POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

TESI DI LAUREA

in

Progettazione e ottimizzazione di impianti energetici

Integrazione di pompe di calore e del solare termico in una rete di teleriscaldamento

Relatori:

Ch.mo Prof. Vittorio Verda
Prof.ssa Elisa Guelpa
Dott.ssa Giulia Manco

Candidato:

Gianmarco Preso

Anno Accademico 2021/2022

Sessione di Laurea di Luglio 2022

Indice

Abstract **III**

Introduzione **1**
Collocazione tematica della tesi 1
Struttura dell'elaborato 2

1 Teleriscaldamento **3**
1.1 Macrocomponenti di un impianto di teleriscaldamento 4
1.1.1 Generazione 5
1.1.2 Distribuzione 6
1.1.3 Sottostazioni 8
1.2 Le generazioni del teleriscaldamento 9
1.3 Vantaggi 12
1.3.1 Risparmio di *energia primaria fossile* 12
1.3.2 Riduzione delle emissioni di CO_2 13

2 Le pompe di calore ed il loro utilizzo nel teleriscaldamento **16**
2.1 Pompe di calore 17
2.1.1 Classificazione delle pompe di calore 17
2.1.2 Schema di funzionamento 21
2.1.3 I fluidi frigorigeni 22
2.1.4 Il COP 23
2.1.5 Terminali d'erogazione 26

3 Il solare termico **29**
3.1 La radiazione solare 29
3.2 Il collettore solare 30
3.2.1 I collettori sottovuoto 30
3.2.2 Superfici caratteristiche del collettore 31
3.2.3 Coefficienti di dispersione 32
3.3 Portata del fluido termovettore 32

3.4 Fattori determinanti per la produzione solare 33
3.4.1 Angolo azimutale 33
3.4.2 Inclinazione della superficie del collettore 34
3.5 Efficienza del collettore 34

4 Integrazione delle pompe di calore nel teleriscaldamento 37
4.1 Descrizione dell'impianto 37
4.2 Temperature considerate 38
4.3 Configurazioni analizzate 39
4.4 Analisi dei COP teorici 42
4.5 Scelta delle pompe di calore ed analisi dei COP reali 52

5 Integrazione del solare termico nel circuito secondario 56
5.1 Impianto solare termico dell'Energy Center 57
5.2 Dati meteorologici 57
5.3 Configurazioni impiantistiche analizzate 58
5.4 Calcolo del fabbisogno termico 64
5.5 Casistiche meteorologiche significative 66
5.6 Risultati 69
5.7 Analisi della fattibilità economica 69
5.7.1 *Discounted Cash Flow Analysis* 72
5.7.2 Dati utilizzati 74
5.7.3 Metodi utilizzati 74
5.7.4 Risultati 75

Conclusioni 78

Appendice 79

Bibliografia 86

Lista delle figure 90

Lista delle tabelle 92

Abstract

Il riscaldamento urbano ricopre un ruolo fondamentale nello scenario energetico italiano, essendo per consumi uno dei settori in assoluto più energivori. Il teleriscaldamento svolge una funzione essenziale ai fini del soddisfacimento della richiesta termica. In Italia risultano in funzione 295 reti di teleriscaldamento per una potenza termica installata di 9095 MW. É chiaro quindi che in ottica futura è necessario migliorare le prestazioni e ridurre l'impatto ambientale di questo tipo di sistemi.

La domanda quindi sorge spontanea: quali sono le tecnologie che possono contribuire al miglioramento delle prestazioni delle reti di teleriscaldamento? Questo lavoro di tesi si pone come obiettivo quello di valutare l'integrazione di sistemi come pompe di calore e solare termico in una rete di teleriscaldamento.

Le pompe di calore sono state integrate in varie configurazioni sul circuito primario del teleriscaldamento. Il solare termico invece è stato implementato sul circuito secondario, dunque a livello di utenza, introducendo così il concetto di *prosumer* attraverso l'installazione di sottostazioni reversibili. Per quanto riguarda il primo caso, si è voluto procedere con un'analisi prettamente tecnica, analizzando il variare del COP nelle varie configurazioni considerate. Nella seconda casistica invece, oltre l'analisi tecnica per quanto riguarda la produzione termica dal solare termico, si è voluto anche eseguire un'analisi economica.

Dai risultati si evince che le pompe di calore,se alimentate da fonti rinnovabili, possono sicuramente contribuire a ridurre i consumi di combustibile fossile, lavorando in parallelo ai sistemi tradizionali di generazione del calore. Ancor più importante è il risultato ottenuto dall'analisi del solare termico, che mostra chiaramente la convenienza economica e tecnica dell'installazione di sottostazioni reversibili.

Per quanto riguarda i possibili futuri sviluppi della ricerca, uno studio approfondito sulla disponibilità di fonti rinnovabili che possono essere sfruttate dalle pompe di calore per le località italiane nelle quali sono presenti sistemi di teleriscaldamento, renderebbe più completa la presente analisi.

Introduzione

Collocazione tematica della tesi

Oggigiorno la tematica ambientale è sicuramente la più urgente che la popolazione mondiale si trova ad affrontare. É ormai constatato che le azioni antropiche dell'era dell'industrializzazione stanno portando gravi effetti negativi sull'ecosistema e sulla sua regolazione climatica. Il primo passo per combattere questa problematica è quello di modificare dei comportamenti quotidiani e renderli più consapevoli verso la tematica, ma è sicuramente con azioni forti a livello nazionale o mondiale che si può invertire la tendenza odierna. Tuttavia anche le istituzioni locali sono impegnate sul tema dell'inquinamento, intraprendendo azioni atte a ridurre l'impatto ambientale dei sistemi odierni.
Uno degli ambiti più impattanti è sicuramente quello del riscaldamento, sia dal punto di vista dei consumi sia, conseguentemente, dal punto di vista dell'impatto ambientale. Secondo i dati statistici forniti da IEA, per l'Italia, il consumo per il riscaldamento degli ambienti, per il settore residenziale e per il settore terziario/-servizi al 2018, è rispettivamente di $888.6PJ$ e $269.9PJ$ [**1**].
L'Unione Europea ha adottato nel 2019 il pacchetto '*Clean Energy for all Europeans*', il quale comprende una serie di target per il 2030 imposti, che spaziano dalle performance degli edifici fino all'utilizzo delle rinnovabili [**2**]. Per quanto riguarda l'efficienza energetica, l'UE ha imposto che sia migliorata del 32.5% rispetto ai livelli del 1990, da raggiungere entro il 2030.
L'implementazione, dunque, delle *reti di teleriscaldamento* nel panorama energetico, è una delle soluzioni che più viene in aiuto al fine di migliorare l'efficienza energetica e, quindi, diminuire i consumi. L'ultimo report del GSE sul teleriscaldamento riporta che, al 2019, sono presenti in Italia 331 reti di teleriscaldamento, per un totale di potenza installata di $9646MW$ [**3**]. La strada verso l'efficienza passa anche dal miglioramento di queste reti già esistenti e dalla costruzione di nuove reti con performance nettamente più elevate, che vadano a sostituire i vecchi sistemi di generazione indipendenti per ogni utenza, i quali sono spesso rappresentati da caldaie inefficienti.
La tesi si colloca quindi in questo argomento, in quanto ha come obiettivo quello di

migliorare le prestazioni delle reti di teleriscaldamento già esistenti. Le principali azioni considerate ed analizzate sono:

- Integrazione di pompe di calore, in parallelo o in serie al sistema di generazione di calore tradizionale, sul circuito primario del teleriscaldamento;
- Integrazione del solare termico sul circuito secondario, dunque a livello di utenza, del teleriscaldamento.

Il lavoro di tesi è stato svolto considerando gli impianti presenti presso l'Energy Center di Torino. L'Energy Center di Torino, è un edificio che ospita start-up, aziende e enti di pubblica amministrazione, le quali ottengono uno spazio in concessione, per lo sviluppo di progetti inerenti alle sfide energetiche ed ambientali. In uno dei molteplici laboratori dell'Energy Center, è presente un impianto sperimentale di teleriscaldamento (figura 5.14), sul quale sono state condotte le analisi per il primo caso studio. La seconda casistica considerata, è stata basata sull'impianto solare termico, presente sul tetto dell'Energy Center.

Struttura dell'elaborato

Di seguito si descrivono brevemente gli argomenti trattati in ogni capitolo dell'elaborato:

- *Capitolo 1*: Introduzione al concetto di teleriscaldamento, descrizione dei macrocomponenti di una rete e cenni storici;
- *Capitolo 2*: Utilizzo delle pompe di calore nel teleriscaldamento e descrizione del funzionamento delle stesse;
- *Capitolo 3*: Caratteristiche e componenti principali di un sistema solare termico;
- *Capitolo 4*: Descrizione delle varie configurazioni dell'integrazione delle pompe di calore nel circuito primario ed analisi dei risultati;
- *Capitolo 5*: Implementazione del solare termico sull'utenza ed analisi dei risultati.

Capitolo 1

Teleriscaldamento

Nel *D.Lgs. n. 102/2014* la rete di teleriscaldamento e teleraffrescamento viene definita come qualsiasi infrastruttura di trasporto dell'energia termica da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti di utilizzazione, realizzata prevalentemente su suolo pubblico, finalizzata a consentire a chiunque interessato, nei limiti consentiti dall'estensione della rete, di collegarsi alla medesima per l'approvvigionamento di energia termica per il riscaldamento o il raffreddamento di spazi, per processi di lavorazione e per la copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria.
Riassumendo, la rete di teleriscaldamento è in grado di trasportare calore alle varie utenze, residenziali e non, in modo da soddisfare i fabbisogni per il riscaldamento o acqua calda sanitaria. La generazione dell'energia termica viene effettuata a livello centralizzato e la distribuzione primaria può coprire anche vaste aree urbane o interi quartieri. Il circuito di distribuzione (*secondario*) all'interno delle utenze rimane invariato, e collegato al primario tramite delle *sottostazioni d'utenza* le quali sostituiscono i vari sistemi di generazione tradizionali precedentemente presenti.

Una delle peculiarità delle reti di teleriscaldamento è la capacità di sfruttare anche più fonti di calore contemporaneamente, per lo più rinnovabili o di recupero. Molti impianti di teleriscaldamento sono basati sul calore generato da impianti cogenerativi, integrati poi con accumuli e generatori alimentati da rinnovabili, i quali sarebbero molto complessi da utilizzare a livello di utenza singola. Grazie a queste caratteristiche le reti di teleriscaldamento rappresentano una delle soluzioni ottimali per accelerare il processo che porta all'efficienza energetica su scala urbana.

