore di accensione per i differenti modelli.

La Fig. 46 presenta il confronto fra le temperature interne degli edifici nei 4 casi. La media di temperatura presa in considerazione è quella delle ultime quattro settimane di dicembre e delle prime otto dell'anno. La media è stata calcolata per ogni ora del giorno per evitare i casi di criticità. Quella rappresentata è una settimana media e ogni picco di temperatura delle curve (in particolare quella dello scenario *base*) corrisponde alle ore centrali della giornata. Questo confronto è stato effettuato solo sul periodo invernale poiché presenta la maggior criticità riguardo il mantenimento del set-point interno. Dalle simulazioni effettuate si è evidenziato che durante il periodo estivo la temperatura di set-point è facilmente raggiungibile grazie alle temperature esterne non elevate (Cap. 2.2.1).

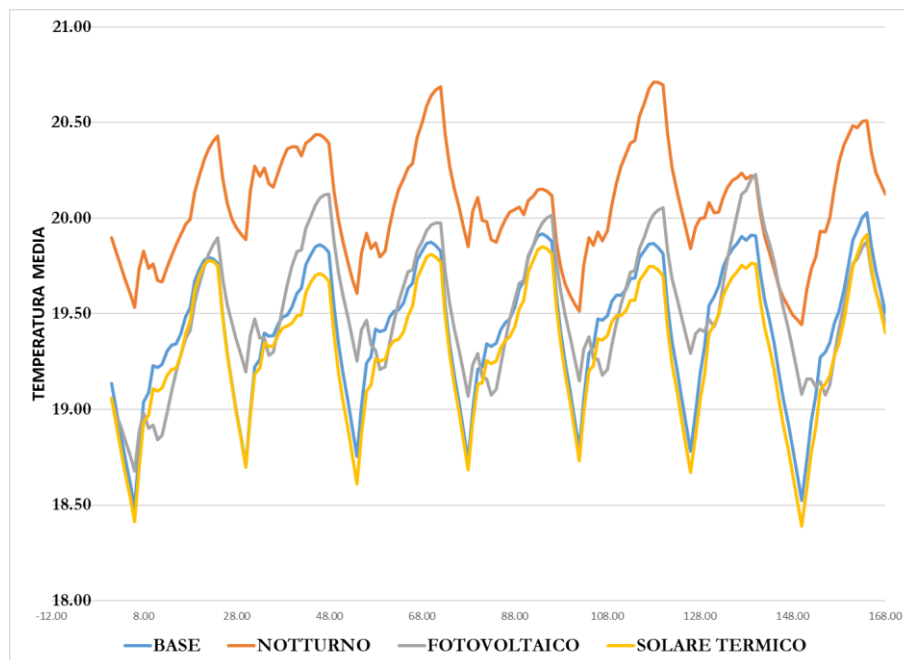


Fig. 46 Confronto delle temperature interne medie stagionali per una settimana tipo riferite al periodo dicembre-febbraio per i quattro casi.

Per lo scenario base è stato imposto di mantenere la temperatura di set-point durante le ore mattutine e le ore centrali del pomeriggio. Durante il resto della giornata e durante le ore notturne la temperatura viene fatta abbassare per ridurre i consumi. Questo andamento oscillatorio lo si può notare nella Fig. 46 dove la curva corrispondente segue un andamento costante. Le oscillazioni di temperatura sono da imputarsi, oltre al differente set-point giornaliero, anche alla deadband di 2°C del termostato.

Lo scenario che prevede l'installazione dei pannelli fotovoltaici lavora con una differenza di temperatura minore e a temperature più basse poiché dispone di un serbatoio più grande il quale però, anche permettendo 3 ore di autonomia, non riesce ad evitare un minor confort termico.

Il modello *solare termico* segue lo stesso andamento del caso base con temperature di poco inferiori, questo è da riscontrarsi nei ritardi di accumulo del serbatoio termico causati dalle interferenze con il calore ausiliario fornito dai pannelli.

Lo scenario *notturno* ha in generale una temperatura più elevata con picchi di temperatura importanti durante il giorno e temperature notturne molto vicine ai 20°C. Questo è dovuto ai picchi di potenza necessari a riportare la temperatura a set-point. Questo andamento comporta uno spreco di energia fornendo calore durante le ore in cui non è richiesto.

Nella Fig. 47 è rappresentato l'andamento della temperatura interna durante l'anno per i 4 scenari. I dati sono stati presi con un salto temporale di 10 minuti a partire dalla prima ora dell'anno fino all'ultima. Sono state plottate le due linee fisse (linee tratteggiate) rappresentanti i due set-point a 20°C e 26°C per verificare di quanto si scostino i valori per ciascun caso.

Lo scenario *base* e quello *solare termico* presentano un andamento pressoché identico. Questo perché il calore ausiliario dei pannelli solari è impostato in modo da non innalzare la temperatura del serbatoio aumentando la temperatura interna. Si nota come i differenti set-point giornalieri, la limitazione delle ore di accensione e la deadband dei termostati porti la temperatura a stabilizzarsi tra i 20 °C e i 19 °C nella stagione invernale. Lo stesso discorso vale per la stagione estiva dove la temperatura si attesta tra i 26 e i 27 gradi.

Nello scenario *fotovoltaico* è evidente l'instabilità della temperatura che comporta un confort termico inaccettabile per i condòmini. Il fenomeno è meno evidente nel periodo estivo, ma, confrontandolo con il caso base, emerge uno sbalzo termico costante col passare delle ore.

Lo scenario *notturno* sembra, a prima vista, quello più costante. Si riscontra però un range di temperature troppo ampio a conferma di quanto detto per la Fig. 46. Le temperature variano tra i 19 e i 21 gradi costantemente, ciò comporta dei consumi maggiori e un confort termico non accettabile.

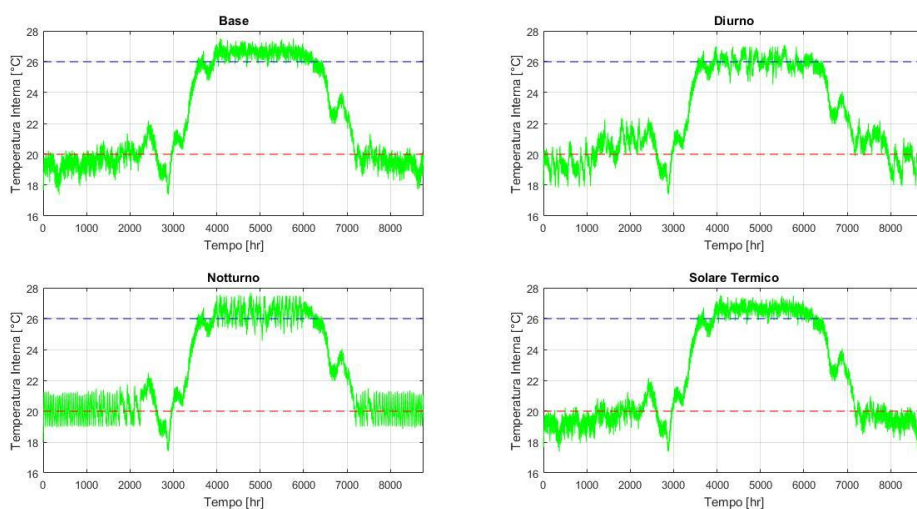


Fig. 47 Confronto tra gli andamenti della temperatura interna durante il corso dell'anno per i 4 scenari. Le due righe tratteggiate indicano i set-point a 20°C e 26°C.

In Fig. 48 viene mostrato il confronto tra l'andamento della temperatura interna (linea scura) e quella esterna (linea chiara). Si può notare come i picchi negativi della temperatura interna siano concordi con quelli della temperatura esterna. Da questo grafico emerge come nella località in questione i momenti in cui la temperatura supera i 26 gradi siano pochi. Questo implica un ridotto numero di accensioni estive; infatti si vedrà nel capitolo seguente come i costi per la stagione invernale incidano di più.

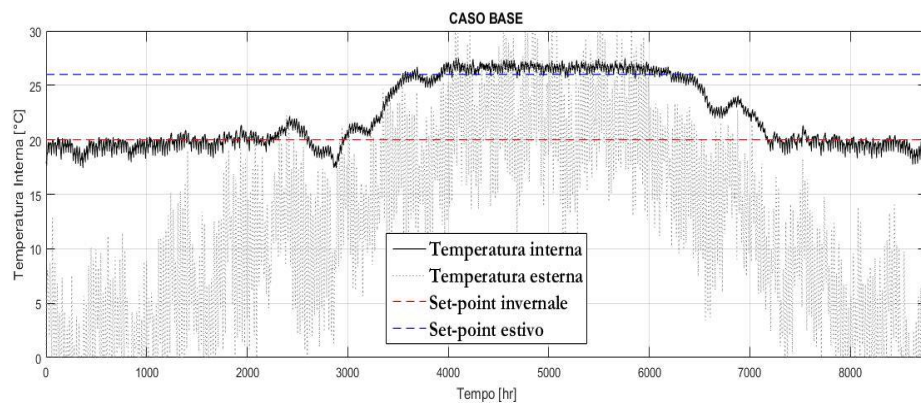


Fig. 48 Confronto tra le temperature interne ed esterne annuali per lo scenario base. Le due righe tratteggiate indicano i set-point a 20°C e 26°C.

3.3 Risultati economici

Il motivo principale che dissuade dall'effettuare un intervento di riqualificazione energetica di questo tipo è dovuto alla spesa iniziale. Infatti si può erroneamente pensare che un investimento economico così importante possa avere un tempo di ritorno maggiore rispetto alla vita dell'impianto stesso.

L'analisi economica che è stata fatta prende in considerazione, per ciascuno dei quattro casi esposti, il costo di investimento dell'impianto e il tempo utile di ritorno confrontandolo con un caso standard che prevede il riscaldamento tramite una caldaia a metano. Il confronto è stato effettuato per la sola stagione invernale, poiché attualmente l'edificio è sprovvisto di un impianto per la climatizzazione estiva. I calcoli sono stati effettuati a partire dal singolo edificio per poi essere estesi all'intero complesso.

Per prima cosa è stato analizzato il costo dell'energia elettrica in Italia e il costo per un impianto standard con caldaia a metano. Sono stati analizzati i costi per i lavori e i costi dei singoli componenti confrontando numerosi prodotti sul mercato

internazionale. Si sono presi in considerazione due tipi di incentivi presenti nel 2018: il conto termico 2018 e l'Ecobonus. Infine, prima di presentare i risultati per i singoli scenari, viene spiegato come è stato calcolato il ritorno economico (NPV).

3.3.1 Costo dell'energia elettrica in Italia

In Italia il costo della corrente elettrica varia in base all'ora della giornata [75].

Ci sono 3 fasce orarie (Tab. 13) in base alle quali il prezzo cambia:

Tab. 13 Fasce di prezzo differenti in base alle ore del giorno [75]

F1	Ore di punta	8-19 lun-ven
F2	Ore intermedie	7-8 e 19-23 lun-ven 7-23 del sabato
F3	Ore fuori punta	00-7 e 23-24 lun-sab Tutte le ore della domenica e dei festivi

L'applicazione di queste fasce è dovuta al fatto che la domanda di energia elettrica non è uguale ad ogni ora del giorno, dunque quando la domanda è più alta lo è anche il costo dell'energia (Fascia F1). Questa suddivisione serve per incentivare l'uso dell'energia nelle ore di minor domanda e per evitare che il cliente che consuma energia in queste ore paghi quanto chi la consuma nelle ore con più richiesta [75]. I costi dell'energia del 2018 hanno subito un incremento importante rispetto ai prezzi del 2017 [76], poiché le previsioni sono tuttora incerte si è preferito prendere un prezzo per fascia mediato sui prezzi dell'intero anno 2017 [77] come mostrato in Tab. 14. Gli oneri di sistema, i costi di trasporto e le quote fisse hanno invece mantenuto un prezzo stabile.

Tab. 14 Prezzo diviso per fascia per la quota energia considerando anche i costi di trasporto e gli oneri di sistema [77].

	Fascia F1	Fascia F2	Fascia F3	Trasporto e gestione del contatore	Oneri di sistema
Quota energia [€/kWh]	0.07942	0.07813	0.06620	0.00846	0.048677
Quota fissa [€/anno]	116.5022			24.1709	22.5192
Quota potenza [€/kW/anno]				29.8832	27.8412

A questi prezzi vanno sommati i costi fissi che sono da conteggiare annualmente. Questi costi si dividono in due quote: la quota fissa è data ed è uguale per tutti (poiché si è ipotizzato di avere un contatore unico, questo valore è stato diviso in parti uguali per i tre edifici), la quota di potenza invece varia in base alla potenza elettrica dell'impianto.

Infine bisogna aggiungere le imposte. Bisogna calcolare le accise pari a 0.0277 €/kWh sui kWh consumati e infine bisogna applicare l'IVA che per la corrente elettrica è pari al 10% [77].

3.3.2 Scenario standard: Caldaia a gas

Il caso standard è simulato da una caldaia a gas metano che funziona solamente come generatore di calore nella stagione di riscaldamento. Per il confronto si è quindi analizzata la sola spesa nel periodo invernale. Per modellare la caldaia per un singolo edificio è stato utilizzato il fabbisogno termico calcolato per lo scenario base. In Tab. 15 sono presentati i risultati della modellazione; in particolare, dopo aver ipotizzato le caratteristiche tecniche della caldaia, si è calcolato il consumo di combustibile e quindi la spesa per il riscaldamento stagionale.

Tab. 15 Dettagli dell'impianto di riscaldamento standard per un singolo edificio.

Combustibile	Gas metano	
Efficienza	0.85	
PCI	9.6	kWh/Smc
Energia termica	64109	kWh _t
Metri cubi di gas effettivi	7856.5	m ³
Costo del gas al m ³	0.8	€/Smc
Spesa per la stagione di riscaldamento	6285.2	€
Vita impianto	20	anni
Costo impianto	5078.15	€

Con PCI si intende il Potere Calorifico Inferiore del combustibile. È stato calcolato un valor medio pari a 9.6 kWh/Smc [78, 79]. Per il valore di efficienza si sono confrontati differenti valori e si è scelto di utilizzare 0.85 [80, 81].

Il prezzo del gas al metro cubo è stato ottenuto a partire dai dati forniti dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (**ARERA**) [77]. Si è ottenuto il prezzo finale di 0.8 €/Smc dopo aver confrontato i prezzi effettuati dalle maggiori società energetiche ai privati. I valori di ARERA sono quelli presenti in Fig.

49 ai quali vanno aggiunte le aliquote pari a 0.0258 €/Smc e l’IVA pari al 22%. I prezzi e le aliquote variano in base alle dimensioni dell’impianto e regione.

Condomini con uso domestico Ambito nord occidentale 1 gennaio - 31 marzo 2018	Materia gas naturale	Trasporto e gestione del contatore	Oneri di sistema
Quota energia (euro/smc)	0.270431		
consumo Smc/anno: da 0 a 120		0.051548	0.021397
da 121 a 480		0.134742	0.058997
da 481 a 1.560		0.127694	0.043097
da 1.561 a 5.000		0.128014	0.038697
da 5.001 a 80.000		0.108684	0.033397
da 80.001 a 200.000		0.080490	0.025597
Quota fissa (euro/anno)	78.82		
portata contatore: classe fino a G6		60.25	
classe da G10 a G40		449.72	-27.01
classe oltre G40		1.057.28	

Fig. 49 Fasce di prezzo per il gas metano per un impianto ubicato nella zona nord-occidentale [77].

Per calcolare il costo della caldaia sono stati confrontati oltre 70 modelli di marche differenti (Fig. 50) con il relativo costo ed è stata estrapolata una linea di tendenza dalla quale si è potuto calcolare un costo realistico [82-86].

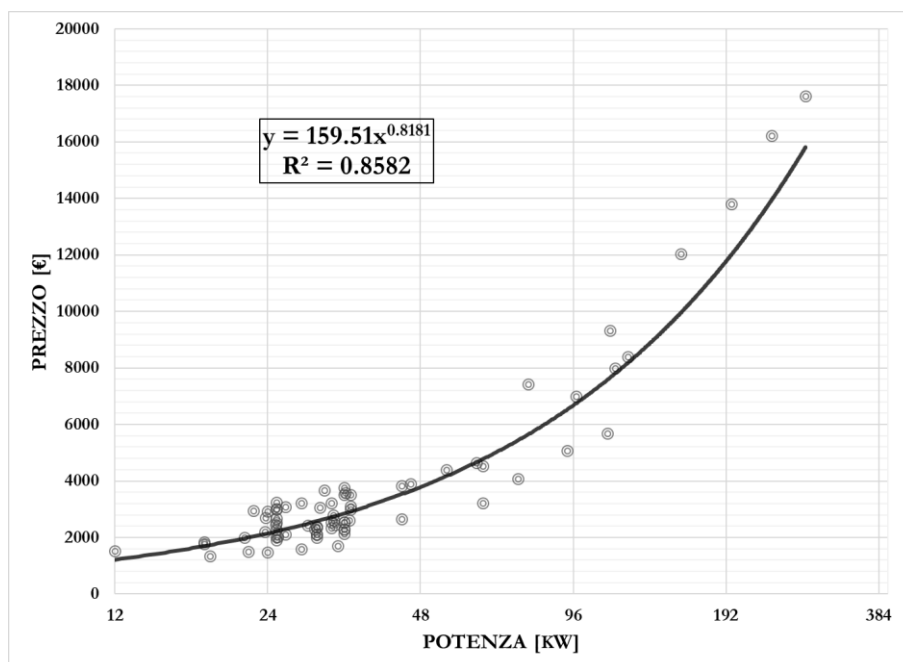


Fig. 50 Comparazione dei prezzi di differenti marche di caldaie a gas.

Dalla formula si può ricavare il costo della caldaia espresso in Tab. 15. Il valore del coefficiente di determinazione (R^2) è molto alto poiché sono stati presi in

considerazione numerosi prodotti. Il valore di R^2 è compreso tra 0 e 1, tanto più si avvicina a 1 tanto più il risultato è preciso.

3.3.3 Costo della pompa di calore

Sul mercato nazionale ed internazionale il prezzo delle PDC varia molto. Questo perché ogni produttore fornisce accessori differenti con la pompa (accessoristica essenziale, piccoli accumuli, etc.). In questo caso sono stati presi in esame circa 100 prodotti (Fig. 51) di differenti produttori (Vaillant, Rossato, Weishaupt, Ferroli, etc. [55, 83, 87, 88]) ed il Prezzario delle opere pubbliche in Piemonte aggiornato al 2018 [89].

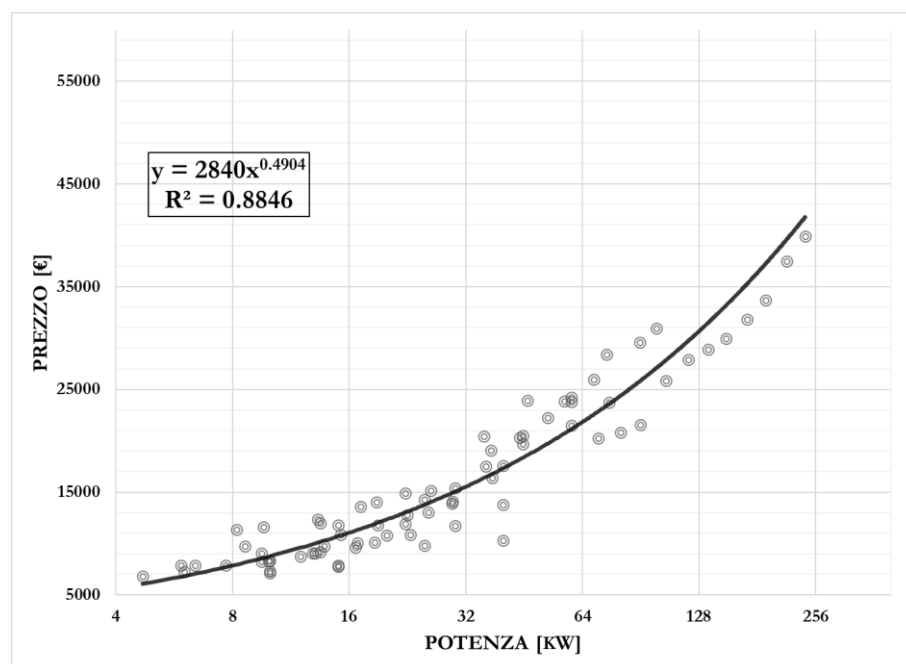


Fig. 51 Comparazione dei prezzi di differenti marche di pompe di calore.

La PDC utilizzata è la stessa per tutti e 4 gli scenari e il suo prezzo, calcolato con la formula in Fig. 51, è di 22606 € (IVA esclusa). La macchina acquistata a questo prezzo è compresa dell'accessoristica essenziale, mentre il serbatoio e i lavori di installazione vengono conteggiati a parte.

3.3.4 Costo del serbatoio termico

Il serbatoio termico è di grandi dimensioni e i dati forniti dalla maggior parte dei produttori non considerano questi volumi, solitamente la soluzione è quella di installare più buffer in cascata. La curva di costo che è stata elaborata ha un R^2 molto vicino ad 1, come si può vedere in Fig. 52, e permette di valutare un prezzo realistico sia per il serbatoio da 11.8 m^3 sia per quello da 35.4 m^3 . I serbatoi presi in considerazione permettono di stratificare il calore del volume d'acqua per poter ridurre le perdite e aumentare l'efficienza [56, 57].

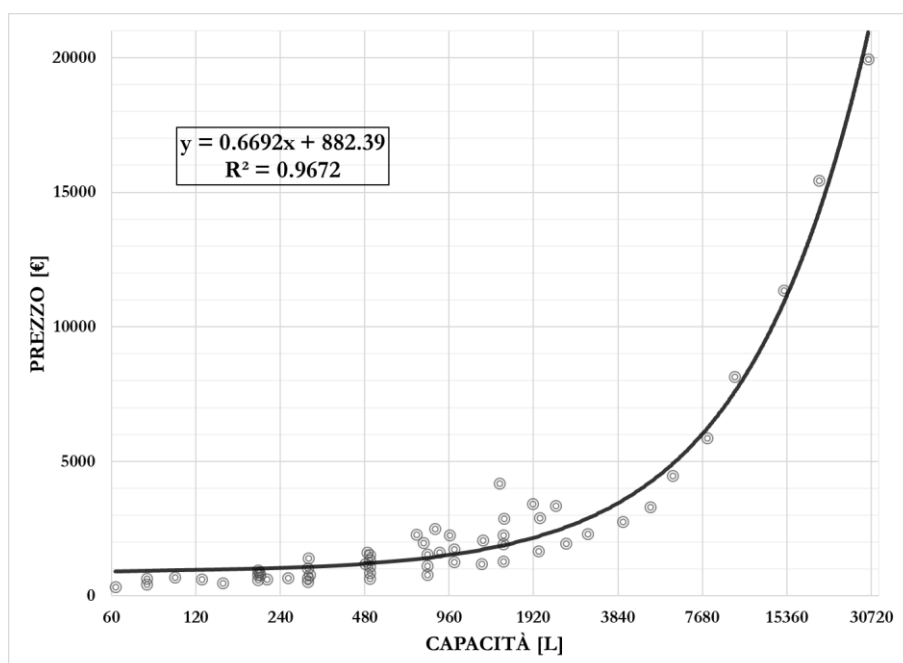


Fig. 52 Comparazione dei prezzi di differenti marche di serbatoi termici.

I valori ottenuti rispettivamente per il tank da 11.8 m^3 e quello da 35.4 m^3 sono pari a: 8779 € e 24572 € (IVA esclusa). La prima cosa da notare è che, per sostenere la temperatura di set-point [41], nel caso implementato con i pannelli fotovoltaici il costo del serbatoio più grande è maggiore di quello della pompa di calore quindi è una soluzione che si può sfruttare solo nel caso in cui il risparmio sia elevato.

3.3.5 Costo della pompa di emungimento

La pompa di emungimento per questo tipo di pozzo è una pompa sommersa. Poiché i tre edifici sono serviti ognuno da un pozzo differente, la potenza richiesta

per ogni pompa è di 2.5 kW (Cap. 2.4). Anche in questo caso sono stati confrontati diversi prodotti in un range di potenza compreso tra i 2.2 e i 37 kW per poter tracciare la linea di tendenza presente in Fig. 53 e valutare il prezzo di una pompa da 2.5 kW [72, 90]. Il costo ottenuto è pari a 207 € al quale verrà aggiunta l'IVA.

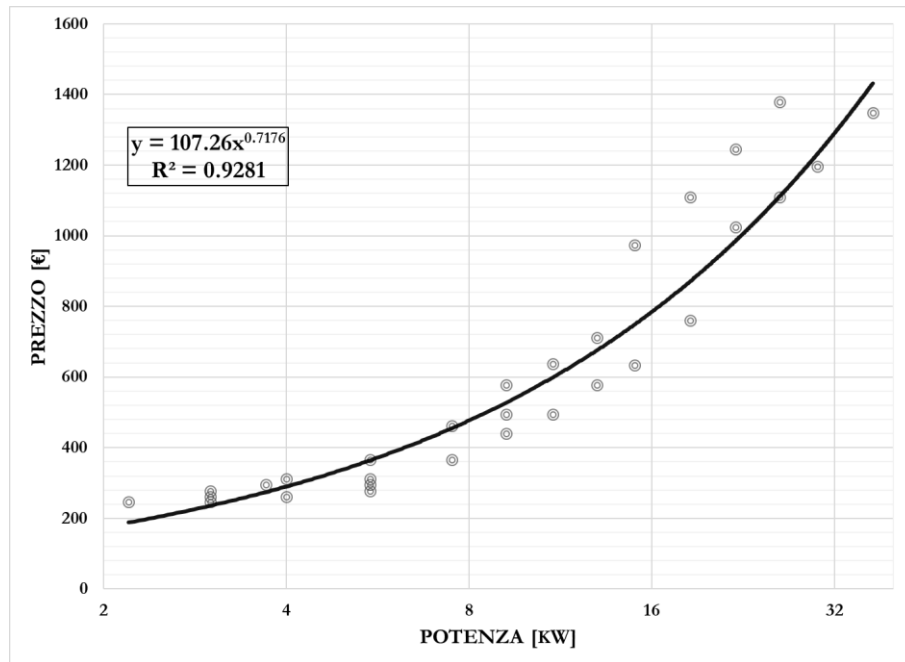


Fig. 53 Comparazione dei prezzi di differenti marche di pompe sommerse.

3.3.6 Costo dei pannelli fotovoltaici

La scelta del pannello fotovoltaico da installare è ricaduta sui pannelli in silicio monocristallino. La densità di potenza a parità di superficie è maggiore nel caso del mono, 18% contro 14%, rendendo quindi questa tecnologia più adatta nel caso in cui la superficie disponibile sia limitata (come il caso del tetto degli edifici in questione) [91]. Considerando inoltre che i condomini si trovano in zona climatica E [41], sono da considerarsi più efficienti i moduli in silicio monocristallino poiché hanno prestazioni migliori a temperature più basse [92]. La differenza di composizione delle due tipologie risiede nell'orientamento dei grani. I grani di silicio sono orientati casualmente nel caso dei moduli in silicio policristallino, mentre nel monocristallino sono tutti nella stessa direzione [92].

Il prezzo è generalmente più alto per la tecnologia policristallina, ma dipende soprattutto dalla marca. Queste considerazioni hanno portato a scegliere un pannello in silicio monocristallino che fosse in una fascia di prezzo media pari a 500 €/kW_p.

esclusa l’IVA (Fig. 54). Anche in questo caso si sono confrontati i prezzi di differenti marche di pannelli delle due tecnologie [93].