Tuttavia il teleriscaldamento, nonostante gli indubbi vantaggi non è pienamente sfruttato, coprendo al 2020 solo il 2,3 % del fabbisogno nazionale di domanda per il riscaldamento [**4**]. Potenzialmente questa quota può essere portata al 10 %,

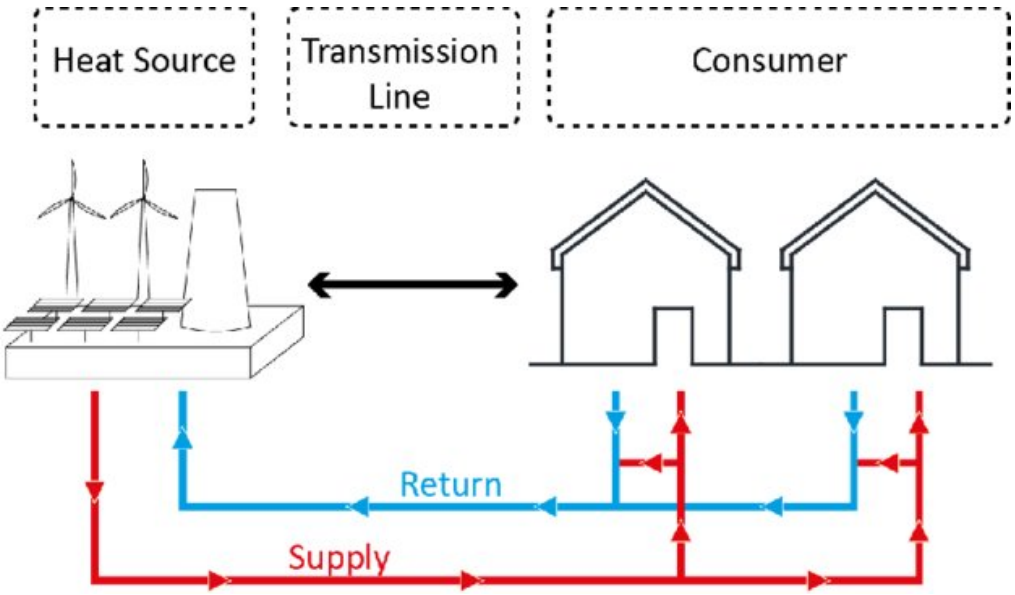


Figura 1.1: Schema di un tipico sistema di teleriscaldamento [**5**]

con notevoli vantaggi economici ed ambientali [**4**].

1.1 Macrocomponenti di un impianto di teleriscaldamento

La caratteristica discriminante del teleriscaldamento rispetto gli altri impianti di riscaldamento è sicuramente la distanza tra il sito dove si genera calore e le varie utenze. É immediato capire che quindi la componente più complessa ed onerosa da progettare e realizzare è la rete di distribuzione. Nasce da qui il concetto fondante delle nuove reti di teleriscaldamento, ovvero la necessità di sfruttare fonti di calore di scarto o rinnovabili che altrimenti andrebbero sprecate, sia per far fronte agli alti investimenti necessari sia per un problema prettamente ambientale. Negli ultimi anni, dunque, si va sempre di più verso una produzione di calore distribuita, e non più centralizzata.

Da figura 1.1 si evince che le componenti principali di un sistema di teleriscaldamento sono le fonti di generazione del calore, la rete di distribuzione e le sottostazioni d'utenza [**6**].

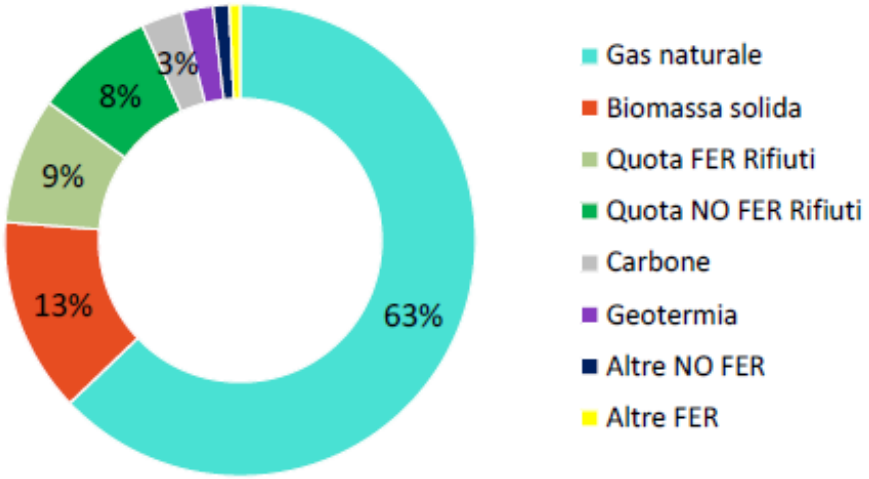


Figura 1.2: Energia termica immessa nelle reti di teleriscaldamento in Italia per fonte [**3**]

1.1.1 Generazione

Come detto in precedenza i sistemi di teleriscaldamento non permettono la copertura di grandi distanze, ciò vuol dire che la produzione di calore deve essere locale e il più vicina possibile alle utenze. Questo aspetto può essere visto come uno svantaggio ma allo stesso tempo come un'opportunità, quella che spinge alla ricerca e allo sfruttamento di fonti di calore non convenzionali, presenti in loco, che altrimenti verrebbero sprecate o non utilizzate.
La rete può essere alimentata da una o più fonti di calore integrate tra loro disponibili nelle vicinanze. L'utilizzazione di più fonti dipende dalla mole della domanda e dalla sua densità [**6**].

Il grafico a torta in figura 1.2 mostra le percentuali di energia termica prodotta divisa per fonti, immessa nelle reti di teleriscaldamento. É evidente come oggigiorno si è fortemente dipendenti dalle fonti fossili, su tutte il *gas naturale* che copre il 63 % dell'energia immessa in rete. La *biomassa solida* invece è la seconda per importanza, diffusa sopratutto nelle regioni del nord Italia grazie alla maggiore disponibilità rispetto le altre parti d'Italia [**3**].

In figura 1.3 invece è possibile osservare la potenza installata per fonte energetica. Si ribadisce che il gas naturale ha valori completamente fuori scala rispetto le altre fonti. I sistemi a *pompe di calore elettriche* invece si attestano intorno a 50 MW_{th} di potenza installata, numero molto basso ma che è sicuramente destinato a salire nel breve termine. Invece, i sistemi a *pompe di calore geotermiche* si

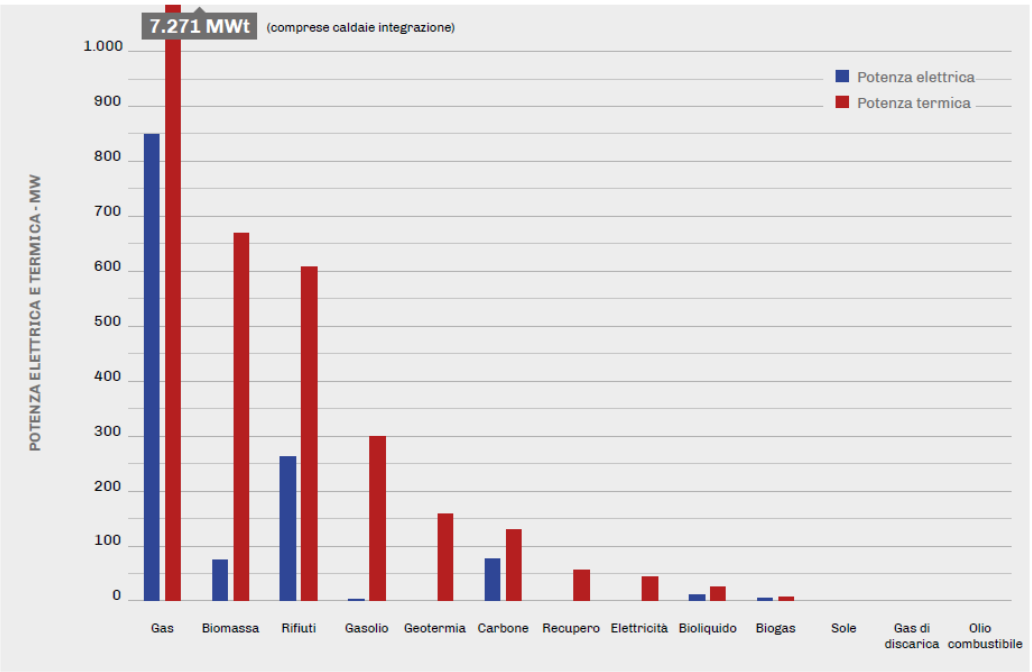


Figura 1.3: Potenza installata per fonti energetiche in Italia [**7**]

piazzano a circa 150 MW_{th}. Tali valori sono molto minori rispetto il gas naturale sopracitato, ma sono sicuramente destinati a crescere nel prossimo futuro.

Tuttavia le fonti rinnovabili sono sempre affiancate da una caldaia alimentata a combustibile fossile che permette di coprire i carichi di picco durante i periodi più freddi e garantire il funzionamento del sistema in caso di guasto del generatore primario.

1.1.2 Distribuzione

La distribuzione del calore è sicuramente la parte che caratterizza maggiormente i sistemi di teleriscaldamento, a partire dalla sua lunghezza fino alla temperatura che il fluido raggiunge al suo interno. La rete di distribuzione è formata da tubazioni, molto spesso interrate, ricoperte internamente da uno strato di isolante, le quali trasportano il fluido termovettore riscaldato in centrale e permettono quindi lo scambio di calore con le utenze allacciate alla rete. É possibile distinguere più parti:

- ***rete di distribuzione primaria***: tubazioni che trasportano il fluido termovettore dal generatore fino alla sottostazione d'utenza;

- ***rete di distribuzione secondaria***: tubazione propria dell'utenza, la quale preleva calore dalla sottostazione e lo trasporta verso i terminali dei consumatori.

Inoltre, sulla rete di distribuzione primaria è possibile fare un'ulteriore distinzione [**6**]:

- *rete di trasporto*: tubazioni che collegano il sito di produzione ai confini dell'aggregato urbano;
- *rete di distribuzione*: tubazioni presenti nell'aggregato urbano, dove la densità di domanda è molto alta;
- *rete di allacciamento*: ramificazioni della rete di distribuzione, di diametro minore, che portano il fluido alle sottostazioni d'utenza.

Struttura tubazioni della rete di distribuzione

Le tubazioni del teleriscaldamento sono elementi molto fragili del sistema, in quanto possono essere soggette a vari eventi come perdite di portata, corrosione, dilatazioni termiche, ecc. A questo proposito, il materiale con il quale viene costruita la rete deve essere scelto con cura. Noto che le tubazioni del teleriscaldamento possono raggiungere anche lunghezze dell'ordine dei chilometri, si evince quanto sia importante scegliere la coibentazione isolante corretta, in modo da ridurre al minimo le perdite di calore per dissipazione.
La tubazione vera e propria può essere in [**8**]:

- Acciaio;
- Ghisa;
- Vetroresina;
- Materiale plastico.

La tubazione viene poi coibentata con uno dei seguenti materiali:

- Lana di roccia;
- Lana di vetro;
- Schiuma di poliuretano espanso.

Il tutto viene poi rivestito da una guaina protettiva esterna dello strato di isolante esterno, bituminata o in polietilene. Il materiale di tale guaina deve essere scelto conforme alla norma EN 253 per tubazioni impiegate in sistemi di teleriscaldamento [**8**].
Un esempio è riportato in figura 1.4

Figura 1.4: Layer tubazioni di distribuzione teleriscaldamento [**8**]

1.1.3 Sottostazioni

I clienti allacciati al teleriscaldamento sono molto spesso delle utenze residenziali o facenti parte del terziario che necessitano del riscaldamento degli ambienti e dell'acqua calda sanitaria e, molto meno frequentemente, possono essere delle industrie che hanno bisogno di acqua calda per svolgere al meglio dei particolari processi. Chiaramente la quantità di calore richiesta varia enormemente in base a molteplici fattori. La regolazione del carico viene eseguita proprio dalle sottostazioni, le quali possono essere immaginate come delle vere e proprie interfacce tra il circuito primario e secondario, e che quindi vanno a sostituire i vecchi generatori presenti precedentemente all'allacciamento. Questo concetto viene spiegato in maniera chiara in figura 1.5.

Il componente principale di una sottostazione è quindi uno scambiatore di calore, molto spesso in controcorrente, il quale permette lo scambio termico tra il fluido termovettore circolante nel primario e quello circolante nel secondario. Le sottostazioni sono dei componenti che governano la rete del teleriscaldamento, motivo per il quale la qualità del controllo che esse esercitano sullo scambio di calore è fondamentale per il corretto funzionamento del sistema. Uno degli organi di controllo nelle sottostazioni, come si vede in figura 1.5, è la *valvola miscelatrice a 3 vie*, la quale devia il flusso che ritorna dal secondario alla sottostazione verso

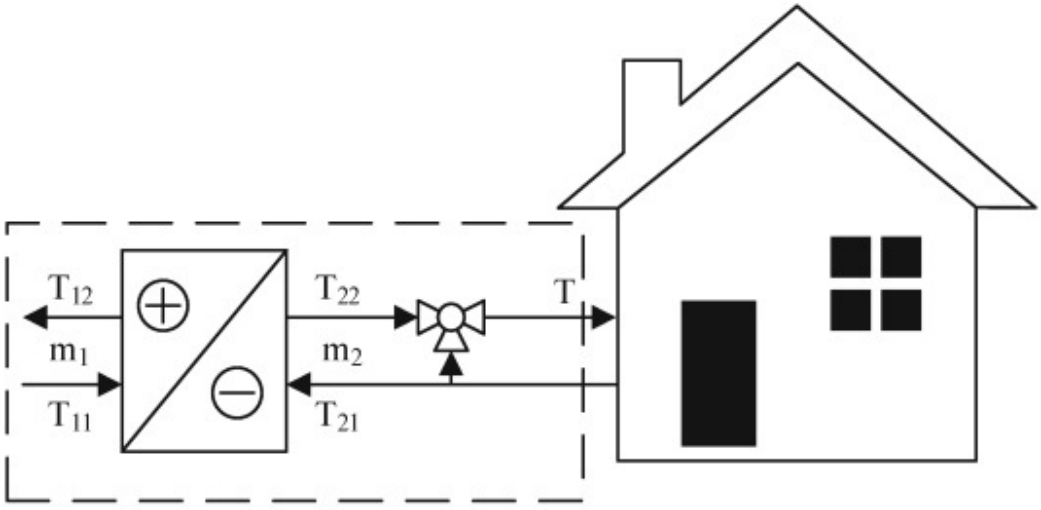


Figura 1.5: Schema semplificato di una sottostazione d'utenza [**9**]

la mandata della stessa.
Le sottostazioni possono essere anche in grado di gestire il riscaldamento dell'acqua calda sanitaria, ovviamente circolante in circuiti appositi, divisi da quelli nei quali circola il fluido termovettore per il riscaldamento dell'ambiente, per motivi igienici.

1.2 Le generazioni del teleriscaldamento

Il teleriscaldamento è un sistema molto più consolidato di quello che si possa pensare. I primi impianti furono realizzati nel decennio che intercorre tra il 1880 e 1990. Essi hanno subito una forte evoluzione, sia dal punto di vista delle tecnologie impiegate, sia dal punto di vista delle distanze coperte.

Prima generazione: *1GDH* Gli impianti di teleriscaldamento di prima generazione furono introdotti nel 1880 negli USA ed usati fino al 1930 circa sia in USA che in Europa. Essi utilizzavano vapore come fluido termovettore e riuscivano a fornire calore a zone limitate delle città [**10**]. Oggigiorno questo tipo di impianti è considerato fortemente obsoleto, in quanto l'utilizzo del vapore porta a diversi problemi di sicurezza (pressioni elevate e pericolo di esplosioni) e svantaggi come la dispersione del calore nel terreno dovuta alle alte temperature. In alcune città come New York e Parigi questi sistemi sono ancora in uso, in altre invece si sta cercando di riqualificarli. Nonostante ciò, furono un vero punto di svolta per

l'epoca, in quanto riuscirono a sostituire vecchi boiler negli appartamenti, i quali rappresentavano un pericolo dovuto alle frequenti esplosioni.

Seconda generazione: *2GDH* Questi sistemi furono presenti dal 1930 al 1970 circa ed utilizzavano acqua pressurizzata ad una temperatura superiore ai 100 °C. Nacquero principalmente nell'Unione Sovietica seppur proprio in queste zone furono i meno efficienti. Sono considerati i primi impianti simili a quelli utilizzati tutt'ora *water-based*.

Terza generazione: *3GDH* La terza generazione degli impianti di teleriscaldamento è stata introdotta negli anni 70 e diffusa a partire dagli anni 80 fino ai tempi odierni. Il fluido termovettore è sempre acqua pressurizzata, ma con temperature inferiori ai 100 °C. Questi sono conosciuti come impianti di derivazione scandinava poiché, molte delle compagnie produttrici dei componenti necessari alla costruzione di questi sistemi, hanno sede in quella zona [**10**]. In questa fase di sviluppo, la generazione di calore tradizionale è stata integrata con fonti rinnovabili o calore di scarto, proprio grazie alle basse temperature di funzionamento di questa generazione di impianti di teleriscaldamento.

Quarta generazione: *4GDH* La quarta è la generazione più avanzata attualmente in opera in alcuni paesi. Il concetto di base di questa generazione così avanzata è quella di fornire calore con fluido termovettore a bassa temperatura (circa 50 °C) , a dei *low-energy buildings* attraverso delle reti di distribuzione a basse perdite di calore [**11**]. É chiaro che questi impianti hanno bisogno di essere posizionati nel giusto contesto, che permetta lo sviluppo ad un costo accettabile e che quindi coinvolga anche gli organi istituzionali [**11**]. La figura 1.6 illustra sinteticamente gli elementi essenziali per la buon riuscita di un sistema di quarta generazione.

La figura 1.7 illustra lo sviluppo temporale e le principali peculiarità delle varie generazioni di teleriscaldamento.

É molto importante anche che questi sistemi di quarta generazione comunichino con le reti di teleraffrescamento [**12**]. Di fatti, essendo progettati per essere alimentati da pompe di calore, è possibile che una singola pompa di calore alimenti entrambe le reti, portando un abbassamento dell'investimento iniziale.

Quinta generazione: *5GDH* Nei recenti anni si è sviluppato il concetto di teleriscaldamento di quinta generazione, il quale distribuisce acqua a temperatura ambiente in tubazioni praticamente non isolate [**12**]. Ciò è possibile farlo nel momento in cui il fluido termovettore viene utilizzato come fonte di calore per delle

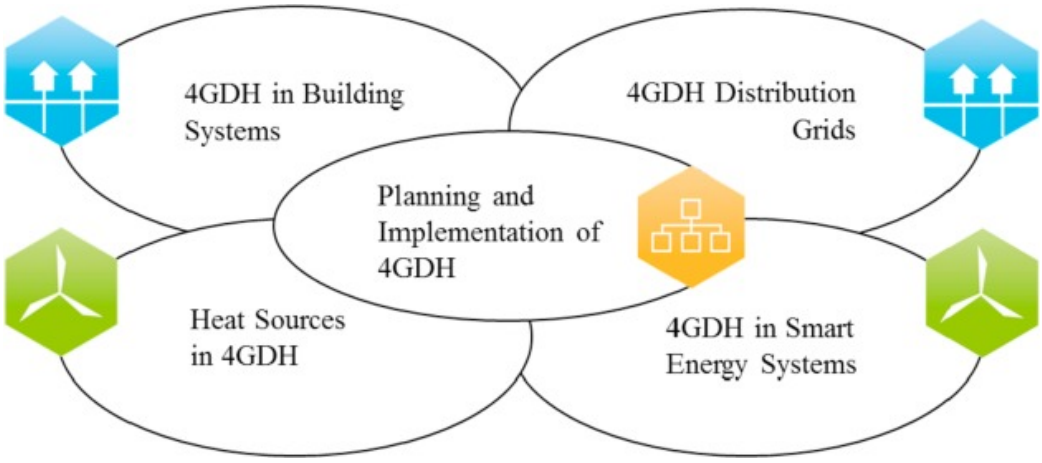


Figura 1.6: Elementi essenziali nel concetto di teleriscaldamento di quarta generazione [**10**],[**11**]

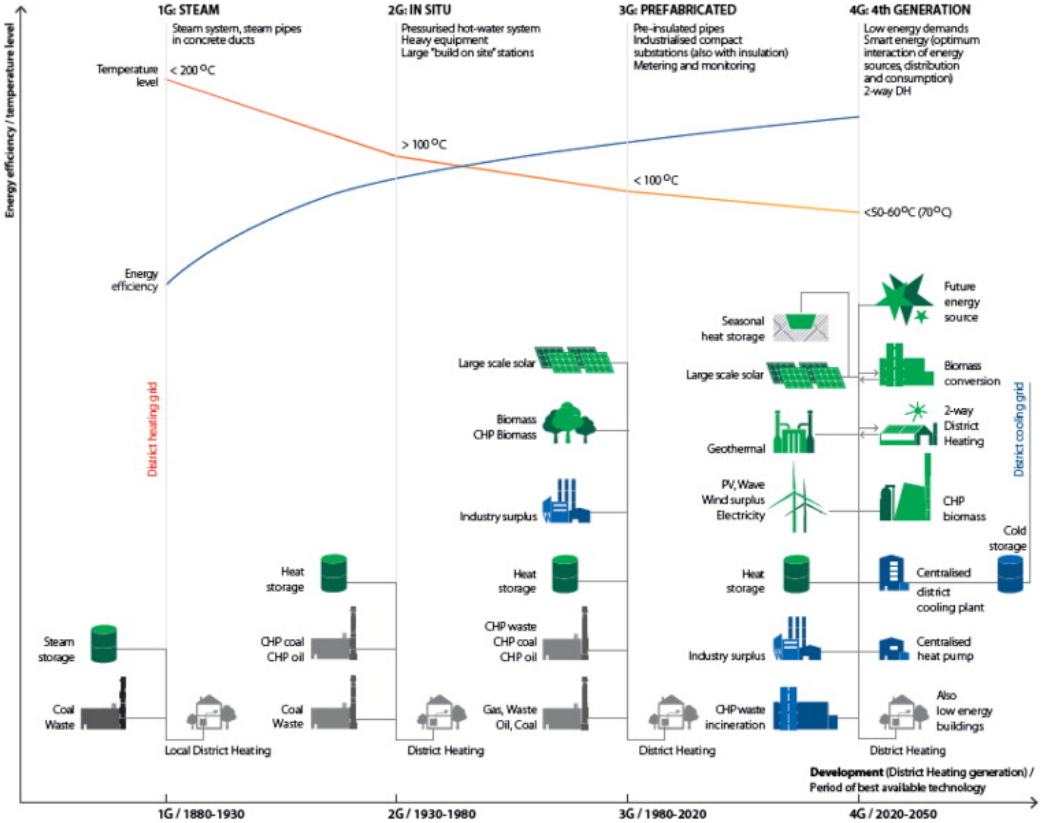


Figura 1.7: Illustrazione dello sviluppo temporale dei sistemi di teleriscaldamento [**10**]