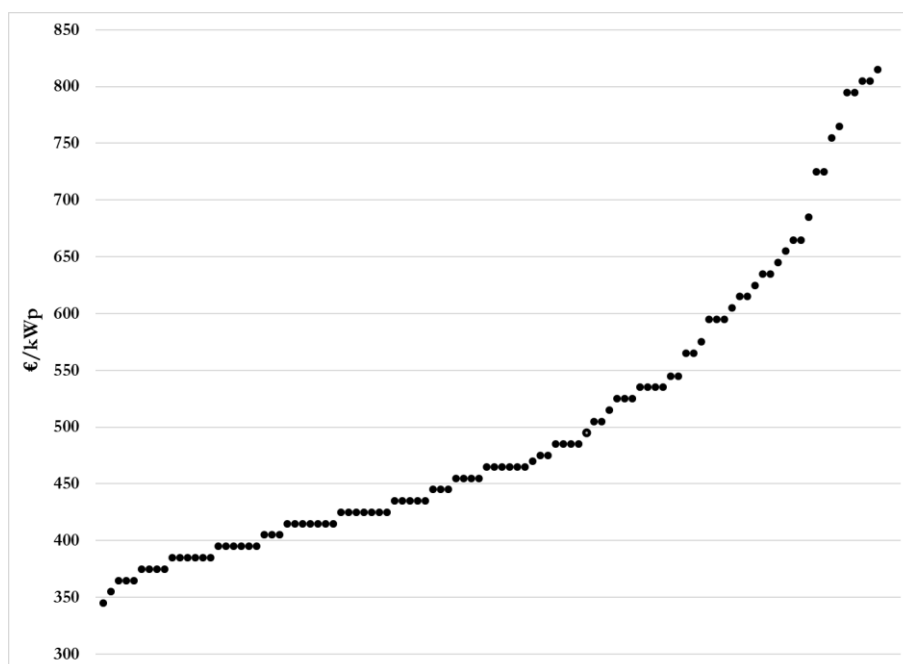


Fig. 54 Comparazione dei prezzi di differenti marche di pannelli fotovoltaici in silicio mono e policristallino.

A questa spesa va aggiunto il costo dell’inverter (Fig. 55) per la quale è stata tracciata una curva di tendenza per prodotti con una potenza compresa tra gli 0.2 kW_p e 400 kW_p [93] [94, 95].

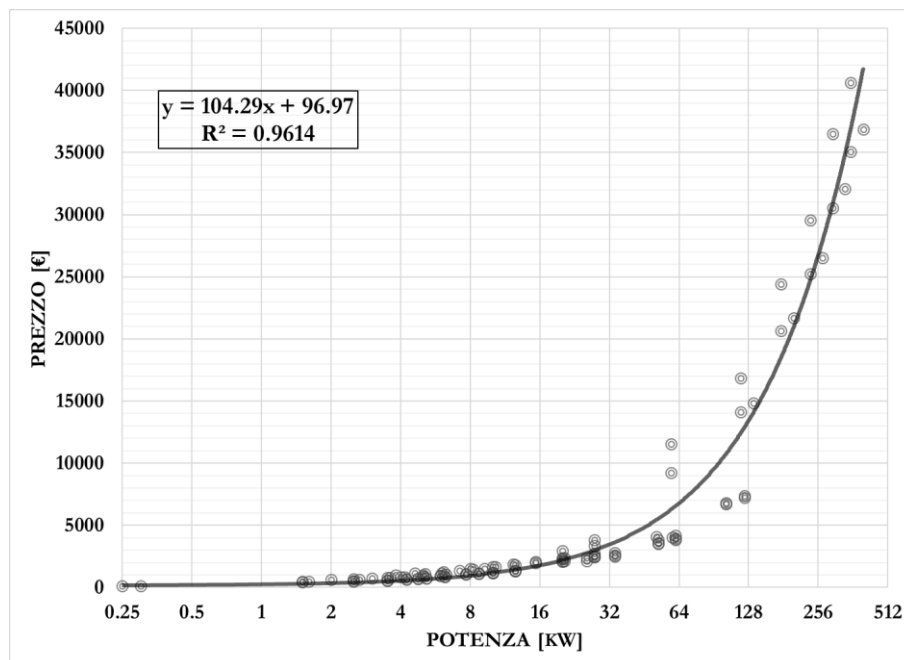


Fig. 55 Comparazione dei prezzi di differenti marche di inverter.

Per un impianto da 24 kW_p il costo è di circa 2600€.

3.3.7 Costo dei pannelli solari e del buffer per ACS

Per il calcolo dei pannelli solari è stato fatto un preventivo tramite l'azienda *Energy DueGi* che ha calcolato, per un impianto così grande, un costo variabile tra i 550 e i 600€ al m² comprensivi del costo del pannello, dell'accessoristica e del trasporto ai quali va aggiunta l'IVA [96]. Si è calcolato di spendere 91200€.

A questo prezzo va aggiunto il costo per il serbatoio (diverso dall'accumulo termico della PDC) per il quale è stata creata una linea di tendenza comparando i prezzi di diversi prodotti (Fig. 56).

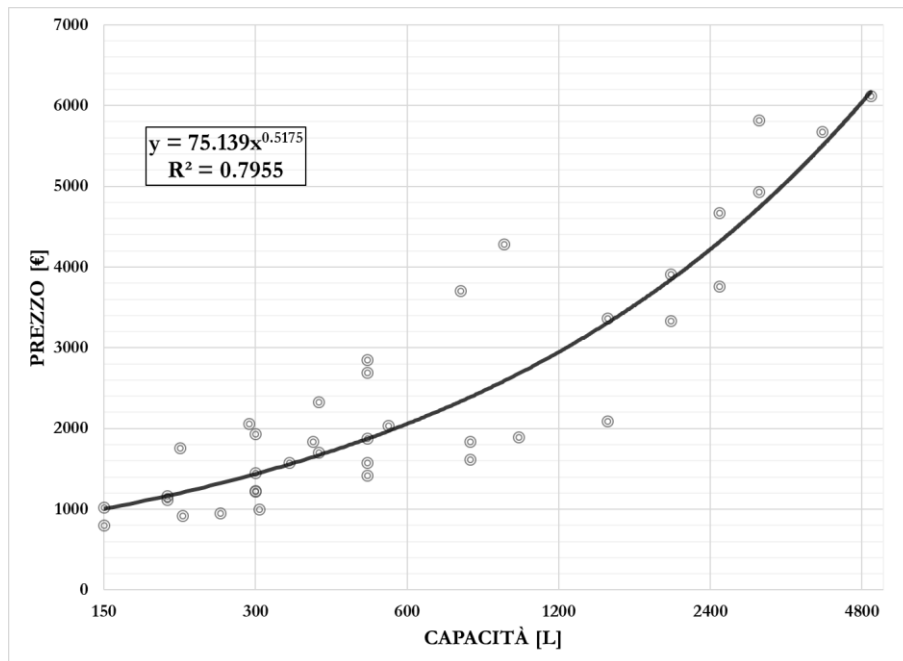


Fig. 56 Comparazione dei prezzi di differenti marche di serbatoi termici per acqua calda sanitaria.

3.3.8 Costo del pozzo di emungimento

La profondità del pozzo di emungimento è stata valutata in fase di progetto da uno studio geologico (Cap. 1.4). L'idea progettuale è stata quella di costruire 3 pozzi, uno per ogni edificio, che sfruttassero la stessa falda. È stato valutato che dai 15 ai 30 metri di profondità sono presenti le condizioni di saturazione ideali per sfruttare la falda per scopi di climatizzazione. Il pozzo è stato quindi progettato con una profondità di 30 metri (una prevalenza di 25 metri) e un diametro esterno di 40 centimetri. Per valutare il prezzo per il singolo pozzo si è fatto riferimento allo studio effettuato per il *Progetto GRETA* dal *Programma Spazio Alpino* [97]. Sono stati analizzati i costi per la creazione di un pozzo effettuato con 3 diversi metodi di perforazione in funzione della profondità e del diametro del pozzo (Fig. 57). Per questo lavoro è stato scelto un prezzo medio di questo studio [98].

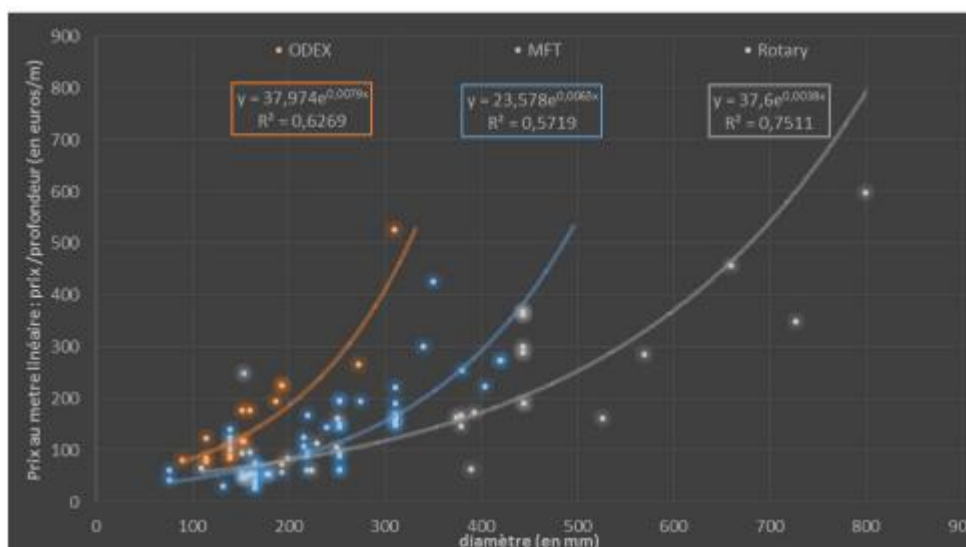


Fig. 57 Costo di un pozzo di emungimento in funzione del diametro e della profondità per 3 differenti metodi di perforazione [98].

Il prezzo calcolato attraverso le formule ricavate dalle linee di tendenza per ciascun pozzo è di 8791 €.

3.3.9 Conto termico 2018

In Italia, in questo momento, è attivo il Conto Termico 2018. Si tratta di un pacchetto di incentivi e sgravi fiscali per chi nel 2018 effettuerà degli interventi col fine di migliorare le prestazioni energetiche degli edifici [99]. Il Conto Termico è gestito dal **GSE** (Gestore Servizi Energetici) che ha stabilito quali sono gli interventi che potranno usufruire degli sgravi e a quanto ammontano i singoli incentivi [100]. Infatti il pacchetto descrive per ciascun intervento i limiti necessari per poter ottenere l'incentivo e come calcolare a quanto ammonta.

Per un intervento che preveda l'installazione di una pompa di calore elettrica acqua-acqua al posto di un sistema di climatizzazione standard i limiti di funzionamento richiesti sono:

- Temperatura in ingresso: 10 °C;
- Temperatura in uscita: 30-35 °C;
- COP minimo: 5.1;

Per macchine al di sopra dei 35 kW le rate annuali vengono percepite per 5 annualità. Il calcolo delle rate annuali viene effettuato attraverso le formule previste dal Decreto (Eq. 10 :

$$I_{a\ tot} = E_i \cdot C_i$$

Eq. 10

Dove con E_i si indica l'energia termica prodotta in un anno in kWh_t e calcolata come Eq. 11 . Con C_i si indica il coefficiente di valorizzazione dell'energia prodotta che per una PDC acqua/acqua sopra i 35 kW_t vale 0.055 €/kWh_t.

$$E_i = Q_u \cdot \left[1 - \frac{1}{COP}\right]$$

Eq. 11

Con Q_u si indica il calore totale prodotto in kWh con la Eq. 12 :

$$Q_u = P_n \cdot Q_{uf}$$

Eq. 12

Dove P_n indica la potenza nominale installata e Q_{uf} è il coefficiente di utilizzo della pompa che dipende dalla zona climatica e dal tipo di pompa. Q_{uf} secondo il decreto ministeriale è pari a 1700 nel caso in esame [101].

Considerando che la PDC scelta ha una potenza nominale pari a 68.72 kW e un COP pari a 6.09, la rata annuale corrisposta dal GSE per 5 annualità è pari a 5370.26 € [101].

Per quanto riguarda l'impianto solare termico è possibile calcolare la rata annuale con le formule presenti nello stesso Decreto. Si è utilizzato il programma *ScenoCalc*© [102] per calcolare la quota di energia annuale prodotta dai 160 m² di pannelli come richiesto dal GSE. Il valore è calcolato secondo la certificazione *Solar Keymark* e fa riferimento alla località di Würzburg [101]. È stata calcolata l'energia prodotta per unità di superficie [kWh_t/m²] dividendo il valore calcolato per l'area lorda del singolo modulo. La rata annuale che viene rilasciata per 5 annualità per impianti superiori ai 50 m² si calcola come Eq. 13 :

$$I_{a\ tot} = C_i \cdot Q_u \cdot S_i$$

Eq. 13

Dove C_i è il coefficiente di valorizzazione dell'energia pari a 0.11 secondo il decreto [101], Q_u è l'energia prodotta per unità di superficie e S_i la superficie lorda dell'impianto. Si è ottenuta una rata annuale pari a 10516.7 €.

Per quanto riguarda i pannelli fotovoltaici dalla fine dell'ultimo Conto Energia nel 2013 non è più prevista una detrazione fiscale per impianti sopra i 20 kW_p. Per impianti più piccoli è invece possibile detrarre il 50 % in 10 anni [103].

3.3.10 Ecobonus 2018

La seconda possibilità è quella di sfruttare l'ECOBONUS. Consiste in detrazioni dall'Irpef quando vengono effettuati degli interventi per migliorare l'efficienza energetica degli edifici. Il progetto studiato può sfruttare questa agevolazione poiché riduce il fabbisogno energetico dell'edificio ed inoltre sostituisce l'impianto di climatizzazione esistente. La detrazione è pari al 65% del valore dell'intervento, ma con un massimale pari a 30000 € e suddiviso in 10 rate annuali [104].