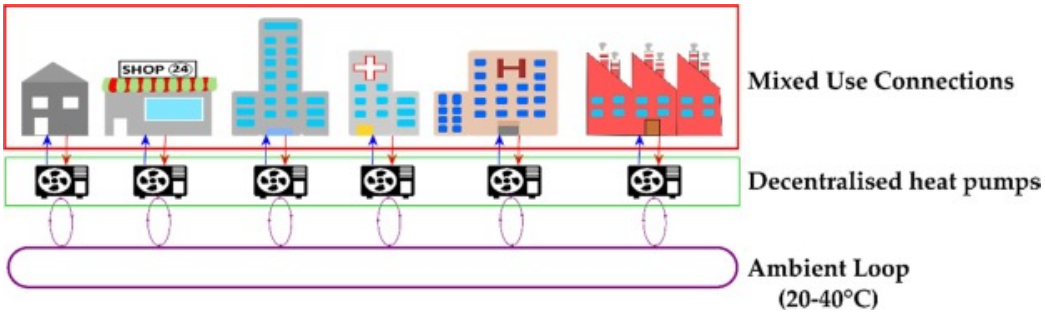


Figura 1.8: Schema concettuale del 5GDH che alimenta diverse utenze con diversi carichi grazie a delle pompe di calore decentralizzate [**13**]

pompe di calore installate direttamente sull'utilizzatore finale, oppure solo come fluido termovettore che preriscalda il circuito secondario. Tale sistema ha degli indubbi vantaggi rispetto alle generazioni precedenti:

- Perdite di calore nelle tubazioni di distribuzione minime con conseguente risparmio sull'isolamento termico delle stesse;
- Pompe di calore che lavorano a prestazioni elevate grazie alla fonte a 25-30°C;
- Risparmio di combustibile fossile nel caso in cui l'impianto sia alimentato con una caldaia o un CHP.

In un sistema di questo tipo è quindi necessario avere un significante numero di utenze allacciate, le quali possono essere sia *consumers* che *suppliers*, alle quali ci si riferisce come *prosumers* [**12**] [**13**]. Grazie alle temperature così basse, è logico che il concetto di quinta generazione sia legato fortemente anche al raffrescamento degli ambienti. Infatti le pompe di calore installate nelle utenze possono raffrescare gli ambienti e immettere il calore prelevato nella rete del teleriscaldamento, il quale sarà poi utilizzato da altre utenze [**12**]. Tuttavia è chiaro che l'implementazione di questi sistemi non può essere immediata, in quanto necessita di forti cambiamenti delle reti di distribuzione e delle utenze.
L'immagine 1.8 illustra il concetto dietro questa tipologia di reti.

1.3 Vantaggi

1.3.1 Risparmio di *energia primaria fossile*

Il teleriscaldamento permette di conseguire un notevole risparmio di energia primaria fossile, sia grazie al minor consumo di combustibile direttamente utilizzato

per sviluppare calore, sia grazie alla diminuzione dei processi di importazione o estrazione dello stesso [**7**].

Dal grafico in figura 1.9 si evince che nel 2020, in Italia, il teleriscaldamento alimentato da impianti cogenerativi, ha permesso di conseguire un risparmio di 0,5 MTep di energia primaria, corrispondenti al 25,2 % della totale utilizzata per la produzione di energia elettrica e termica, se queste fossero state prodotte separatamente.

1.3.2 Riduzione delle emissioni di CO_2

Uno degli aspetti vantaggiosi da analizzare e da enfatizzare è sicuramente quello ambientale. In figura 1.10 si riportano le emissioni evitate nell'anno solare 2020 in Italia.

Si nota che i soli sistemi di teleriscaldamento contribuiscono alla riduzione delle emissioni di CO_2 di una quota pari al 31 % di quelle che si avrebbero in loro assenza. Per capire l'importanza di tali sistemi, si immagini che la riduzione delle emissioni di CO_2 nel caso si arrivasse al massimo potenziale sfruttabile con un focus su calore di recupero e rinnovabili, sarebbe l'equivalente dell'eliminazione permanente di 4 milioni di autovetture sul territorio italiano.

É chiaro che il bilancio delle emissioni a livello globale è sicuramente vantaggioso, tuttavia va considerato che la centralizzazione della produzione di calore porta a centralizzare anche le emissioni. Ciò può essere un problema in quanto, solitamente per motivi economici e di perdite sulla rete, le centrali di produzione sono realizzate il più vicino possibile ai centri abitati.

Nel caso però di impianti di teleriscaldamento alimentati da pompe di calore, tale problema non esiste, in quanto l'implementazione delle stesse prevede che esse prelevino energia elettrica dalla rete elettrica nazionale già esistente o, ancora meglio, che siano alimentate da fonti rinnovabili prive di emissioni in loco.

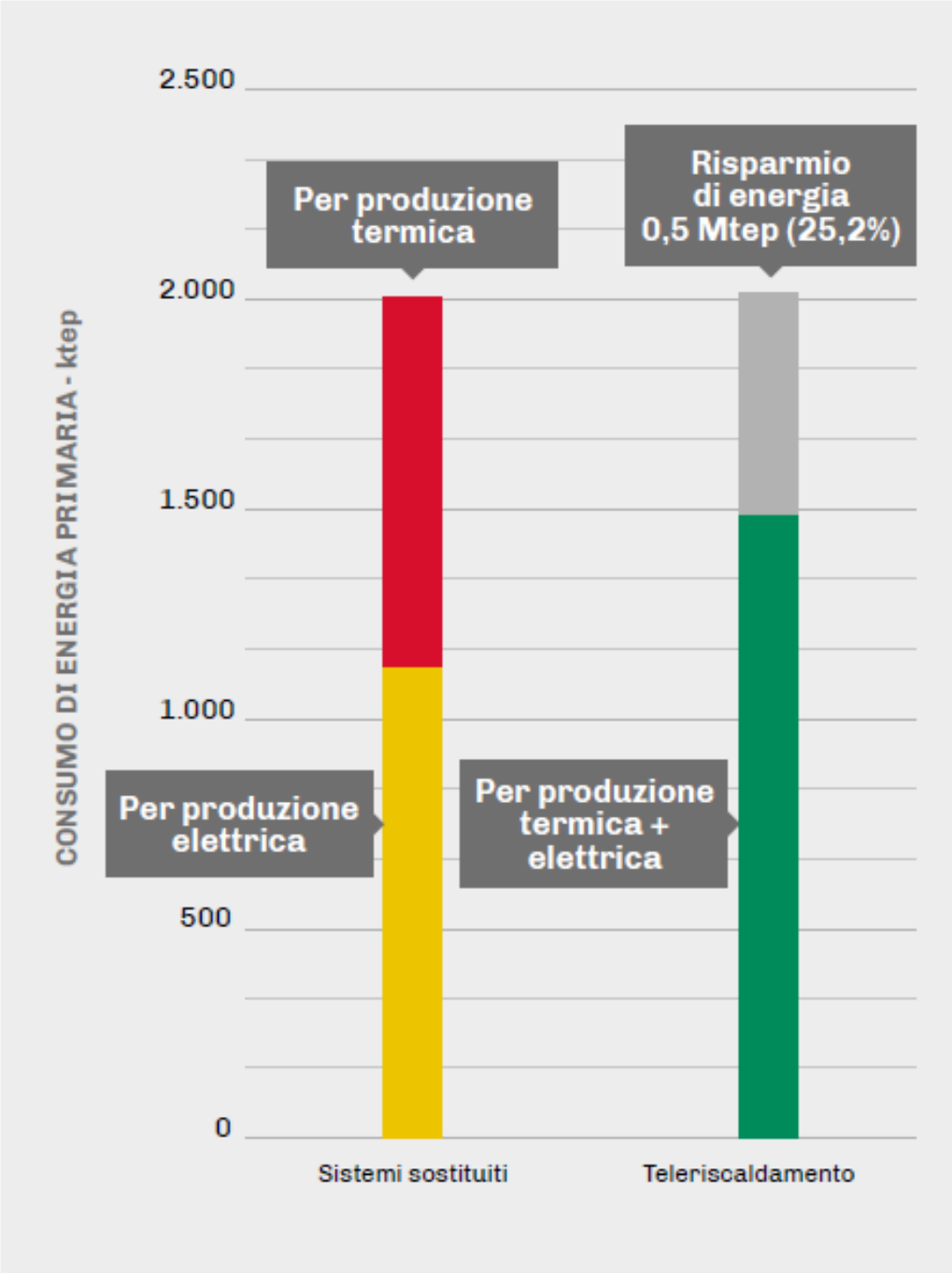


Figura 1.9: Risparmio di energia primaria fossile conseguito dalle reti di teleriscaldamento in Italia [7]

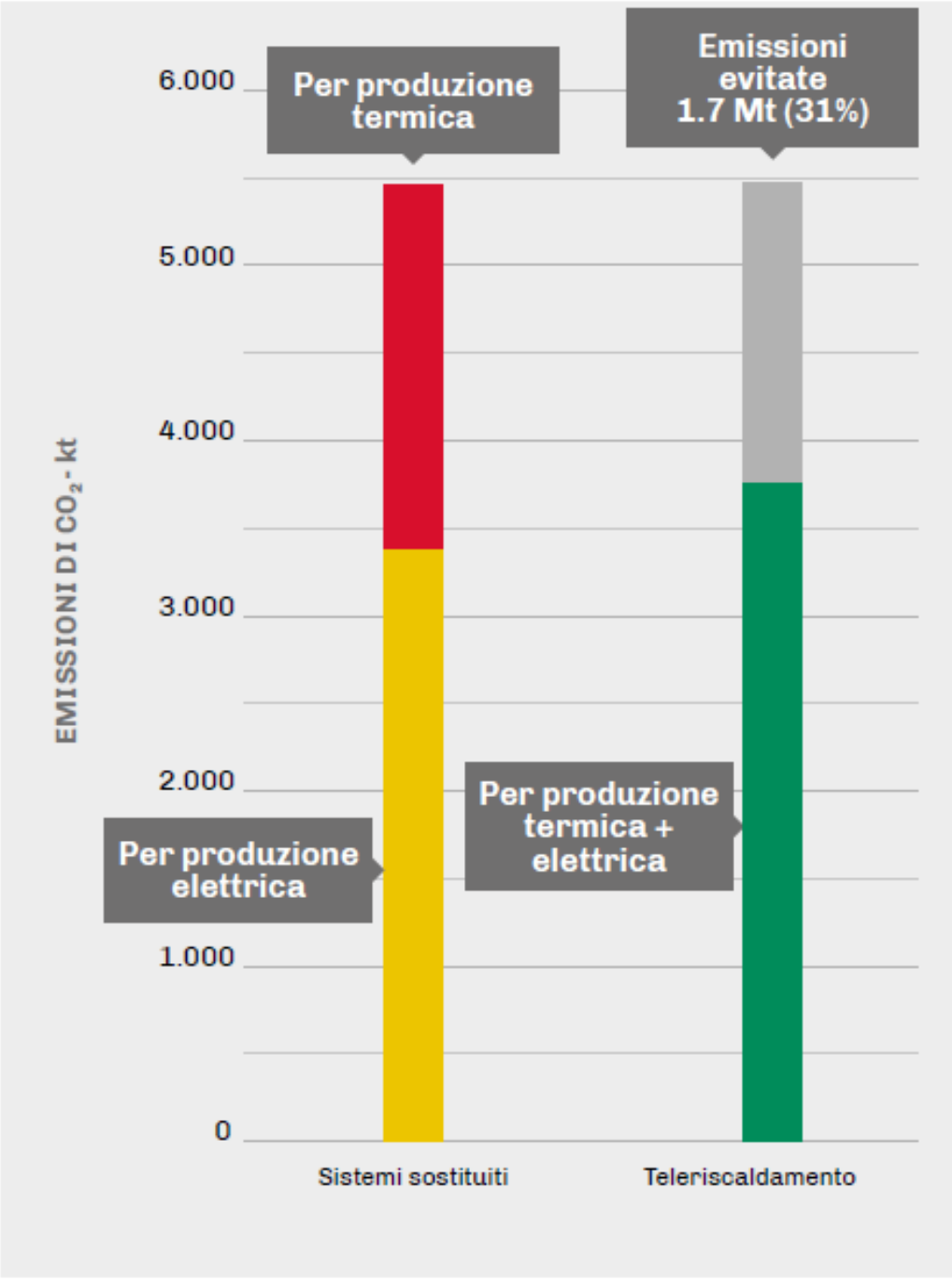


Figura 1.10: Bilancio delle emissioni di CO_2 dei sistemi di teleriscaldamento [**7**]