3.3.11 Attualizzazione

Per il calcolo del ritorno economico dell'investimento si è tenuto conto dell'attualizzazione del costo del denaro. Il tasso di interesse r è stato preso pari a 1.98% (valore a gennaio 2018) [105]. Con questo dato è stato possibile calcolare il tasso di sconto annuale i con Eq. 14 [106, 107], cioè calcolare come varia il prezzo del denaro col passare degli anni.

$$i = \frac{C_t}{(1 + r)^n}$$

Eq. 14

Dove con C_t viene indicato il *flusso di cassa* e con n l'anno corrispondente [108]. Il tasso di interesse così formulato è stato utilizzato per calcolare l'attualizzazione delle rate degli incentivi. Per quanto riguarda il tasso di interesse per i risparmi (cioè l'ammontare in € risparmiato rispetto al caso con la caldaia a metano) viene calcolato

tenendo conto del tasso di aumento del costo dell'energia. Il nuovo tasso di interesse i' si calcola come Eq. 15 :

$$r' = \frac{(r - e)}{(1 + e)}$$

Eq. 15

Dove con e si indica il tasso di aumento del costo dell'energia il cui valore è stimato al 4% [109]. Questo valore è una previsione che si basa sull'aumento del prezzo dell'energia degli ultimi 10 anni. L'aumento del prezzo dell'elettricità è dovuto a numerosi fattori: la variazione di domanda e offerta, la disponibilità dell'energia, il costo dei trasporti e della manutenzione, gli interventi politici e la tassazione [110]. Infatti, come è già stato detto nel Cap. 3.3.1, per il 2018 è previsto un aumento di circa il 5.3% del costo dell'elettricità [76]. Questo è dovuto in primis alla scarsa produttività da idroelettrico italiano e del nucleare europeo per quanto riguarda la fine del 2017 e le previsioni per il 2018 [76], ma anche ad una lenta ripresa economica degli stati dell'unione europea [111]. Come si può vedere nel grafico modellato da ARERA (Fig. 58) sulla variazione del costo dell'energia elettrica in Italia negli ultimi 4 anni [112], si può notare che il prezzo oscilla di semestre in semestre, ma il valore scelto del 4% è veritiero.

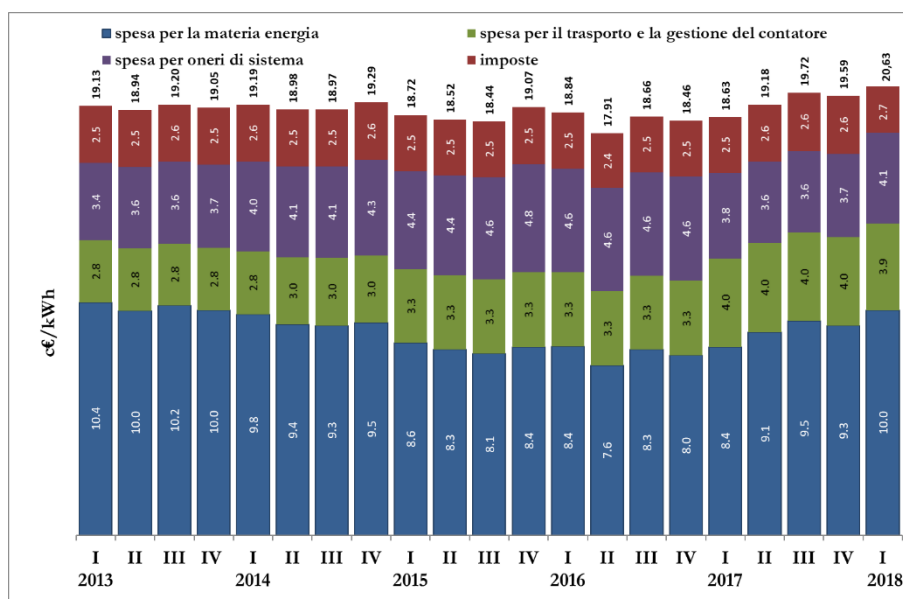


Fig. 58 Variazione del prezzo dell'energia elettrica in Italia negli ultimi 4 anni [112].

3.3.12 Calcolo del tempo di ritorno

Dopo aver calcolato gli incentivi e i risparmi attualizzati si è imposto come periodo di monitoraggio 20 anni che è un periodo più lungo della vita media di una caldaia a metano stimata intorno ai 15 anni [113]. Il calcolo del periodo di ritorno dell'investimento si è effettuato utilizzando la formula del **NPV** Eq. 16 [106-108]:

$$NPV = -I + \frac{(1 + i')^n - 1}{i' \cdot (1 + i')^n} \cdot R + i \cdot \text{incentivi}$$

Eq. 16

Dove con I si è indicato l'investimento iniziale, con R il risparmio annuale e con *incentivi* la rata annuale degli incentivi [108]. Nel caso del solare termico alla rata annuale degli incentivi dell'ECOBONUS o del Conto Termico è stata aggiunta la quota di agevolazione per l'impianto solare.

3.3.13 Agevolazioni per le ristrutturazioni edilizie

Gli interventi di manutenzione, ordinaria o straordinaria, per gli immobili residenziali, godono dell'IVA agevolata al 10% [114]. In più viene conteggiato con l'IVA agevolata anche un ammontare dell'investimento pari al costo dei lavori.

3.3.14 Scenario base

Nella Tab. 16 vengono ricapitolati i componenti principali e i consumi dell'impianto geotermico ad acqua di falda nel primo caso studiato. Le tubazioni e le pompe di circolazione vengono conteggiate all'interno dei costi di lavorazione dell'impianto.

Tab. 16 Componenti principali dell'impianto geotermico, scenario base.

PDC	68.72	kW _t
Tank	11.8	m ³
kWh annui consumati	13847.02	kWh
kWh consumati nella stagione di riscaldamento	9665.44	kWh
Limitazione di funzionamento	NO	
SPF1 invernale	7.88	
SPF1 estivo	5.82	
SPF2 invernale	6.87	
SPF2 estivo	4.87	

Di seguito (Tab. 17) vengono elencati i costi per i componenti dell'impianto e per i costi energetici in questo scenario considerati sempre per un singolo edificio. I costi per l'intero complesso residenziale verranno trattati in un capitolo a parte. Il totale tiene conto sia della parte tassata al 22% che dell'ammontare agevolato al 10% [114].

Tab. 17 Riepilogo dei costi per i componenti, i costi energetici e gli incentivi per lo scenario base.

PDC	22606	€
Serbatoio	8778.95	€
Pozzo	8791.24	€
Pompa di emungimento	207	€
Manodopera	4038.3	€
Totale + IVA	53225	€
Spesa annuale per riscaldamento e raffrescamento con PDC*	3096	€
Spesa stagione invernale caldaia*	6285.2	€
Spesa stagione invernale PDC*	2386.7	€
Risparmio annuo	3898.5	€
Rata Conto Termico	5370.26	€
Rata Ecobonus	2887.4	€
Tasso di interesse	2%	
Aumento costo elettricità	4%	
*Per la spesa dell'elettricità e del metano sono state conteggiate le quote fisse e le accise.		

Dalla Tab. 17 si nota come la spesa annuale per la gestione dell'impianto con pompa di calore sia dovuta per il 78% alla stagione invernale. Il risparmio annuale generato dal nuovo impianto è stato calcolato sulla differenza tra la spesa per la sola

stagione invernale con la PDC e con la caldaia a metano. Il risparmio per la stagione invernale si attesta al 62%. Si può notare come l'ammontare totale degli incentivi provenienti dall'Ecobonus, la cui rata viene versata per 10 anni contro i 5 del Conto Termico 2018, risulta essere più elevato. Come si può vedere in Fig. 59 il ritorno economico per l'investimento con il Conto Termico avviene con un anno d'anticipo rispetto all'Ecobonus, però dopo i 5 anni con il secondo tipo di agevolazioni si ha un introito maggiore.

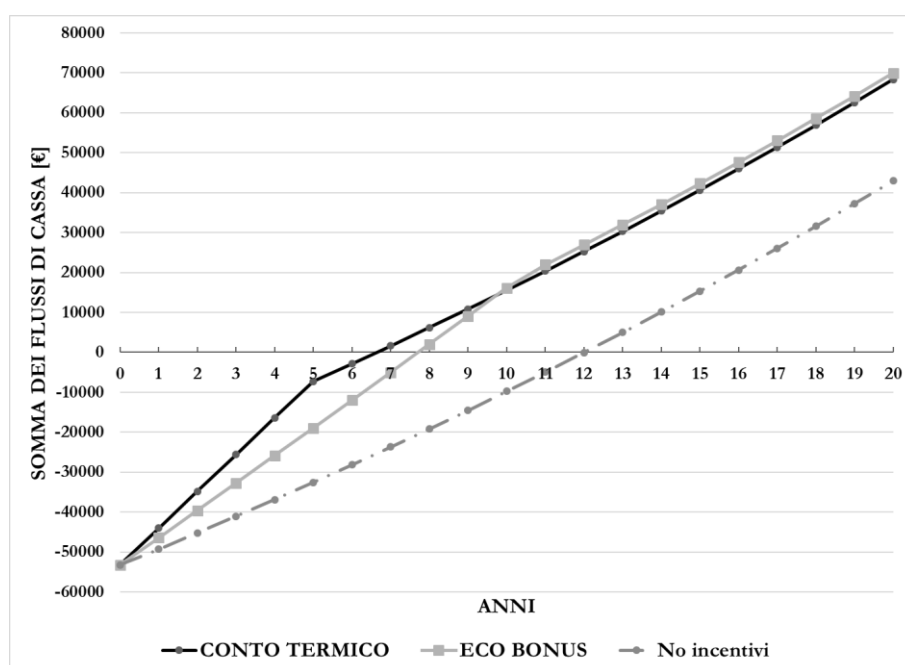


Fig. 59 Tempo di ritorno per lo scenario base nel caso vengano sfruttati i due tipi di incentivi e nel caso senza l'utilizzo di incentivi.

Per il primo metodo di incentivazione si ha un tempo di ritorno compreso tra i 6 e i 7 anni, per il secondo metodo si ha il pareggio di bilancio quasi all'ottavo anno. Con entrambi i metodi si ha un ritorno molto anticipato rispetto ai 12 anni che si impiegherebbero senza gli incentivi.

3.3.15 Scenario notturno

Lo scenario notturno non ha alcuna differenza a livello componentistico rispetto allo scenario base. L'unica differenza è la limitazione di funzionamento (Tab. 18) che obbliga l'impianto a lavorare nella fascia oraria F3.

Tab. 18 Componenti principali dell'impianto geotermico, scenario notturno.

PDC	68.72	kW _t
Tank	11.8	m ³
kWh annui consumati	14954.8	kWh
kWh consumati nella stagione di riscaldamento	10271.6	kWh
Limitazione di funzionamento	Accensione notturna della pompa di calore con possibilità di accensioni diurne di emergenza.	
SPF1 invernale	7.85	
SPF1 estivo	5.22	
SPF2 invernale	6.72	
SPF2 estivo	4.56	

I costi riguardanti la componentistica rappresentati in Tab. 19 sono rimasti identici rispetto allo scenario base, ciò che cambia è la spesa per il consumo energetico. Al contrario di quanto si era previsto con questo scenario si ottiene una spesa maggiore rispetto al caso base. Infatti in questo caso si ha un numero maggiore di ore effettive di funzionamento (anche nelle fasce F1 e F2) rispetto al primo scenario.

Tab. 19 Riepilogo dei costi per i componenti, i costi energetici e gli incentivi per lo scenario notturno.

PDC	22606	€
Serbatoio	8778.95	€
Pozzo	8791.24	€
Pompa di emungimento	207	€
Manodopera	4038.3	€
Totale + IVA	53225	€
Spesa annuale per riscaldamento e raffrescamento con PDC*	3193.4	€
Spesa stagione invernale caldaia*	6285.2	€
Spesa stagione invernale PDC*	2464.6	€
Risparmio annuo	3820.6	€
Rata Conto Termico	5370.26	€
Rata Ecobonus	2887.4	€
Tasso di interesse	2%	
Aumento costo elettricità	4%	
*Per la spesa dell'elettricità e del metano sono state conteggiate le quote fisse e le accise.		

Per questo scenario il risparmio è più basso e si ferma al 60% rendendo quindi inutile la restrizione oraria la quale comporta una spesa maggiore.

La spesa maggiore comporta anche uno spostamento del tempo di ritorno, ma essendo molto contenuta risulta poco visibile in Fig. 60.

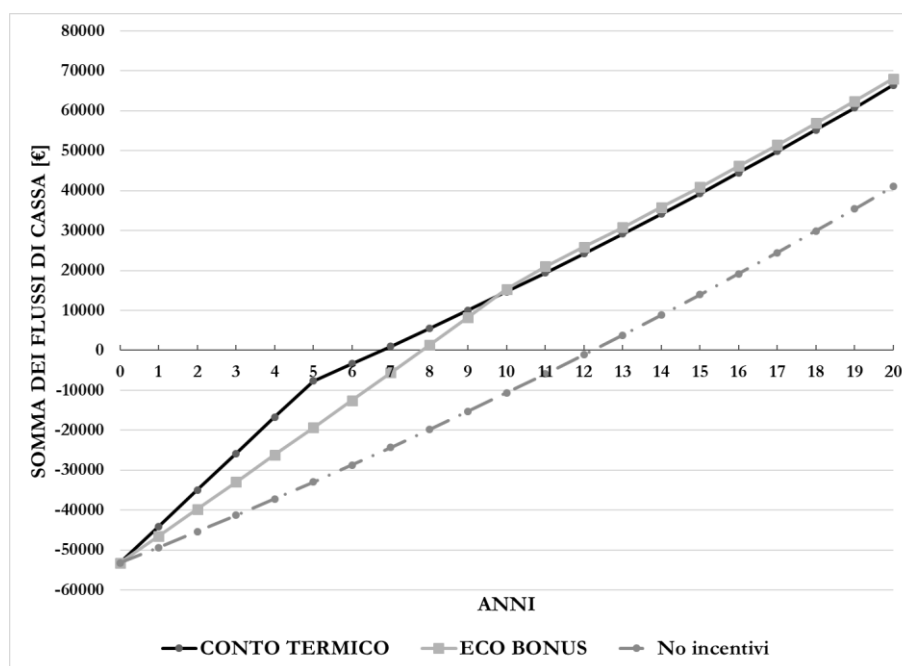


Fig. 60 Tempo di ritorno per lo scenario notturno nel caso vengano sfruttati i due tipi di incentivi e nel caso senza l'utilizzo di incentivi.

3.3.16 Scenario fotovoltaico

Per lo scenario che prevede l'installazione di un impianto fotovoltaico sul tetto è stato previsto di utilizzare un serbatoio termico di volume maggiore per sopperire al minor numero di ore di funzionamento che non permettono di mantenere la temperatura interna di set-point con il serbatoio da 11.8 m³ (Tab. 20).

Tab. 20 Componenti principali dell'impianto geotermico, scenario fotovoltaico.

PDC	68.72	kW _t
Tank	35.4	m ³
Pannelli fotovoltaici	160	m ²
kWh annui consumati	15348.42	kWh
kWh consumati nella stagione di riscaldamento	10069.04	kWh
Limitazione di funzionamento	Accensione diurna della pompa di calore.	
SPF1 invernale	8.06	
SPF1 estivo	5.04	
SPF2 invernale	6.91	
SPF2 estivo	4.47	
Produzione totale annuale	33391.28	kWh
Autoconsumo annuale	10134.83	kWh

L'investimento per l'impianto fotovoltaico da 24 kW_p (Capitolo 2.3.3) è stato calcolato ipotizzando un costo pari a 500 €/kW_p. Per gli impianti fotovoltaici superiori ai 20 kW_p non sono più previsti degli incentivi, quindi le agevolazioni riguardano esclusivamente l'impianto di climatizzazione [115].

In Italia è possibile stipulare un contratto col GSE chiamato *Scambio sul posto* (**SSP**) il quale permette di immettere in rete l'energia elettrica prodotta dal proprio impianto e che non viene auto consumata [116]. Il GSE permette quindi di utilizzare il sistema elettrico nazionale per immagazzinare l'energia in eccesso vendendola e poi ricomprandola a tariffe agevolate successivamente [117]. Questa soluzione è utile poiché i consumi elettrici avvengono generalmente nelle fasce di minor produzione dell'impianto come si può vedere in Fig. 61 [118].

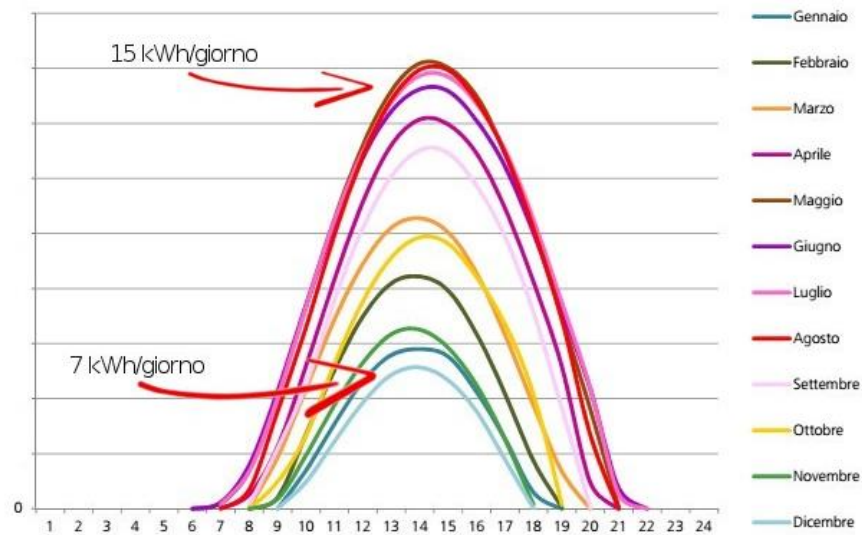


Fig. 61 Produzione giornaliera di un impianto fotovoltaico da 3 kW nei diversi mesi dell'anno [118].

Il costo dell'energia acquistata per questo impianto con il sistema SSP è diviso in due fattori: il primo conteggia 0.07 €/kWh ed è la componente per l'energia non tassata, il secondo riguarda gli oneri e in questo caso si moltiplica l'ammontare di energia acquistata per un fattore 0.048 €/kWh. La vendita dell'energia invece è conteggiata 0.07 €/kWh [117].

Oltre alle quote fisse dovute all'impianto della PDC (uguali per tutti gli scenari), un impianto fotovoltaico prevede una quota annuale divisa in due oneri: il primo è un corrispettivo fisso di 30 € per gli impianti sopra i 3 kW il secondo è un corrispettivo variabile di 1 € al kW per gli impianti sopra i 20 kW [119]. Per l'impianto preso in considerazione la somma di queste quote è pari a 54 €/anno.

Tab. 21 Riepilogo dei costi per i componenti, i costi energetici e gli incentivi per lo scenario fotovoltaico.

PDC	22606	€
Serbatoio	24572	€
Pozzo	8791	€
Pompa di emungimento	207	€
Inverter	2599.9	€
Pannelli fotovoltaici	12000	€
Manodopera	7077.6	€
Totale + IVA	93283	€
Spesa annuale (quota non soddisfatta da autoconsumo)*	1404.31	€
Vendita energia annuale	1628	€
Spesa effettiva annuale**	-223.64	€
Spesa stagione invernale caldaia*	6285.2	€
Spesa stagione invernale PDC*	1297.8	€
Vendita energia stagionale	634.65	€
Spesa effettiva stagionale	663.15	€
Risparmio annuo	5622	€
Rata Conto Termico	5370.26	€
Rata Ecobonus	3000	€
Tasso di interesse	2%	
Aumento costo elettricità	4%	
*Per la spesa dell'elettricità e del metano sono state conteggiate le quote fisse e le accise.		
** Inteso come la differenza tra la vendita e l'acquisto, se è negativo è da intendersi come un guadagno.		

Dalla Tab. 21 si può notare che con il costo del serbatoio più grande si raggiunge la quota massimale per la rata dell'Ecobonus [104]. Il risparmio per questo scenario si attesta intorno al 90% (considerando il guadagno previsto dalla vendita di energia). Questo risparmio così elevato è dovuto innanzitutto dal ridotto numero di ore effettive di funzionamento (Fig. 45) e poi al guadagno per la vendita di corrente al GSE.

A differenza degli altri scenari, installando un impianto fotovoltaico, si deve considerare un flusso di cassa in ingresso nel caso in cui la vendita di energia superi la quantità acquistata. In Tab. 21 è evidente come durante la stagione invernale la produzione di energia sia ridotta ed è dunque necessario acquistarne dalla rete. Se si considera l'intero anno, invece, durante i periodi più caldi coesiste una situazione di alta produzione da parte dei pannelli e di una bassa richiesta energetica da parte della PDC, questo si traduce in un guadagno di circa 200€ all'anno.

Per il calcolo del ritorno economico è stato calcolato il risparmio stagionale rispetto all'impianto con una caldaia standard. All'investimento iniziale è stato aggiunto anche quello per l'impianto fotovoltaico, si è quindi aggiunto al risparmio il guadagno annuale dovuto alla vendita di energia elettrica.

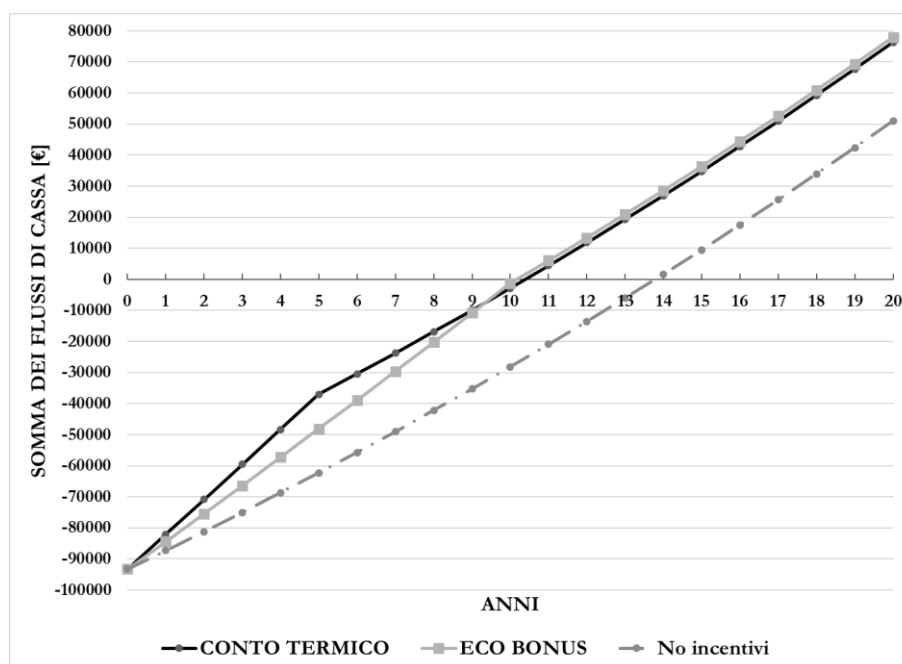


Fig. 62 Tempo di ritorno per lo scenario con l'impianto fotovoltaico nel caso vengano sfruttati i due tipi di incentivi e nel caso senza l'utilizzo di incentivi.

In Fig. 62 si evince che con un investimento quasi raddoppiato rispetto ai casi precedenti il ritorno economico si ha intorno ai 10 anni con entrambi i tipi di incentivi. A differenza degli scenari precedenti, a 20 anni, la somma dei flussi di cassa sarà maggiore di circa 10.000€ giustificando l'investimento iniziale. Inoltre questa soluzione permetterebbe di abbassare ulteriormente le emissioni e renderebbe l'edificio più indipendente.

3.3.17 Scenario solare termico

Lo scenario che prevede l'installazione dell'impianto solare termico sostanzialmente non ha variazioni sulla composizione dell'impianto di climatizzazione rispetto allo scenario base come si può vedere in Tab. 22. Oltre ai pannelli solari è stato installato anche un boiler per l'acqua calda sanitaria. Il serbatoio termico della PDC è rimasto invariato.

Tab. 22 Componenti principali dell'impianto geotermico, scenario con impianto solare termico.

PDC	68.72	kW _t
Tank	11.8	m ³
Pannelli solari	160	m ²
Boiler	4	m ³
kWh annui consumati	13768.31	kWh
kWh consumati nella stagione di riscaldamento	9586.62	kWh
Limitazione di funzionamento	NO	
SPF1 invernale	7.85	
SPF1 estivo	5.82	
SPF2 invernale	6.41	
SPF2 estivo	4.85	

Dalla Tab. 22 si evince, confrontando i kWh consumati con quelli dello scenario base, che il calore ausiliario fornito al serbatoio termico dai pannelli permette un risparmio di circa 100 kWh. Poiché si tratta di una differenza esigua i calcoli sul ritorno economico verranno effettuati esclusivamente sull'impianto di produzione dell'ACS.

Tab. 23 Riepilogo dei costi per i componenti, i costi energetici e gli incentivi per lo scenario con impianto solare termico..

Pannelli solari*	91200	€
Buffer	5494.5	€
Manodopera	549.45	€
Totale + IVA	118505.8	€
Spesa annuale per riscaldamento e raffrescamento con PDC**	3056.24	€
Spesa stagione invernale caldaia**	6285.2	€
Spesa stagione invernale PDC**	2350.1	€
Risparmio annuo	3935.14	€
Rata Conto Termico	10516.7	€
Rata Ecobonus	6000	€
Tasso di interesse	2%	
Aumento costo elettricità	4%	
*Nel prezzo è già compreso il costo dei pannelli, il trasporto e l'installazione [96].		
**Per la spesa dell'elettricità e del metano sono state conteggiate le quote fisse e le accise.		

Come si può vedere in Tab. 23 il risparmio annuo è di poco maggiore rispetto allo scenario base e quindi il calcolo del NPV sarebbe identico allo scenario base.

Il prezzo dei pannelli solari è stato calcolato tramite un preventivo [96] che comprende il costo dei pannelli, il costo del trasporto e l'installazione (Capitolo 3.3.7).

Il confronto che è stato fatto per valutare il tempo di ritorno riguarda il risparmio ottenuto per la produzione di acqua calda sanitaria utilizzando i pannelli solari in ausilio al boiler (Tab. 24). Si può notare come le due rate per gli incentivi siano più elevate rispetto agli scenari precedenti. Per quanto riguarda l'Ecobonus il tetto massimo per l'installazione di pannelli solari è di 60000€.

Tab. 24 Confronto dei consumi e delle spese per la produzione di ACS nel caso senza impianto solare e nel caso con l'impianto.

Consumo solo buffer	81759	kWh
Spesa	8015.6	€
Consumo buffer con pannelli	52962	kWh
Produzione pannelli	28797	kWh
Spesa	4328.4	€
Risparmio	46%	

Si può notare che la spesa per l'acqua calda annuale ha un impatto economico importante, risulterebbe quindi necessario l'impianto solare per ridurre questo importo. Poiché l'investimento per i pannelli solari è elevato è stato necessario valutarne la fattibilità calcolando il tempo di ritorno (Fig. 63).

Per il calcolo del consumo energetico per la produzione di ACS si è creato un programma su Trnsys Studio che simulasse la presenza dell'impianto solare termico. Si sono calcolati consumi annuali del buffer e la produzione annuale dei pannelli. Per ipotizzare il consumo nel caso di assenza dell'impianto solare termico si sono sommate le due quote. Il riscaldatore è stato ipotizzato a metano con un'efficienza di 0.85 [80, 81] e il combustibile con un potere calorifico inferiore pari a 9.6 kWh/Smc [78, 79]. Si è convertito il fabbisogno in metri cubi di metano effettivi consumati e si è moltiplicato per il costo del gas [77]. Quindi la spesa relativa al buffer è da considerarsi in acquisto di gas metano.

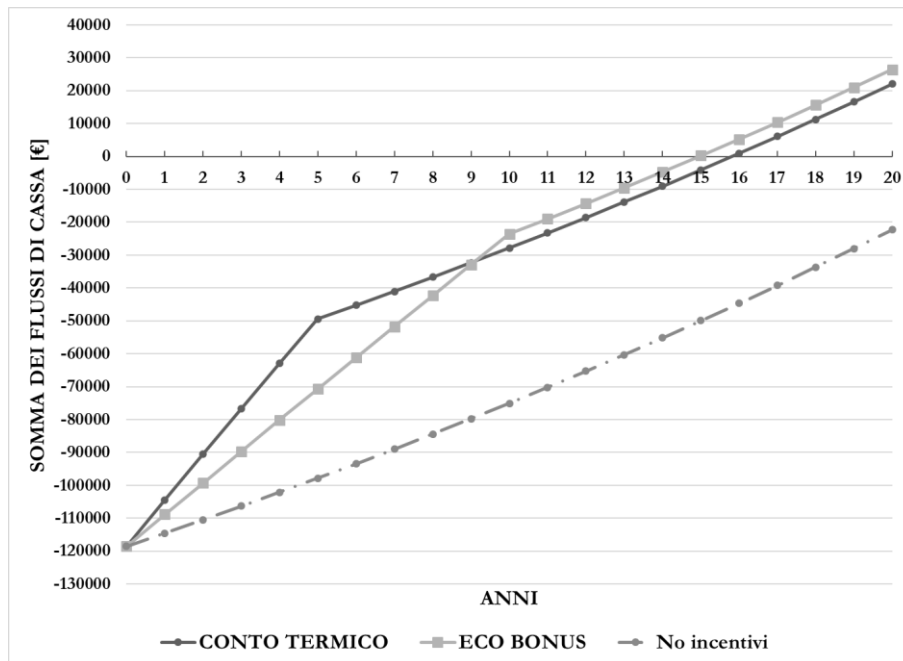


Fig. 63 Tempo di ritorno per lo scenario con l'impianto solare termico nel caso vengano sfruttati i due tipi di incentivi e nel caso senza l'utilizzo di incentivi.