Capitolo 2

Le pompe di calore ed il loro utilizzo nel teleriscaldamento

L'utilizzo delle pompe di calore nel teleriscaldamento è sicuramente una delle strategie più promettenti al fine di aumentare l'efficienza energetica degli edifici e rientrare negli obiettivi energetici e climatici a lungo termine dell'Unione Europea [**14**]. Una delle caratteristiche che rende questa tecnologia molto futuribile è la versatilità offerta dalle pompe di calore in quanto, funzionando con l'energia elettrica, possono essere alimentate da fonti rinnovabili disponibili sul territorio di installazione, rendendole quindi ottimali per l'integrazione in un sistema multienergia. Le pompe di calore offrono infatti la possibilità di essere integrate con altre nuove tecnologie, offrendo quindi anche l'opportunità di essere gestite e controllate con dei sistemi avanzati ed efficienti [**14**]. Inoltre le pompe di calore rappresentano una tecnologia chiave per la creazione di impianti *cost-effective*, per costruire in futuro un ambiente sostenibile. Il mercato europeo delle pompe di calore è uno dei più maturi al mondo [**14**]. Il loro utilizzo nelle varie applicazioni, compreso il teleriscaldamento, è cresciuto costantemente nell'ultima decade. Offrendo quindi una così vasta opportunità, si rende necessaria la creazione di politiche apposite per la regolamentazione dell'integrazione delle pompe di calore nei vari utilizzi.
Al fine di procedere alla progettazione di un sistema di teleriscaldamento a pompe di calore devono essere decisi ed analizzati tre criteri di scelta [**14**]:

- Fonte di calore: le pompe di calore più comuni possono prelevare calore dall'aria, dalla terra (*geotermia*) o dall'acqua;
- Tipologia e mole di domanda: la domanda può essere sia esclusivamente per il riscaldamento degli ambienti o può comprendere anche l'acqua calda sanitaria, dipendendo fortemente quindi dalla tipologia di utenza allacciata e da quante utenze sono servite;

- Tecnologia della pompa di calore: il compressore delle pompe di calore può essere alimentato ad elettricità o a gas naturale; in questa trattazione si darà per scontata l'alimentazione elettrica.

La figura 2.1 illustra brevemente la quantità di possibilità che offre un sistema di questa tipologia e, di conseguenza, tutti i criteri che bisogna seguire durante la progettazione di questo tipo di impianti. La prima scelta deve essere fatta sulla base della *heat source* che si vuole utilizzare per la pompa di calore. Tale scelta deve essere fatta in base alla locazione dell'impianto, in quanto la fattibilità economica del progetto sarà fortemente legata alle fonti di calore presenti sul territorio. Altrettanto importante è la scelta delle temperature di mandata e ritorno del circuito primario, in quanto l'efficienza delle pompe di calore è molto sensibile alla temperatura di mandata del fluido termovettore. Un altro criterio da analizzare è quello della scelta della configurazione con la quale si vuole integrare la pompa di calore nel sistema. Essa può essere centralizzata o a livello di utenza, può fornire solo una parte del calore necessaria o soddisfare l'intero fabbisogno.

2.1 Pompe di calore

Le pompe di calore sono macchine termiche in grado di trasferire energia termica da un ambiente più freddo ad uno più caldo, effettuando quindi il processo inverso a quello che avviene spontaneamente in natura, enunciato da Clausius nel Secondo Principio della Termodinamica [**15**]. Per fare ciò, la pompa di calore consuma una certa quantità di energia che, a seconda della tecnologia impiegata, può essere fornita sotto forma di energia elettrica o gas naturale, come illustra la figura 2.2. Una pompa di calore quindi estrae il calore da una fonte naturale (aria, acqua o terra) e lo trasporta dentro l'edificio alla temperatura idonea, in funzione del tipo di impianto di riscaldamento installato. Alcuni di questi macchinari sono reversibili, ovvero riescono sia a riscaldare che a raffreddare gli ambienti, quindi in grado di funzionare durante tutto l'anno.
Se si utilizzano sistemi particolarmente efficienti l'energia impiegata in questi casi è molto minore rispetto i sistemi tradizionali di condizionamento.

2.1.1 Classificazione delle pompe di calore

Le pompe di calore possono essere classificate sia in funzione delle caratteristiche costruttive e quindi dei componenti al suo interno, sia in base alle sorgenti e quindi ai pozzi tra i quali operano. Il primo criterio suddivide le pompe di calore nelle seguenti categorie [**17**]:

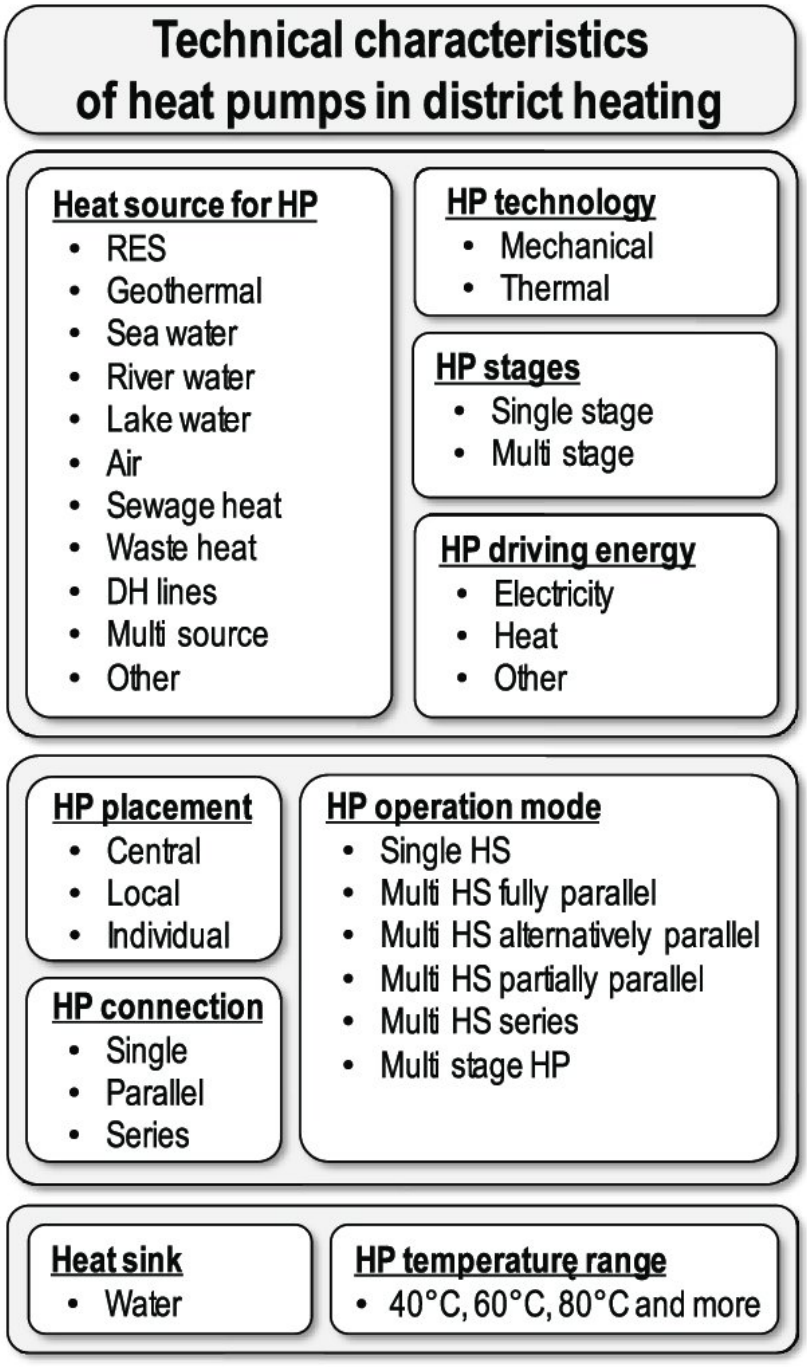


Figura 2.1: Criteri tecnici per la scelta di una pompa di calore per il teleriscaldamento [**14**]

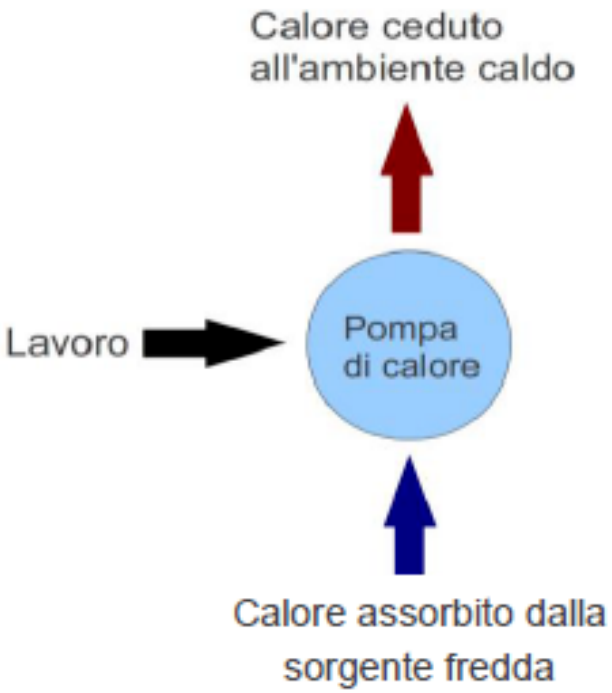


Figura 2.2: Principio di funzionamento di una pompa di calore [**16**]

- Pompe di calore elettriche, con motore a gas o ad olio combustibile;
- pompe di calore ad assorbimento;
- Pompe di calore termoelettriche;
- Pompe di calore a termocompressione.