Anche per i pannelli solari sono stati utilizzati i due tipi di incentivi [101, 104]. Con gli incentivi previsti dall'ECOBONUS si ha un ritorno più veloce perché l'ammontare delle rate concesse nei 10 anni è maggiore rispetto a quello fornito dal Conto Termico. Si può notare che senza incentivi questo intervento non sarebbe sostenibile.

3.4 Costi complesso residenziale

I costi che sono stati analizzati nelle pagine precedenti riguardavano un solo edificio. Poiché gli edifici sono identici è possibile calcolare il costo per l'intero complesso tenendo conto che ogni edificio avrà: un pozzo, una PDC e un serbatoio termico. In Tab. 25 sono riassunti i costi per i 4 scenari riguardanti l'investimento, le spese annuali e la sommatoria dei flussi di cassa a 20 anni. Nel quarto scenario viene conteggiato solo l'investimento per l'impianto solare e la spesa per l'ACS poiché l'impianto di riscaldamento è rimasto invariato. Il confronto tra il quarto scenario e il caso standard è quindi da considerarsi esclusivamente dal punto di vista della produzione di acqua calda sanitaria annuale.

Con la dicitura "Ammontare a 20 anni" è intesa la sommatoria dei flussi di cassa (per i due tipi di incentivi) per l'intervallo di tempo preso in considerazione. Un valore

nullo indica che è stato pareggiato l'investimento iniziale, valori superiori allo zero indicano a quanto ammonti il positivo a distanza di 20 anni.

Tab. 25 Resoconto degli investimenti, delle spese energetiche e delle sommatorie dei flussi di cassa per i 4 scenari e il confronto con una caldaia standard.

Caldaia a metano	Investimento	15235	€
	Spesa stagionale	18856	€
	Spesa ACS	24047	€
Scenario base	Investimento	159675	€
	Spesa annuale	9207	€
	Spesa stagionale	7160	€
	Ammontare a 20 anni (Conto Termico)	204876	€
	Ammontare a 20 anni (Ecobonus)	209782	€
Scenario notturno	Investimento	159675	€
	Spesa annuale	9580	€
	Spesa stagionale	7394	€
	Ammontare a 20 anni (Conto Termico)	199105	€
	Ammontare a 20 anni (Ecobonus)	204011	€
Scenario fotovoltaico	Investimento	279849	€
	Spesa annuale	-671*	€
	Spesa stagionale	1989.5	€
	Ammontare a 20 anni (Conto Termico)	228855	€
	Ammontare a 20 anni (Ecobonus)	233761	€
Scenario solare termico	Investimento	355517	€
	Spesa ACS	12985	€
	Ammontare a 20 anni (Conto Termico)	66161	€
	Ammontare a 20 anni (Ecobonus)	79137	€
*La spesa annuale nello scenario con i pannelli fotovoltaici, al netto della vendita di energia, risulta essere negativa. Questo valore indica un guadagno.			

Analizzando i risultati ottenuti nei grafici precedenti e in Tab. 25 si deduce che tutti e 4 gli scenari presi in considerazione siano economicamente sostenibili confrontandoli con un impianto di riscaldamento standard. Considerando gli incentivi applicati [104, 115] questi risultati sono ancora più evidenti.

Questi risultati sono stati calcolati senza considerare i costi di manutenzione ordinaria [120] e il fatto che la vita media di una caldaia standard sia inferiore ai 20

[113], questo comporterebbe la sostituzione, totale o in parte, dell'impianto. Anche in questo caso i costi sarebbero a favore dell'impianto geotermico il quale richiede una minor manutenzione [121].

3.5 Risultati ambientali

Il progetto di climatizzazione di questi edifici tramite la geotermia ha come idea di fondo, oltre ad un risparmio economico, quello di ridurre le emissioni di CO₂ per ottenere dei condomini a basso impatto ambientale. L'anidride carbonica concorre ai danni ambientali generati dalle emissioni in quanto danneggia lo strato di Ozono; una presenza troppo elevata di questo gas in atmosfera crea una cappa che riduce la quantità di calore espulsa dalla terra creando il problema del “*global warming*” [122]. Il continuo aumento della concentrazione di CO₂ in atmosfera ha comportato i cambiamenti climatici dell'ultimo secolo [123].

I fattori di emissione di anidride carbonica (Tab. 26) del gas metano e della rete elettrica che sono stati utilizzati sono quelli forniti dalla Regione Piemonte [124]

Tab. 26 Fattori di emissione per il gas metano e l'energia elettrica (valori della Regione Piemonte [124])

Gas metano	203	g/kWh
Energia elettrica	470	g/kWh

Con questi fattori è stato possibile calcolare l'emissione per la stagione invernale degli edifici nei quattro differenti scenari e confrontarli con le emissioni nel caso della caldaia a metano. Anche in questo caso per lo scenario che prevede l'installazione dei pannelli solari termici viene considerata l'emissione di CO₂ riferita esclusivamente alla produzione di ACS.

In Tab. 27 si sono riassunte le emissioni stagionali per i differenti scenari sia per il singolo edificio che per l'intero complesso. Un singolo edificio alimentato da una caldaia a gas metano rilascia in ambiente ogni stagione invernale circa 13 tonnellate di CO₂.

Si evince che attuando i primi due scenari si ottiene una riduzione di emissioni di CO₂ per la sola stagione di riscaldamento di circa 9 tonnellate.

Lo scenario che prevede l'installazione dei pannelli fotovoltaici riduce le emissioni stagionali per un singolo edificio a sole 2 tonnellate emesse ogni inverno; inoltre bisogna considerare che vengono ceduti alla rete 23256.45 kW evitando di immettere in atmosfera 10.93 tonnellate di anidride carbonica.

Un risultato evidente lo si ottiene anche per la produzione di ACS che comporta un'emissione maggiore rispetto agli altri scenari anche perché si considera l'intero anno. una riduzione nelle emissioni di circa il 50%.

Tab. 27 Confronto delle tonnellate di CO₂ emesse nei differenti scenari presi in considerazione.

Caldaia a metano	Emissione di un edificio	13.01	ton/stagione
	Emissione del complesso	39.04	ton/stagione
	Emissione per la produzione di ACS di un edificio	23.37	ton/anno
	Emissione per la produzione di ACS del complesso	70.12	ton/anno
Scenario base	Emissione di un edificio	4.54	ton/stagione
	Emissione del complesso	13.63	ton/stagione
Scenario notturno	Emissione di un edificio	4.83	ton/stagione
	Emissione del complesso	14.48	ton/stagione
Scenario fotovoltaico	Emissione di un edificio	2.03	ton/stagione
	Emissione del complesso	6.08	ton/stagione
Scenario solare termico	Emissione per la produzione di ACS di un edificio	10.75	ton/anno
	Emissione per la produzione di ACS del complesso	32.25	ton/anno
Nota: per quanto riguarda lo scenario con l'impianto fotovoltaico bisogna considerare che vengono inoltre venduti 23256.45 kW che equivalgono a 10.93 tonnellate di CO ₂ non emesse.			

3.6 Confronto tra gli scenari

In questo capitolo viene presentata una tabella conclusiva che riassume i valori caratteristici di ciascuno scenario mettendoli a confronto tra di loro. Per lo scenario che prevede l'installazione dei pannelli fotovoltaici vengono analizzati anche i dati di produzione e autoconsumo dell'impianto. Per quanto riguarda lo scenario che presenta i pannelli solari termici viene trattata la produzione di ACS annuale.

Tab. 28 Resoconto dei risultati più interessanti riguardanti l'intero complesso di edifici per i 4 scenari studiati.

Consumo elettrico della PDC e della pompa di emungimento annuale		
Scenario base	13847	kWh
Scenario notturno	14955	kWh
Scenario fotovoltaico	15348 (5214)*	kWh
Scenario solare termico	13768	kWh
*In parentesi in kWh consumati al netto della produzione dei pannelli.		
Consumo termico invernale		
Scenario base	64109	kW _t
Scenario notturno	69052	kW _t
Scenario fotovoltaico	67633	kW _t
Scenario solare termico	63291	kW _t
Consumo termico estivo		
Scenario base	20521	kW _t
Scenario notturno	21255	kW _t
Scenario fotovoltaico	23306	kW _t
Scenario solare termico	20483	kW _t
Potenza di picco al m ²		
Scenario base	2.75	W/m ²
Scenario notturno	2.75	W/m ²
Scenario fotovoltaico	4.25	W/m ²
Scenario solare termico	2.75	W/m ²
Energia termica al m ²		
Scenario base	16.75	W/m ²
Scenario notturno	16.75	W/m ²
Scenario fotovoltaico	17.86	W/m ²
Scenario solare termico	16.75	W/m ²
Portata annuale acqua di falda		
Scenario base	15996183	L
Scenario notturno	17424414	L
Scenario fotovoltaico	18584728	L
Scenario solare termico	15848435	L
Fotovoltaico		
Produzione totale	33391	kWh
Autoconsumo	10135	kWh
% autoconsumo	66%	
Energia venduta	23257	kWh

4. Conclusioni

La riduzione delle emissioni e della dipendenza dalle energie fossili, un maggior confort termico e anche una riduzione delle spese per la climatizzazione, sono gli elementi alla base della riqualificazione energetica per gli edifici esistenti. Il progetto che si è studiato riguarda un complesso residenziale costruito nel 2009 e composto da 3 edifici a Pinerolo (Torino). Acea Pinerolese, l'azienda che controlla la climatizzazione dei tre edifici, ha effettuato alcuni studi che hanno evidenziato consumi eccessivi e spese elevate per i condòmini. Attualmente è una caldaia a gas metano a soddisfare il fabbisogno termico degli edifici. Lo studio di fattibilità che si è svolto propone di sostituire l'attuale sistema di riscaldamento con una pompa di calore geotermica inversa.

Nelle vicinanze del complesso è stata individuato un acquifero utilizzabile per un impianto geotermico a bassa entalpia a circuito aperto. Questa soluzione è preferibile rispetto all'attuale sistema poiché permette uno sfruttamento più efficiente dell'impianto a pavimento radiante già predisposto. Inoltre, installando una PDC reversibile, si potrebbe fornire anche la climatizzazione estiva. Gli edifici studiati sono suddivisi su 7 piani. L'area calpestabile e il volume interno misurano rispettivamente 4293 m² e 6258 m³.

Per lo studio di fattibilità si è utilizzato il software Trnsys. Attraverso le due suite TRNBUILD e Trnsys Studio si è modellato uno dei tre edifici e il nuovo impianto di climatizzazione. Avendo a disposizione la stratigrafia originale degli edifici è stato possibile dimensionare in maniera più precisa l'impianto di climatizzazione. Si è calcolato che, per soddisfare il fabbisogno termico dell'impianto, è necessario installare una PDC da 68.7 kW.

Si sono ipotizzati 4 scenari differenti: uno scenario base, uno scenario che sfrutti la maggior economicità della corrente nelle ore notturne, uno scenario che prevede l'installazione di un impianto fotovoltaico e infine uno scenario con un impianto solare termico per la produzione di ACS. L'ultimo scenario permette, in assenza di richiesta da parte dell'utenza, di fornire un'integrazione di calore all'impianto di climatizzazione in inverno.

Dai risultati ottenuti si evince che questo tipo di intervento permette, nel lungo periodo, di ripagare l'investimento effettuato e di ottenere un risparmio evidente. Questo discorso vale per tutti e 4 gli scenari presentati per il complesso studiato. Infatti gli edifici, presentando già il riscaldamento a pavimento, si prestano

bene all'installazione delle pompe di calore potendo risparmiare sui costi di ristrutturazione.

I problemi principali correlati a questo tipo di intervento sono:

- Burocratici: i tempi per ottenere il permesso di sfruttamento della falda oscillano tra i 6 e gli 8 mesi;
- Economici: studio di fattibilità, impiantistica e messa in opera implicano un investimento iniziale molto oneroso;
- Studi preliminari: a differenza di impianti di climatizzazione con caldaie a metano in questo caso servono accurati studi preliminari per evitare di danneggiare la falda oppure di avere problemi di approvvigionamento in futuro.

I vantaggi che sono stati riscontrati permettono di superare i dubbi esposti precedentemente:

- Risparmio: con consumi contenuti e il solo utilizzo di corrente elettrica questo tipo di impianto permette un risparmio economico stagionale rispetto agli impianti con caldaie a gas;
- Ritorno economico: con un risparmio stagionale elevato e con gli incentivi attuali si riesce ad ottenere un ritorno economico già intorno al settimo anno utile;
- Raffrescamento: oltre al riscaldamento invernale questi impianti permettono la climatizzazione estiva;
- Confort termico: se accoppiato ai pavimenti radianti, questo sistema di climatizzazione permette di raggiungere un miglior confort termico nelle due stagioni rispetto ai sistemi tradizionali;
- Impatto ambientale: riducendo i consumi si riduce anche l'impatto ambientale abbattendo le emissioni di CO₂.

Di seguito vengono riassunti i risultati ottenuti per i differenti scenari tenendo in considerazione un singolo edificio.

Scenario standard. L'impianto scelto come termine di confronto è un impianto di riscaldamento che sfrutta una caldaia a metano. Il fabbisogno termico per la stagione invernale per un singolo edificio è di 64 MWh_t con una spesa di 6285 € per il combustibile. Il costo dell'impianto è di 5078 €.

Scenario base. Il primo scenario modellato prevede l'installazione di una pompa di calore reversibile da 68.7 kW e un serbatoio di calore da 11.8 m³ che

permette un'autonomia di circa un'ora. I risultati dimostrano la fattibilità dell'intervento il quale permette un risparmio di circa 4000 € all'anno rispetto ad un sistema tradizionale e un ritorno economico in 7-8 anni in base al tipo di incentivi utilizzati. Senza l'utilizzo degli incentivi statali il ritorno economico avverrebbe intorno al dodicesimo anno. Si riesce inoltre a ridurre di circa 9 tonnellate le emissioni in ambiente di CO₂ per ciascun edificio rispetto ad un impianto a caldaia a metano. Si è modellato un sistema di climatizzazione in grado di rispettare i set-point interni sia in inverno che in estate rendendo il confort termico ottimale. Questa soluzione comporta un consumo annuale elettrico di 13.8 MWh per la PDC e un consumo per la sola stagione invernale di 9.7 MWh. La spesa totale per la componentistica e i lavori di installazione è pari a 53225 €, mentre la spesa annuale per la climatizzazione è di 3096 € e quella per la stagione invernale è di 2387 €. La sommatoria dei flussi di cassa a 20 anni dall'investimento si attestano intorno a 70000 € con entrambi gli incentivi.

Scenario notturno. Lo scenario in questione è stato modellato con l'idea di far funzionare la PDC esclusivamente nella fascia oraria notturna così da sfruttare la miglior convenienza economica della corrente elettrica in fascia F3. A livello teorico la fattibilità di questa idea consiste nell'accensione della pompa di calore un'ora in più al giorno rispetto allo scenario base. Durante la modellazione si è visto che il nuovo impianto non è in grado di mantenere le temperature interne di set-point né durante stagione invernale né durante quella estiva facendo intervenire la PDC anche durante le ore diurne. Questo fa aumentare i consumi fino a far perdere la convenienza economica prevista.

Scenario fotovoltaico. Questo modello prevede l'installazione di un impianto fotovoltaico da 24 kW_p sul tetto di ciascun edificio. Questa soluzione è interessante poiché riduce ulteriormente la connessione degli edifici dalla rete rendendoli più indipendenti. Inoltre rende i condomini più ecosostenibili riducendo a sole 2 tonnellate le emissioni di CO₂ stagionali (per edificio) e impendendo l'emissione di circa 11 tonnellate di CO₂ (per edificio) con l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico. A differenza dei primi due casi i pannelli fotovoltaici aumentano di molto l'investimento iniziale non godendo degli incentivi statali poiché l'impianto supera i 20 kW_p. Il consumo annuale per questo scenario è di 1.5 MWh in più rispetto allo scenario base, mentre il consumo stagionale è maggiore di 404 kWh. In questo caso il costo per il tank più grande e il costo dei pannelli incidono molto sull'investimento iniziale che è pari a 93283 € (quasi il doppio rispetto agli altri scenari).

Il risparmio in questo caso arriva intorno al 90% rispetto al caso con la caldaia a metano. La spesa stagionale è ridotta a soli 1297.8 € poiché una buona parte del fabbisogno è soddisfatta dall'autoconsumo. Il costo di gestione annuale, al netto della vendita dell'energia in eccesso, risulta essere negativo producendo un guadagno di circa 200 €. Con questi valori si riesce ad avere un ritorno economico in circa 10 anni con entrambi gli incentivi. La sommatoria dei flussi di cassa a 20 anni risulta essere maggiore rispetto agli scenari precedenti arrivando, nel caso si sfruttino gli incentivi, a 80000€.

Scenario solare termico. L'ultimo scenario prevede l'installazione di un impianto solare termico da 160 m² per ciascun edificio. Gli impianti hanno la finalità di produrre acqua calda sanitaria, ma hanno la possibilità di funzionare da ausiliario per l'impianto termico nei periodi di sovrapproduzione. Dai risultati è emerso che il calore fornito dai pannelli solari al sistema di riscaldamento è trascurabile quindi si è presa in considerazione solamente la produzione di ACS. Nel caso in cui si utilizzasse solamente un buffer a metano per la produzione dell'acqua calda sanitaria si avrebbe una spesa di circa 8015 €. Con i pannelli si riesce a produrre circa il 50% del fabbisogno annuale riducendo questa spesa del 46%. Si tratta di un investimento importante pari a 96145 € con un risparmio annuo di 3935 €. Essendo un investimento elevato il ritorno economico senza incentivi non è raggiungibile in 20 anni, mentre avviene tra il 14esimo e il 15esimo anno con gli incentivi. Anche le emissioni vengono ridotte della metà rispetto al caso standard.

In conclusione si può dedurre che questo intervento sia conveniente sia dal punto di vista economico che dal punto di vista ambientale, premettendo di avere come terminale di riscaldamento dei pannelli radianti, con qualunque dei quattro scenari scelti. Avendo a disposizione un budget superiore ai 100000 € lo scenario più conveniente risulterebbe quello che prevede l'installazione dell'impianto fotovoltaico. Questa soluzione rende gli edifici più ecosostenibili e abbate le emissioni di gas serra in ambiente. Una presenza maggiore di questo tipo di impianto sul suolo italiano e una più celere burocrazia potrebbero abbassare la spesa di investimento e ridurre i tempi di realizzazione rendendo questa tecnologia più allettante.

5. Ringraziamenti

Essere giunto a questo traguardo è per me motivo di orgoglio. Sono molte le persone che in questi anni sono rimaste al mio fianco permettendomi di perseguire questo risultato e vorrei, in queste poche righe, ringraziarli tutti.

Il primo ringraziamento è inevitabilmente rivolto a chi, economicamente e umanamente, mi ha permesso di proseguire gli studi. I miei genitori e la mia famiglia che hanno dovuto sopportare le mie ansie e il mio carattere permaloso durante questi 6 anni, quindi grazie di cuore!

Un ringraziamento particolare va al mio Relatore Alessandro Casasso, a Matteo e a tutti i ragazzi del DIATI che mi hanno seguito durante lo svolgimento della tesi e mi hanno ospitato in dipartimento.

Un grazie agli amici di una vita che mi hanno aiutato nei modi più svariati ad arrivare fino qui e oggi, sapervi ancora al mio fianco, mi rende davvero felice.

Grazie agli amici “nuovi”. I ragazzi della triennale: Andrea, Fabio, Barba e Eugenio. Un grazie a chi ho conosciuto dopo che ha condiviso con me giornate di studio e ansia (senza uccidermi) in questo percorso magistrale così denso di studio. Quindi grazie a Chicco, Mastro, Martina, Saro e Tommi. Con tutti voi è nata una grande amicizia che sono certo continueremo a coltivare nel tempo. Grazie anche a tutti gli altri che per motivo di spazio non riesco a citare, ma che comunque hanno svolto un ruolo importante per me in questo percorso.

Grazie ad Acea Pinerolese e in particolare all’Ing. Guido Pesando che col materiale fornitomi hanno reso possibile la stesura di questa tesi.

Un grazie al Prof. Paolo Cortese. Senza saperlo mi ha dato la spinta necessaria a superare quelle prime cadute di inizio percorso che hanno fatto male. Probabilmente senza il suo aiuto e le sue parole avrei rischiato di abbandonare tutto.

Infine il grazie più grande va a Martina. Te che negli ultimi tre anni sei stata costantemente al mio fianco fornendomi tutto l’aiuto necessario a non mollare mai. Ti sei sorbita i miei attacchi d’ansia e le mie sclerate dandomi ogni volta il consiglio giusto e una buona dose d’amore. Non avrei potuto immaginare donna migliore al mio fianco in questo giorno così importante.

6. Bibliografia

1. Protocol Kyoto, *United Nations framework convention on climate change*. Kyoto Protocol, Kyoto, 1997. **19**.
2. EU Commission, *Package of Implementation Measures for the EU's Objectives on Climate Change and Renewable Energy for 2020*. Commission Staff Working Document, 2008.
3. Böhringer, C., T.F. Rutherford, and R.S. Tol, *The EU 20/20/2020 targets: An overview of the EMF22 assessment*. Energy economics, 2009. **31**: p. S268-S273.
4. ISTAT. *Indicatori dei permessi di costruire*. 2018 [cited 2018 10/02]; Available from: <https://www.istat.it/it/archivio/208359>.
5. Gazzetta Ufficiale Della Repubblica Italiana, *Decreto 5 luglio 2012: " Attuazione dell'articolo 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (cd. Quinto Conto Energia)*, 2012.
6. Edilportale. *Rinnovabili, il Parlamento Ue alza al 35% l'obiettivo 2030*. 2017 [cited 2018 24/02]; Available from: http://www.edilportale.com/news/2018/01/risparmio-energetico/rinnovabili-il-parlamento-ue-alza-al-35-l-obiettivo-2030_61986_27.html.
7. ISPRA. *L'andamento delle emissioni*. 2016 [cited 2018 21/02]; Available from: <http://www.isprambiente.gov.it/it/temi/cambiamenti-climatici/landamento-delle-emissioni>.
8. Arpa Piemonte. *Dati giornalieri di particolato PM10*. 2018 [cited 2018 21/02]; Available from: <http://www.arpa.piemonte.gov.it/approfondimenti/temi-ambientali/aria/aria/dati-giornalieri-di-particolato-pm10>.
9. World Meteorological Organization, *WMO Greenhouse Gas Bulletin (GHG Bulletin) - No. 13: The State of Greenhouse Gases in the Atmosphere Based on Global Observations through 2016*, 2017.
10. Rhodes, C.J., *The 2015 Paris climate change conference: COP21*. Science progress, 2016. **99**(1): p. 97-104.
11. UnioneGeotermicaItaliana. *Geotermia, la più costante (ma anche la più trascurata)*. 2017 [cited 2018 24/02]; Available from: <https://www.unionegeotermica.it/articolo.asp?ID=199&title=Geotermia-la-piu-costante-ma-anche-la-piu-trascurata>.
12. UnioneGeotermicaItaliana. *Cos'è l'energia geotermica*. 2004 [cited 2017 12/09]; Available from: <https://www.unionegeotermica.it/cosa-e-energia-geotermica.asp>.
13. Casasso, A., *Introduzione all'energia geotermica*, 2016.
14. Dickson, M.H. and M. Fanelli, *Cos' è l'Energia Geotermica?* Istituto di Geoscienze e Georisorse, CNR, Pisa, 2004: p. 8-16.
15. Tekneco. *Geotermia, il futuro è della bassa entalpia*. 2014 [cited 2017 24/10]; Available from: <http://old.tekneco.it/energia/geotermia-il-futuro-e-della-bassa-entalpia/>.
16. Enercomb. *Le fonti di energia rinnovabili*. [cited 2017 24/10]; Available from: http://www.enercomb.it/fonte_terra.htm.
17. Corti, A., *Geotermia a bassa entalpia - Fonti rinnovabili di energia*, 2014.
18. Banks, D., *An introduction to thermogeology: ground source heating and cooling*2012: John Wiley & Sons.
19. Cammarata, G., *Progettare e riqualificare per l'efficienza energetica. Con CD-ROM*2015: Maggioli Editore.
20. Di Molfetta, A. and R. Sethi, *Ingegneria degli acquiferi*2012: Springer Science & Business Media.
21. Ackers, P. and W.R. White, *Sediment transport: new approach and analysis*. Journal of the Hydraulics Division, 1973. **99**(hy11).

22. Wikipedia. *Energia geotermica*. [cited 2017 24/10]; Available from: https://it.wikipedia.org/wiki/Energia_geotermica.
23. Muffler, P. and R. Cataldi, *Methods for regional assessment of geothermal resources*. Geothermics, 1978. 7(2-4): p. 53-89.
24. Henrys, S. and M. Hochstein, *Geophysical structure of the broadlandsobaaki geothermal field (New Zealand)*. Geothermics, 1990. 19(2): p. 129-150.
25. Lindal, B., *Industrial and other applications of geothermal energy:(except power production and district heating)*1973.
26. Gallo, A.T. *10 obiettivi per lo sviluppo delle rinnovabili (#GreenAct)*. 2015 [cited 2018 10/02]; Available from: <https://www.greenbiz.it/energia/13349-green-act-rinnovabili>.
27. Caleffi, *Impianti a pompe di calore geotermiche*, in *Quaderni caleffi*2010.
28. Caleffi, *Pompe di calore*, in *Quaderni Caleffi*2007.
29. Presidente della Repubblica, *Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28, Attuazione della direttiva 2008/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*, 2011: Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana.
30. Velders, G.J., et al., *The importance of the Montreal Protocol in protecting climate*. Proceedings of the National Academy of Sciences, 2007. 104(12): p. 4814-4819.
31. Machinery equipment online. *Basic Open System Cycles:Vapor Refrigeration/Heat Pump Cycle*. 2015 [cited 2018 15/02]; Available from: <http://machineryequipmentonline.com/hvac-machinery/basic-open-system-cyclesvapor-refrigerationheat-pump-cycle/>.
32. UNI EN, 255-1: *Condizionatori, refrigeratori di liquido e pompe di calore con compressore elettrico - Riscaldamento - Terminologia, definizioni e designazione*. 1998.
33. Croteau, R. and L. Gosselin, *Correlations for cost of ground-source heat pumps and for the effect of temperature on their performance*. International Journal of Energy Research, 2015. 39(3): p. 433-438.
34. Green Technology Store. *Climatizzazione con pompa di calore elettrica*. 2015 [cited 2018 16/02]; Available from: <http://www.greentecstore.it/joomla/link-per-climatizzazioni/climatizzazione-con-pompa-di-calore-elettrica.html>.
35. Doninelli, M., *Gli impianti a pannelli radianti*. Quaderni caleffi.
36. Peroni, A., Ghisleni, D. , *Watts Industries: Resa termica di pavimenti radianti caldi Valori precalcolati – Esempio di calcolo* 2005.
37. AceaPinerolese. *Acea Pinerolese*. [cited 2017 12/09]; Available from: <https://www.aceapinerolese.it/>.
38. Regione Piemonte, D.P.G.R. 29 luglio 2003, n° 10/R: “Disciplina dei procedimenti di concessione di derivazione di acqua pubblica (Legge regionale 29 dicembre 2000, n. 61)”, 2003.
39. Regione Piemonte, D.P.G.R. 9 marzo 2015, n. 2/R: “Abrogazione del regolamento regionale 14 marzo 2014, n. 1/R e revisione della disciplina dei procedimenti di concessione di derivazione di acqua pubblica di cui al regolamento regionale 29 luglio 2003, n. 10/R (Legge regionale 29 dicembre 2000, n. 61).”, 2015.
40. Autorità di bacino distrettuale del fiume Po, *Direttiva derivazioni, Allegato 2.*, 2017.
41. UNI TS, 11300-1: 2008. Determinazione del fabbisogno di energia termica dell'edificio per la climatizzazione estiva e invernale, 2008.
42. Alfonso, C., *Le nuove tecnologie impiantistiche per il risparmio energetico*. AGIT AAARIOGROS, Beinasco, 2011.
43. Parlamento della Repubblica Italiana, *Regolamento di esecuzione DPR del 26 Agosto 1993, n. 412 Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art 4., 1993*.