La prima tipologia citata, ovvero le pompe di calore elettriche sono in assoluto le più utilizzate e commercialmente più prodotte, grazie alla loro elevata efficienza legata ad una relativa semplicità costruttiva. Le restanti sono per ora in fase di sviluppo oppure sono tecnologie obsolete [**17**]. Il secondo criterio invece è quello che permette di distinguere le pompe di calore maggiormente, classificandole come:

- aria-aria;
- aria-acqua;
- acqua-aria;
- acqua-acqua;
- terreno-aria;
- terreno-acqua;

In quest'ultima classificazione, viene specificato come primo termine la fonte di calore mentre il secondo viene riferito al fluido termovettore riscaldato o raffreddato.
L'aria è la sorgente di calore universalmente disponibile e di più facile accesso, perciò la più utilizzata; è anche vero però che nei periodi dell'anno in cui la pompa si trova a dover soddisfare i carichi maggiori, essa è presente a temperatura troppo alta o troppo bassa. La conseguenza principale è un drastico abbassamento dell'efficienza e quindi del COP, con un consumo elettrico quindi maggiore.
L'acqua di superficie o di falda invece, al contrario dell'aria, mantengono una temperatura circa costante durante tutto l'anno con conseguente COP sempre alto; ciò le rende sicuramente un'ottima fonte di calore preferibile all'aria, dove disponibile.
Il terreno costituisce anch'essa una valida sorgente, seppur con difficoltà facilmente ipotizzabili, come ad esempio l'incertezza sulla composizione degli strati del sottosuolo. Esso viene sfruttato dalle pompe di calore geotermiche, che rappresentano attualmente le pompe di calore più efficienti con il COP più elevato.

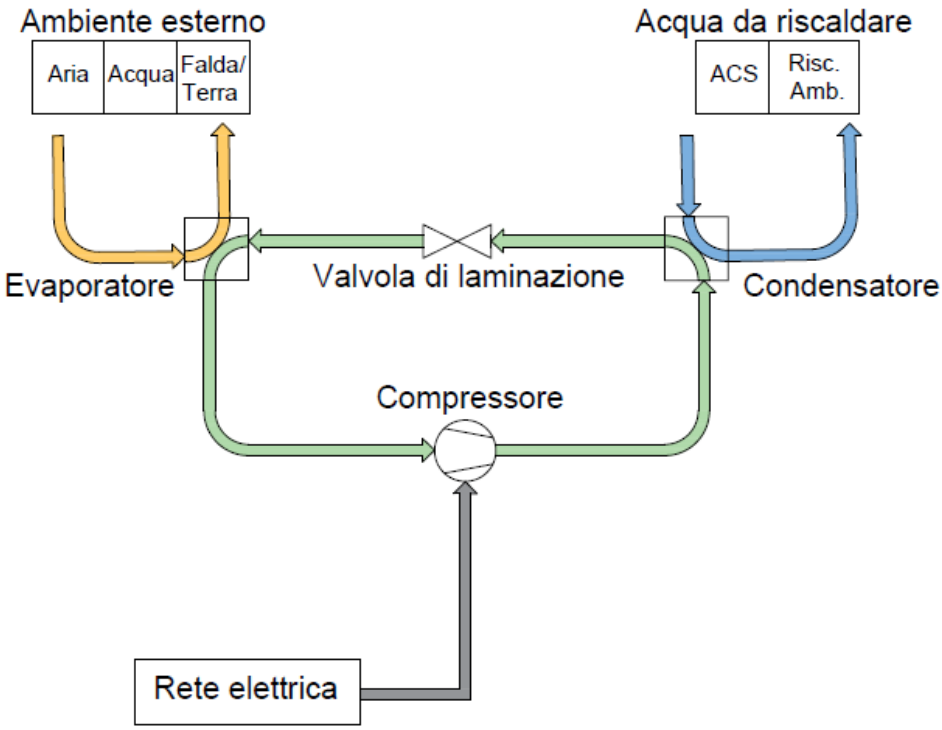


Figura 2.3: Schema di funzionamento invernale di una pompa di calore elettrica

Si noti che solitamente con questo tipo di pompe di calore, come in quelle acqua-acqua, si riescono ad ottenere dei ΔT del fluido termovettore mediamente più elevati rispetto le pompe di calore aria-acqua.
Le pompe aria-aria sono sicuramente le più diffuse in Italia, le quali sono spesso commercializzate come condizionatori split. Hanno ovviamente delle performance modeste, ma ammortizzabili grazie al loro basso costo. Le pompe aria-acqua sono meno diffuse delle pompe di calore sopracitate, seppur negli ultimi anni si sta assistendo ad una timida crescita delle installazioni di questo macchinario, per assecondare l'ottica dell'elettrificazione del sistema di generazione del calore.

2.1.2 Schema di funzionamento

In figura 2.3 si illustra il funzionamento in riscaldamento di una pompa di calore ed i componenti al suo interno.

Funzionamento invernale Per descrivere al meglio il funzionamento di una pompa di calore è conveniente seguire il flusso del *mezzo frigorigeno* rappresen-

tato in verde in figura 2.3. Il fluido preleva calore dall'ambiente esterno grazie ad uno scambiatore di calore detto *evaporatore* nel quale il mezzo evapora. Viene poi compresso affinché il fluido raggiunga un livello entalpico maggiore. Successivamente entra nel *condensatore*, dove cede calore all'acqua che fluisce nel circuito proprio dei terminali dell'utenza. Dopo aver ceduto calore viene espanso in una valvola di laminazione, quindi viene ridotta la pressione e ricomincia il ciclo.

Funzionamento estivo Il funzionamento estivo può essere sintetizzato come l'esatto contrario di quello invernale. Di fatti in questo caso la pompa di calore preleva calore dall'ambiente interno dell'utenza, il quale funge da *pozzo freddo*, e lo trasferisce all'ambiente esterno che quindi funge da *pozzo caldo*.

2.1.3 I fluidi frigorigeni

I fluidi frigorigeni possono essere considerati il cuore del funzionamento di una pompa di calore, in quanto sono i responsabili dello scambio termico tra gli ambienti. Le proprietà che un fluido di questo tipo deve avere sono:

- elevata densità sia in fase liquida che aeriforme;
- elevata entalpia di vaporizzazione;
- elevata capacità termica;
- elevata stabilità nelle condizioni di utilizzo per ridurre il lavoro del compressore.

I fluidi più utilizzati in queste macchine sono miscele di *HFC* (*idrofluorocarburi*) come ad esempio l'R410a o l'R407c i quali nel tempo hanno sostituito progressivamente i *clorofluorocarburi*. Un'alternativa agli idrofluorocarburi già citati, è rappresentata da alcuni refrigeranti naturali quali: *ammoniaca* (R717), *propano* (R290), *propilene* (R1270), *isobutano* (R600), l'acqua (R718) e l'anidride carbonica (R744).

Nel Giugno 2014 è entrato in vigore il nuovo Regolamento Europeo sugli *F-Gas* [**16**], il quale si pone come obiettivo la regolamentazione e l'utilizzo di gas a basso potenziale di surriscaldamento globale. Con F-Gas si intendono tutti i fluidi operativi che contribuiscono all'effetto serra e comprendono:

- Idrofluorocarburi;
- Perfluorocarburi;
- Esafluoruro di zolfo;

- Altri gas ad effetto serra contenenti fluoro o miscele contenenti una delle sostanze sopra elencate.

In particolare il Regolamento Europeo si impone come obiettivo la riduzione del 79 % entro il 2030 dei gas effetto serra derivanti dagli F-Gas [**18**]. Per raggiungere questo ambizioso obiettivo sono state individuate diverse modalità d'intervento [**19**]:

- Immissione sul mercato: il Regolamento Europeo impone una riduzione progressiva delle importazioni di F-Gas nel territorio dell'Unione Europea;
- Restrizioni / divieti d'utilizzo sui nuovi impianti.

Ad esempio per le pompe di calore residenziali con carica di gas < di 3 kg è vietato dal 1/1/2025 fare uso di fluidi con GWP > 750.
Tuttavia i nuovi fluidi presentano un nuovo problema: l'infiammabilità. A questo proposito sono stati sviluppati nuovi fluidi come gli *HFO* (senza fluoro e carbonio). Non è ancora molto chiaro come questi ultimi citati e i fluidi naturali andranno a sostituire i vecchi fluidi. Alcuni progettisti suggeriscono di sostituire semplicemente il refrigerante con quelli nuovi nei sistemi già esistenti (abbassando il GWP), ma questo dovrebbe essere valutato con molta attenzione, perché, anche se un retrofit è totalmente praticabile, la conseguente riduzione della performance potrebbe non essere trascurabile.

2.1.4 Il COP

La prestazione di una pompa di calore in funzionamento invernale si misura attraverso il calcolo del COP, acronimo di *coefficient of performance*. Il valore teorico di questo coefficiente è dato dalla relazione di Carnot [**17**]:

$$COP = \frac{\text{potenza fornita}}{\text{potenza assorbita}} \tag{2.1}$$

Esso dipende sostanzialmente dalle temperature in gioco, di fatti il valore teorico del COP può essere riscritto come:

$$COP_{th} = \frac{T_1}{T_1 - T_2} \tag{2.2}$$

dove:

- T_1 = temperatura assoluta del *pozzo caldo*, ovvero dell'ambiente in cui si vuole immettere calore, espressa in K;

- T_2 = temperatura assoluta del *pozzo freddo*, ovvero dell'ambiente dal quale si preleva calore, espressa in K.

Dall'equazione 2.2 si evince che tale valore è tanto maggiore quanto maggiore è la temperatura T_2, ed al contrario, è tanto più alto quanto è più bassa la temperatura T_1.
Il valore del COP è sempre maggiore dell'unità, ma ciò non contraddice il principio della conservazione dell'energia, in quanto come si evince dall'equazione 2.1, il rapporto è tra energia termica fornita ed energia elettrica assorbita.
É necessario precisare però che nelle applicazioni pratiche i valori del COP sono ben lontani da questi valori teorici, essendo spesso compresi in un range tra 2 e 6. Questa notevole differenza è dovuta a diversi fattori [**17**]:

- Necessità di costruire macchine non eccessivamente grosse e costose;
- Cadute di temperatura negli scambiatori;
- Energia spesa per la ventilazione;
- Perdite di carico nel circuito frigorigeno;
- Attriti;
- Rendimento del motore che aziona il compressore.

Di fatti il COP reale si calcola spesso con l'equazione 2.1, misurando l'effettivo assorbimento elettrico del compressore e la potenza effettivamente fornita all'ambiente.
La prestazione delle pompe di calore in funzionamento estivo si misura con l'*EER*, acronimo di *Energy Efficiency Ratio*.
In figura 2.4 sono schematizzati il funzionamento estivo ed invernale delle pompe di calore ed i relativi COP.

In figura 2.5 si riporta un andamento del COP del tutto indicativo, in funzione della temperatura di ingresso fluido freddo ed uscita del fluido caldo, nel funzionamento invernale. Si nota che si possono raggiungere COP elevati quando la differenza di temperatura è minima. Il COP può raggiungere un valore di 5 per sistemi che utilizzano una fonte a 15°C in ingresso e acqua a 35°C in uscita dalla macchina, ad esempio nel caso di pompe di calore geotermiche.