44. Arpa Piemonte. *Accesso ai dati: gradi giorno*. 2018 [cited 2018 12/02]; Available from: <http://www.arpa.piemonte.it/rischinaturali/accesso-ai-dati/selezione-gradi-giorno/selezione-gradi-giorno.html>.
45. Gruppo Poron. *Neopor*. 2018 [cited 2018 08/02]; Available from: <http://gruppoporon.com/edilizia/neopor/>.
46. Della Direttiva, A., *91/CE Relativa al Rendimento Energetico Nell'Edilizia*, 2002.
47. TRNSYS Manual, *TRNSYS 16 a TRaNsient SYstem Simulation program*. Multizone building, 2006. **6**.
48. Watson, I. and G. Johnson, *Graphical estimation of sky view-factors in urban environments*. International Journal of Climatology, 1987. **7**(2): p. 193-197.
49. UNI EN, *12831: 2006 Impianti di riscaldamento negli edifici*. Metodo di calcolo del carico termico di progetto, 2006.
50. UNI TS, *5364: Impianti di riscaldamento ad acqua calda. Regole per la presentazione dell' offerta e per il collaudo*. 1976. **Appendice A. Dati climatici**.
51. UNI EN, *1264. Floor heating-Systems and components-Definitions and symbols*., 1999.
52. Athsoftware. *Meteonorm*. 07/02/2018]; Available from: <https://www.athsoftware.it/prodotti/linea-fonti-rinnovabili-meteonorm/>.
53. Clima-data. *Clima: Pinerolo*. 2018 [cited 2018 05/01]; Available from: <https://it.climate-data.org/location/13509/>.
54. Kottek, M., et al., *World map of the Köppen-Geiger climate classification updated*. Meteorologische Zeitschrift, 2006. **15**(3): p. 259-263.
55. EMMETI, *Chiller Aria-Acqua e Acqua-Acqua - Refrigeratori e pompe di calore Aria-Acqua da 5 a 300kW pompe di calore acqua-acqua da 5 a 40kW*, 2017.
56. Sailer, *Accumulatori a stratificazione per la massima efficienza energetica - Domande e risposte in tema di efficienza energetica, tecnica e comfort nell'accumulo termico*, 2017.
57. Rossato. *Accumulo solare a stratificazione*. [cited 2018 11 febbraio]; Available from: <http://www.rossatogroup.com/prodotti/bollitori-e-accumuli/accumuli-combinati/accumulo-solare-a-stratificazione.html>.
58. IIS Marconi-Galletti. *Ombreggiamento tra file parallele*. 2010 [cited 2018 20/01]; Available from: http://www.marconi-galletti.it/solare/index.php?option=com_content&view=article&id=55&Itemid=52.
59. pvgis. *Online free solar photovoltaic energy calculator for stand alone or connected to the grid PV systems and plants, in Europe, Africa and Asia. Solar electricity generator simulation and solar radiations maps*. 2017 [cited 2018 20/01]; Available from: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>.
60. Il paese delle meridiane. *L'altezza del Sole a varie latitudini*. 2018 [cited 2018 22/01]; Available from: <http://www.ilpaesedellemeridiane.com/simulatori/04noz/08altezzasole.htm>.
61. Wikipedia. *Pinerolo*. 2018 [cited 2018 22/01]; Available from: <https://it.wikipedia.org/wiki/Pinerolo>.
62. Fotovoltaico norditalia. *Impianto fotovoltaico da 3 kw: dimensioni e rendimenti*. . 2014 [cited 2018 22/01]; Available from: <https://www.fotovoltaiconorditalia.it/idee/impianto-fotovoltaico-3-kw-dimensioni-rendimenti>.
63. Renewables ninja. *Pv software*. 2014 [cited 2018 22/01]; Available from: <https://www.renewables.ninja/>.
64. Caleffi, *Gli impianti a pannelli solari*, in *Quaderni Caleffi* 2005.
65. The engineering toolbox. *Ethylene Glycol Heat-Transfer Fluid*. 2015 [cited 2018 24/01]; Available from: https://www.engineeringtoolbox.com/ethylene-glycol-d_146.html.
66. Gleick, P.H., *Basic water requirements for human activities: Meeting basic needs*. Water international, 1996. **21**(2): p. 83-92.

67. Ditommaso, S., et al., *Prevenzione della legionellosi: confronto tra linee guida europee ed extraeuropee*. Giornale italiano delle infezioni ospedaliere, 2003. **10**(1): p. 7-24.
68. Jordan, U. and K. Vajen, *Realistic domestic hot-water profiles in different time scales*. Report for IEA-SHC Task, 2001. **26**.
69. Zardini, A. *Viessmann - Temperatura acqua calda sanitaria: a quanto impostarla?* 2016 [cited 2018 25/01]; Available from: <https://residenziale.viessmannitalia.it/temperatura-acqua-calda-sanitaria-a-quanto-impostarla>.
70. Ordine dei geologi del lazio, *Progettazione ed esecuzione di un pozzo - prove di portata*, 2011.
71. Caleffi, *Le perdite di carico negli impianti - Il dimensionamento dei miscelatori*, in *Quaderni Caleffi* 2005.
72. Comid. *Pompe elettrosommerse da 6"*. 2017 [cited 2018 23/01]; Available from: <https://www.comid.it/it/379-pompe-sommerse-per-pozzi-darf-da-6-#>.
73. prEN, *Air conditioners, liquid chilling packages and heat pumps, with electrically driven compressors, for space heating and cooling – Testing and rating at part load conditions*. . 2008.
74. Gazzetta Ufficiale Dell'Unione Europea, *Decisione della commissione dell'1 marzo 2013 che stabilisce gli orientamenti relativi al calcolo da parte degli Stati membri della quota di energia da fonti rinnovabili prodotta a partire da pompe di calore per le diverse tecnologie a pompa di calore a norma dell'articolo 5 della direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio*, 2013.
75. ARERA. *Applicazione dei prezzi per fascia e per mese/raggruppamenti di mesi per i clienti non domestici del servizio di maggior tutela (diversi dall'illuminazione pubblica)*. 2018 [cited 2018 24/01]; Available from: <https://www.arera.it/it/schede/C/faq-fascenondom.htm>.
76. Il sole 24 Ore, *Energia: da gennaio l'elettricità in aumento del 5,3%, il gas del 5%*. Il Sole 24 Ore, 2017.
77. ARERA. *dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente* 2018 [cited 2018 24/01]; Available from: <https://www.arera.it/it/index.htm>.
78. Katz, D.L.V., *Handbook of natural gas engineering* 1959: McGraw-Hill.
79. ARERA, *Regolazione della qualità del gas naturale. Proposte di revisione della deliberazione 6 settembre 2005, n. 185/05*, 2011.
80. Appunti di edilizia amministrativa. *Verifica del rendimento di combustione*. 2015 [cited 2018 16/02]; Available from: http://www.cornaviera.it/pagina.asp?codice=tabella_rendimenti.
81. Gazzetta Ufficiale Della Repubblica Italiana, *D.g.l.s 19 agosto 2005, n. 192. Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia. Allegato H*, 2005.
82. Immergas. *Immergas*. 2018 [cited 2018 18/02]; Available from: <https://www.immergas.com/it>.
83. Vaillant. *Vaillant*. 2018 [cited 2018 18/02]; Available from: <https://www.vaillant.it/home/>.
84. Beretta. *Beretta clima*. 2018 [cited 2018 18/02]; Available from: <http://www.berettaclima.it/>.
85. Daikin. *Daikin*. 2018 [cited 2018 18/02]; Available from: https://www.daikin.it/it_it/home.html.
86. Bosch. *Bosch Italia*. 2018 [cited 2018 18/02]; Available from: http://www.bosch.it/it/it/startpage_6/country-landingpage.php#.
87. Weishaupt. *Weishaupt*. 2018 [cited 2018 18/02]; Available from: <http://www.weishaupt.it/>.
88. Rossato. *Rossato Group*. 2018 [cited 2018 18/02]; Available from: <http://www.rossatogroup.com/>.
89. Regione Piemonte. *Opere Pubbliche - Prezzario 2018*. 2018 [cited 2018 18/02]; Available from: <http://www.regione.piemonte.it/oopp/prezzario/index18.htm>.
90. Lowara. *Lowara*. 2018 [cited 2018 18/02]; Available from: <http://lowara.it/>.

91. MC energie. *Cosa scegliere tra Mono o Policristallino?* 2017 [cited 2018 20/02]; Available from: <http://www.mcenergie.it/le-differenze-di-prestazioni-caratteristiche-e-prezzi-tra-le-due-tecnologie/>.
92. All energy and Architecture. *Pannello fotovoltaico monocristallino o policristallino: quale scegliere?* 2016 [cited 2018 20/02]; Available from: <http://www.allenergya.com/news/pannello-fotovoltaico-monocristallino-policristallino-quale-scegliere/>.
93. Greeneconomy. *Greeneconomy*. 2018 [cited 2018 20/02]; Available from: <http://www.greeneconomy.it/index.php>.
94. SMA italia. *SMA italia*. 2018 [cited 2018 24/02]; Available from: <https://www.sma-italia.com/>.
95. ABB. *ABB*. 2018 [cited 2018 24/02]; Available from: <http://new.abb.com/it>.
96. Energy DueGi. *Energy DueGi*. 2018 [cited 2018 12/02]; Available from: <https://www.energyduegi.com/>.
97. Space, I.A. *GRETA*. 2017 [cited 2018 24/02]; Available from: <http://www.alpine-space.eu/projects/greta/en/objectives>.
98. Interreg Alpine Space, *Catalogue of operational criteria and constraints for shallow geothermal systems in the Alpine environment* 2017.
99. GuidaFisco. *Conto termico 2018: cos'è e come funziona, Gse domanda incentivi*. 2018 [cited 2018 20/02]; Available from: <https://www.guidafisco.it/conto-termico-domanda-1458>.
100. GSE. *Gestore Servizi Energetici*. 2018 [cited 2018 20/01]; Available from: <https://www.gse.it/Pagine/default.aspx>.
101. GSE, *Incentivazione della produzione di energia termica da impianti a fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni* 2018.
102. RISE - Research Institutes of Sweden. *ScenoCalc - a program for calculation of annual solar collector energy output*. 2018; Available from: <https://www.sp.se/en/index/services/solar/ScenoCalc/Sidor/default.aspx>.
103. IncentiviFotovoltaico.name. *Detrazioni Fiscali Fotovoltaico 2018*. 2018 [cited 2018 03/02]; Available from: <http://www.incentivifotovoltaico.name/detrazioni-fiscali-fotovoltaico.php>.
104. Agenzia delle entrate, *Le agevolazioni fiscali per il risparmio energetico*, 2017.
105. European Central Bank. *Long-term interest rate statistics for EU Member States*. 2018; Available from: https://www.ecb.europa.eu/stats/financial_markets_and_interest_rates/long_term_interest_rates/html/index.en.html.
106. Zara, C., *Valutazione finanziaria per le decisioni di investimento* 2005: Egea.
107. Bortot, R., et al., *Matematica finanziaria* 1993: Monduzzi.
108. Meoli, M., *Corso di Economia e Organizzazione Aziendale*, 2008.
109. Energysage. *Is residential electricity price going up or down?* 2015 [cited 2018 25/01]; Available from: <https://news.energysage.com/residential-electricity-prices-going-up-or-down/>.
110. UKpower. *Energy Price Forecast*. 2018 [cited 2018 25/01]; Available from: https://www.ukpower.co.uk/home_energy/future-gas-electricity-price-forecast.
111. The economist, *Europe's economic recovery is accelerating*. The economist, 2017.
112. ARERA. *Andamento del prezzo dell'energia elettrica per il consumatore domestico tipo in maggior tutela*. 2018 [cited 2018 12/02]; Available from: <https://www.arera.it/it/dati/cep35.htm>.
113. Tremonti, M., et al., *LCA di caldaie a condensazione nell'ambito delle Direttiva EuP1. Ambiente, Risorse e Salute*, 2008(117).
114. Agenzia delle entrate, *Ristrutturazioni edilizie: le agevolazioni fiscali*, 2016.

115. GSE. *Conto Energia*. 2013 [cited 2018 24/02]; Available from: <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/conto-energia>.
116. Fuda, A. *Fotovoltaico: lo scambio sul posto spiegato a tutti*. 2014 [cited 2018 16/02]; Available from: <http://www.qualenergia.it/articoli/20141107-fotovoltaico-lo-scambio-sul-posto-spiegato-a-tutti>.
117. GSE. *Scambio sul posto*. 2018 [cited 2018 24/02]; Available from: <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/scambio-sul-posto>.
118. norditalia, F. *Quanto produce un impianto fotovoltaico da 3 kw all'anno*. 2015 [cited 2018 24/02]; Available from: <https://www.fotovoltaiconorditalia.it/idee/quanto-produce-impianto-fotovoltaico-3-kw-anno>.
119. Gazzetta Ufficiale Della Repubblica Italiana, "Decreto Ministeriale 24 dicembre 2014, no 302." *Approvazione delle tariffe per la copertura di costi sostenuti dal Gestore servizi energetici GSE S.p.A. per le attività di gestione, verifica e controllo, inerenti i meccanismi di incentivazione e di sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.*, 2014.
120. Italiana, G.U.D.R., *Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10*. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana SO, 1993.
121. Starace, G., *Le pompe di calore geotermiche*. Convegno AICARR "Le moderne tecnologie negli impianti e nei componenti per il riscaldamento" Padova, Bari, Catania, AICARR, Italy, 2003.
122. Camponeschi, G., *Emissioni inquinanti*, 2017.
123. Cox, P.M., et al., *Acceleration of global warming due to carbon-cycle feedbacks in a coupled climate model*. Nature, 2000. **408**(6809): p. 184.
124. Regione Piemonte. *Regione Piemonte*. 2018 [cited 2018 25/02]; Available from: <http://www.regione.piemonte.it/index.htm>.