Un sistema può essere considerato efficiente quando il COP si aggira intorno a 3, ovvero con 1 kWh di energia elettrica consumata si riesce ad immettere nell'ambiente un'energia termica di 3 kWh. Negli ultimi anni i sistemi a pompe di calore sono in forte ascesa e sviluppo. I sistemi odierni possono raggiungere anche COP molto più elevati se le condizioni di funzionamento lo permettono. La

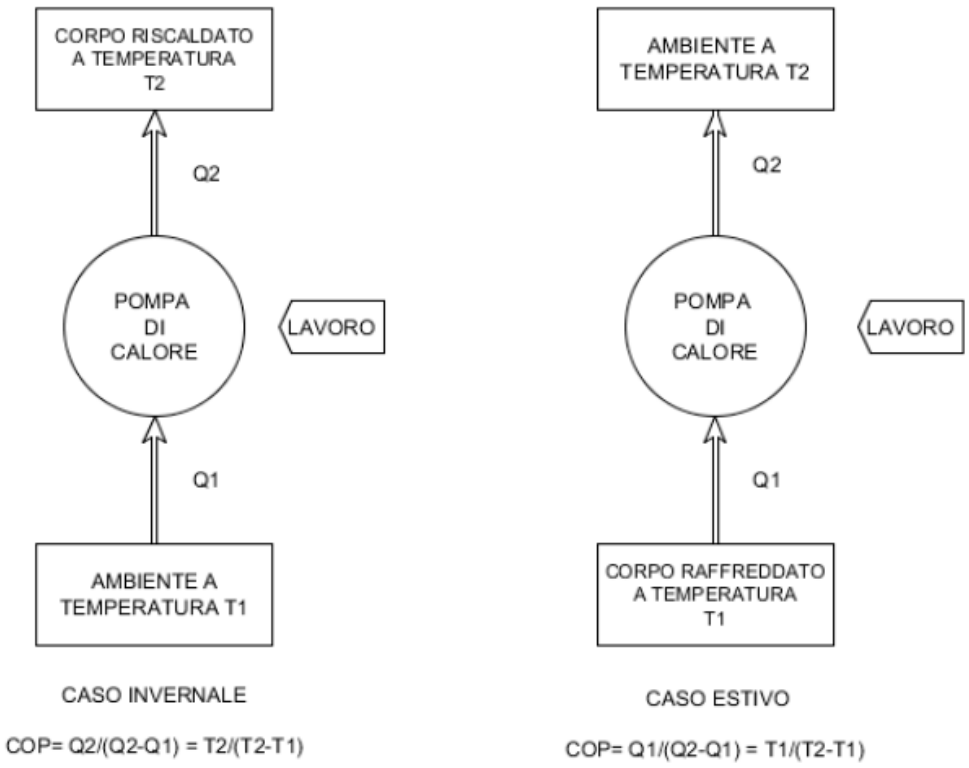


Figura 2.4: COP per il caso invernale ed estivo [**16**]

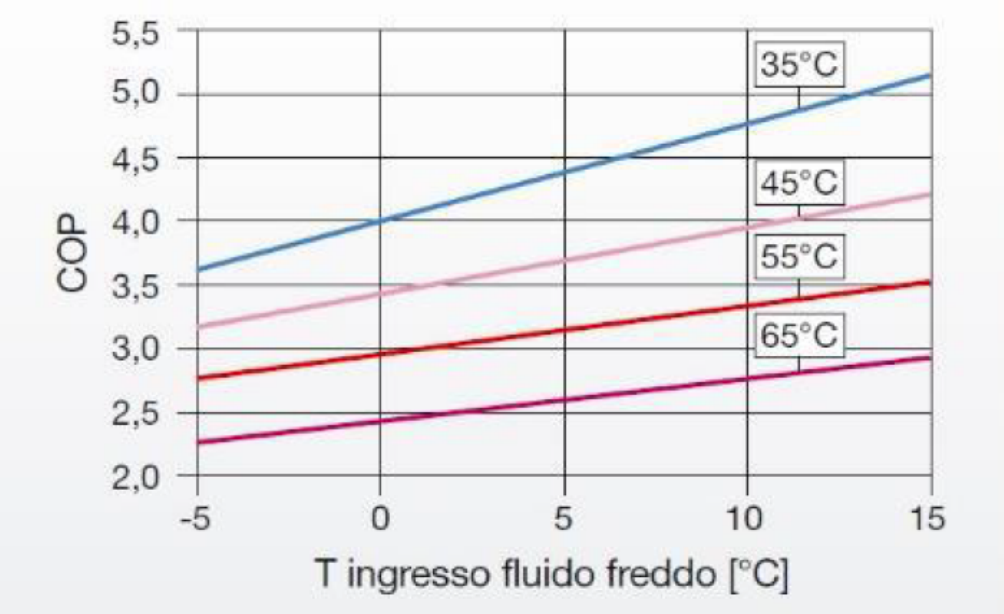


Figura 2.5: Andamento valori COP [**16**]

Tabella 2.1: T di funzionamento dei sistemi di erogazione del calore

	Radiatori	Fan coil	Pannelli radianti
T di funzionamento [°C]	70	45	30

loro efficienza e la loro versatilità fanno si che molti utenti residenziali si affidino alle pompe di calore, sostituendo le vecchie caldaie a gas come fonte principale di calore. Non sarà trattato, in questo lavoro di tesi, il funzionamento delle pompe di calore in raffreddamento, in quanto ci si è focalizzati sul funzionamento invernale applicabile agli impianti di teleriscaldamento.

2.1.5 Terminali d'erogazione

L'erogazione del calore negli ambienti può essere eseguita tramite svariati sistemi. La scelta tra i vari sistemi dipende fortemente dalla temperatura di mandata dell'acqua in uscita dal sistema di generazione, e dal ΔT al quale si vuole lavorare. In tabella 2.1 si riportano le temperature di funzionamento dei principali sistemi di erogazione in commercio.

In ottica futura l'obiettivo sarà quello di abbassare le temperatura di mandata dell'acqua in modo da impiegare meno energia possibile in fase di generazione

del calore, riducendo così l'impiego dei radiatori. Le pompe di calore canoniche riscaldano l'acqua a temperatura adatta ai fan coil e ai pannelli radianti.

Fan coil

Il fan coil, detto anche ventilconvettore, rappresenta l'alternativa più valida ai classici radiatori, in quanto permette sia di riscaldare gli ambienti sia di raffreddarli. Il fan coil eroga aria calda o fredda sfruttando l'acqua mandata dal sistema di generazione del calore o del freddo. La parola 'fan coil' si traduce letteralmente in 'bobina del ventilatore', traduzione che a primo impatto può sembrare poco utile ma che esprime molto bene il concetto dietro questo tipo di sistemi. Il sistema prevede che l'acqua ceda calore all'aria attraverso una batteria alettata. Il ventilatore preleva l'aria ambiente da un'apertura posta nella parte inferiore del fan coil, per poi farla passare attraverso la batteria. Nel caso di riscaldamento è l'acqua che cede calore all'aria, nel caso di raffrescamento è il contrario. Altri componenti del fan coil sono il sistema di filtraggio e depurazione dell'aria, e la vasca di raccolta delle condense. Di fatti in estate il fan coil si comporta anche da deumidificatore dell'aria, la quale cedendo calore crea delle condense che devono essere necessariamente raccolte. In figura 2.6 si illustrano i componenti principali di un fan coil.

Pannelli radianti

Il pannello radiante è sicuramente il sistema più promettente per il riscaldamento e raffrescamento degli ambienti, grazie alle sue bassissime temperature di funzionamento, come si vede in tabella 2.1. Il sistema a pavimento a pannelli radianti è caratterizzato da delle tubature in plastica, che scorrono nei pannelli radianti ricoperti successivamente dal massetto. Il principio di funzionamento è basato sul meccanismo di scambio termico tramite irraggiamento. Le tubazioni ricevono acqua calda da un collettore che ne regola il flusso derivante dal sistema di generazione, il pannello si riscalda e scambia per irraggiamento con il primo strato di aria che lambisce il pavimento. Tale strato si riscalda e l'aria calda si muove verso l'alto per effetto dei moti convettivi che si vengono a creare. Questo sistema, se posto in un ambiente con un soffitto non troppo alto, è sicuramente il più efficiente dal punto di vista del gradiente di temperatura che si crea nella stanza, ed essendo la potenza fornita costante per unità di superficie di pavimento, la temperatura sarà la medesima in tutti gli ambienti riscaldati. É necessario inoltre porre uno strato di isolante termico al di sotto dei pannelli radianti il quale, opponendo resistenza termica al passaggio del calore, costringerà il calore a propagarsi nel verso in cui ha meno resistenza, ovvero verso l'alto. I componenti del sistema a pannelli radianti sono illustrati in figura 2.7.

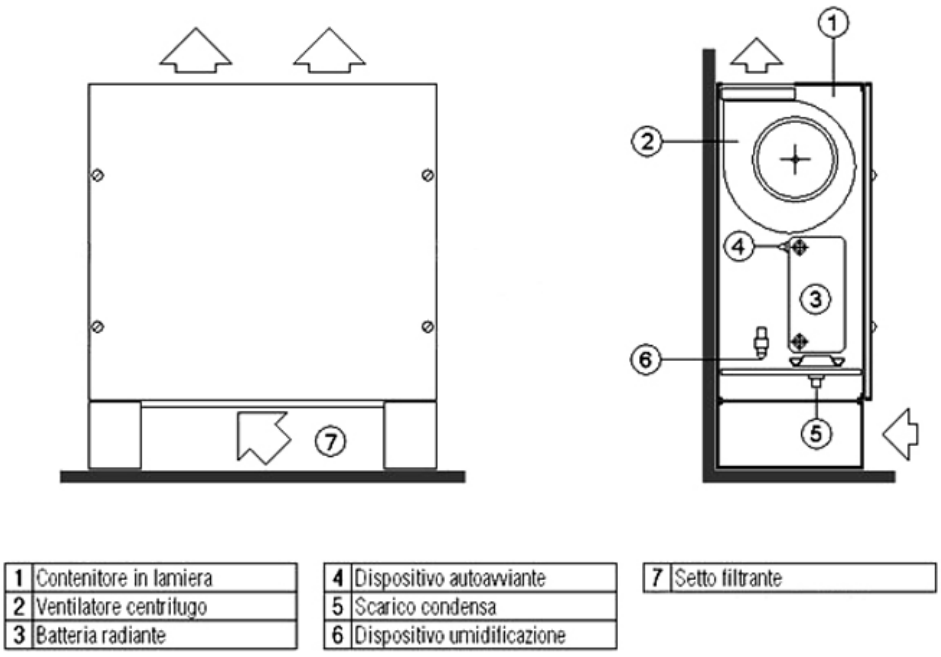


Figura 2.6: Componenti di un fan coil [**20**]

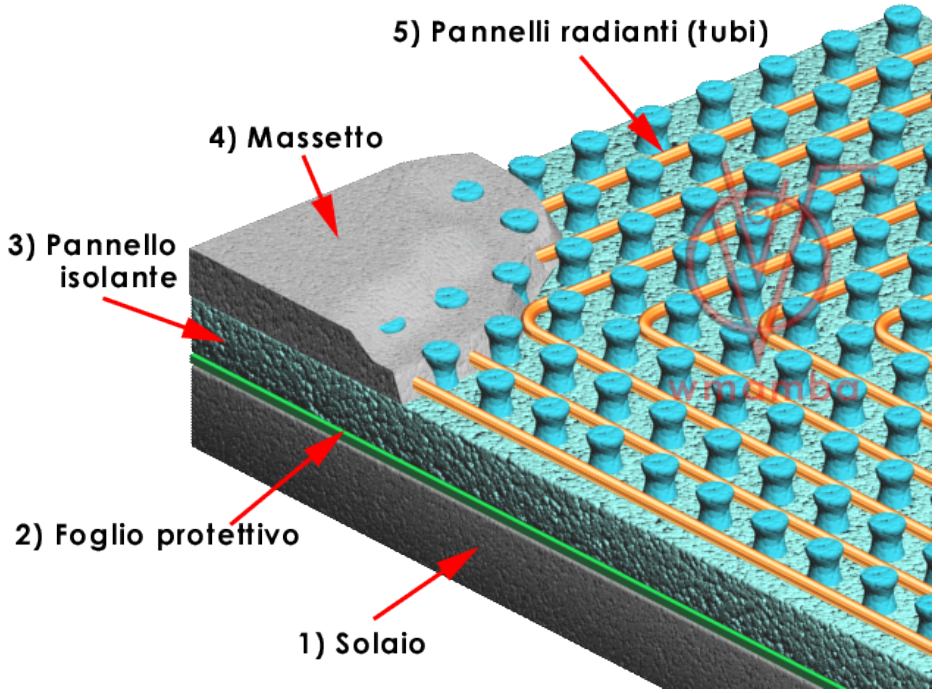


Figura 2.7: Componenti del sistema a pannelli radianti [**21**]

Capitolo 3

Il solare termico

Il solare termico è una tecnologia che ha come fine la produzione di acqua calda ad uso sanitario (*ACS*) o il riscaldamento di ambienti [**22**]. Questa tecnologia è ormai fortemente sviluppata da molti anni, seppure inizialmente non è riuscita ad affermarsi a causa del basso costo dei combustibili fossili. La necessaria propensione al rinnovabile degli ultimi anni, il supporto statale, la loro crescente affidabilità ed efficienza, hanno fatto si che tale tecnologia sia diventata economicamente vantaggiosa e pertanto di larga diffusione, sopratutto nella produzione di ACS. Seppur il clima mediterraneo italiano offra le condizioni ottimali per l'applicazione di questa tecnologia, la sua diffusione è ancora stagnante, a causa sopratutto della non ottima reputazione che è le è stata attribuita negli anni 80 [**22**].

3.1 La radiazione solare

I pianeti del sistema solare sono in grado di intercettare solo una parte della radiazione solare disponibile, in base all'angolo solido sotto il quale ogni pianeta è visto dal Sole, il quale dipende dalla grandezza del pianeta stesso e dalla sua distanza dal Sole [**23**]. In caso di assenza di atmosfera, e quindi nel caso in cui tutta la radiazione solare che arriva sulla Terra venisse catturata, l'energia disponibile sarebbe abbondantemente sufficiente a coprire i fabbisogni energetici del pianeta [**22**]. La potenza radiante che arriva in prossimità dell'atmosfera è:

$$\mathbf{I_{SC}} = 1366,9[W/m^2] \tag{3.1}$$

Questa grandezza è detta tecnicamente *irradianza* ed è definita come la potenza radiante incidente sull'unità di superficie.
La radiazione solare che giunge sulla terra prende il nome di *radiazione globale*, somma della *radiazione incidente* proveniente direttamente dal sole e della *radiazione diffusa* [**22**]. Quest'ultima è definita come la quantità di radiazione solare

deviata dalle sostanze presente nell'atmosfera che raggiunge comunque la superficie terrestre. La quantità di radiazione incidente e diffusa dipende dalle caratteristiche ambientali del luogo di rilevazione, ad esempio in Italia varia dal 25 % al 40 %.

3.2 Il collettore solare

Il collettore solare è l'organo principale di un impianto solare termico dal quale dipendono fortemente le prestazioni dell'impianto stesso [**22**]. Il collettore è il componente dell'impianto che ha il fondamentale compito di captare l'energia proveniente dal sole e trasferire il calore per irraggiamento al fluido termovettore circolante.
Esistono varie tipologie di collettori solari:

- Collettori piani;
- Collettori sottovuoto;
- Collettori ad aria;
- Collettori ad acqua scoperti;
- Collettori a concentrazione.

Nonostante la varietà di collettori citati, si procederà con la descrizione dei soli collettori sottovuoto in quanto sono gli unici di interesse per il lavoro di tesi.

3.2.1 I collettori sottovuoto

I collettori sottovuoto si presentano come una serie di tubi in vetro paralleli sorretti da una opportuna struttura, come si vede in figura 3.1.

All'interno di ogni tubo in vetro è presente l'*assorbitore*, un tubo concentrico al primo generalmente costituito da una lastra di rame di uno spessore inferiore al millimetro. L'assorbitore è termicamente protetto dall'intercapedine di vuoto che si crea nel tubo di vetro. Il principio è che con il vuoto creato si riescono quasi ad annullare le perdite di calore per convezione e conduzione. Chiaramente il vuoto che si viene a creare non può essere considerato assoluto, ma ci si va molto vicini contando che nei collettori a tubi sottovuoto in commercio si ha una pressione all'interno dei tubi in vetro di 5-15 mPa.
Mediamente l'efficienza e quindi la producibilità dei collettori sottovuoto è maggiore rispetto quella dei collettori vetrati piani. Di fatti spesso questo tipo di tecnologia viene impiegata nella produzione di acqua calda a temperatura elevata (es.

Figura 3.1: Collettore solare a tubi sottovuoto

80 °C) utile a dei processi industriali, pur mantenendo l'efficienza del collettore relativamente alta.
I collettori a tubi sottovuoto installati presso l'Energy Center sono del tipo 'a flusso diretto'. In questo caso lo scambio di calore avviene direttamente tra l'assorbitore ed il fluido termovettore d'impianto, il quale scorre proprio all'interno del tubo assorbitore. Il fluido viene raccolto da un collettore idraulico, il quale poi ramifica il flusso verso i vari tubi assorbitori i quali cedono calore al fluido. I flussi vengono poi convogliati in un collettore idraulico di raccolta, concentrico al primo, il quale fa convergere tutti i flussi in un unico flusso che attraverserà quindi l'impianto che sfrutterà l'acqua calda prodotta.

3.2.2 Superfici caratteristiche del collettore

Le superfici che caratterizzano il collettore sono le seguenti:

- **Superficie lorda**: parametro che indica l'area di effettivo ingombro del collettore solare, inclusa quindi la superficie dell'involucro. E' un parametro poco utile al fine della valutazione delle prestazioni del collettore;
- **Superficie di apertura**: indica l'area del collettore effettivamente raggiunta dalle radiazioni solari, ed è quindi un parametro fondamentale per valutare

le caratteristiche prestazionali del sistema; per un collettore piano indica ovviamente una superficie reale, invece per i collettori a tubi sottovuoto indica la proiezione dell'area dell'involucro cilindrico sul piano del collettore;

- **Superficie dell'assorbitore**: è la superficie effettiva dell'assorbitore ed è solitamente di poco inferiore alla superficie di apertura; per la valutazione delle prestazioni del collettore possono essere utilizzate entrambe indifferentemente, previa specificazione.

3.2.3 Coefficienti di dispersione

I collettori solari sono soggetti alle seguenti tipologie di dispersione:

- **Dispersione laterale**
- **Dispersione posteriore**
- **Dispersione frontale**

Il coefficiente di dispersione globale è definito come la somma aritmetica dei tre coefficienti sopracitati.

3.3 Portata del fluido termovettore

In generale si può affermare che la potenza termica trasmessa al fluido termovettore da un collettore solare è data da:

$$Q_{th} = \dot{m} \cdot c \cdot (T_{out} - T_{in}) \tag{3.2}$$

dove:

- Q_{th}: potenza termica trasferita al fluido;
- $\dot{m}$: portata massica del fluido termovettore;
- T_{out}: temperatura in uscita dal collettore del fluido termovettore;
- T_{in}: temperatura in entrata al collettore del fluido termovettore.

Dall'equazione 3.2 si evince l'importanza della portata del fluido termovettore, in quanto determina direttamente la quantità di calore trasferibile dall'elemento captante al fluido stesso. Poiché la potenza trasferibile è fissata dalle condizioni climatiche e dalla tecnologia del collettore, un aumento della portata fa diminuire la temperatura del fluido in uscita a temperatura in entrata fissata. Inoltre un aumento della portata di fluido comporta automaticamente un aumento dei costi di pompaggio.

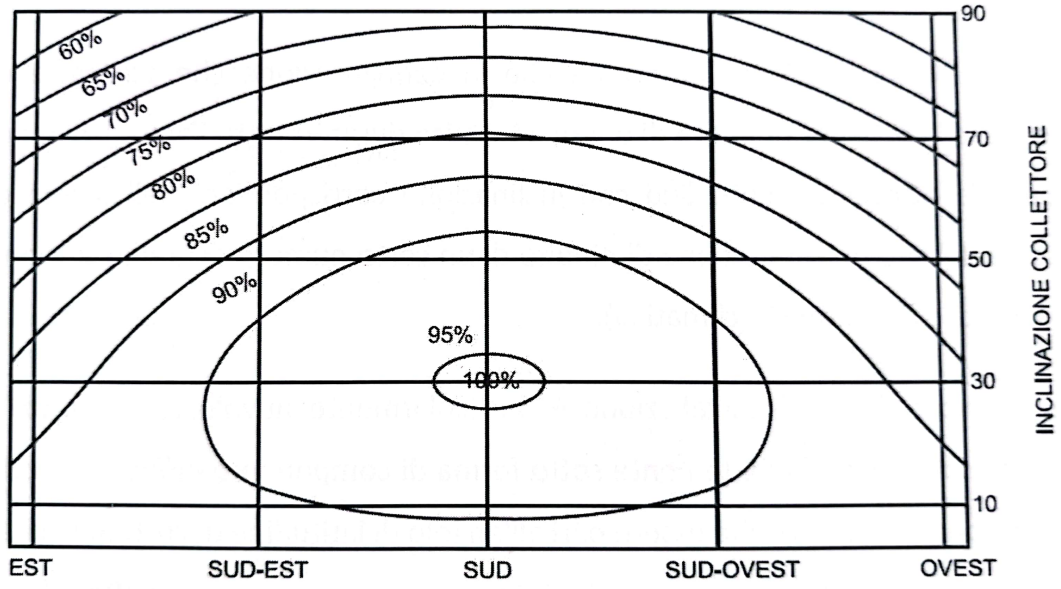


Figura 3.2: Andamento efficienza del collettore in base all'orientamento [**22**]

3.4 Fattori determinanti per la produzione solare

L'efficienza dei collettori solari e quindi la loro produzione dipendono fortemente dai seguenti fattori:

- Località di installazione;
- Angolo azimutale;
- Inclinazione del collettore;
- Ombreggiamenti.

Di seguito se ne discuteranno alcuni.

3.4.1 Angolo azimutale

L'angolo azimutale rappresenta la deviazione del collettore dell'esatto orientamento a sud [**22**].

Come si evince dal grafico in figura 3.2, fissando ad esempio un inclinazione di 30°, il collettore avrà un'efficienza il 10 % minore di quella massima per un orientamento a sud-est o sud-ovest.

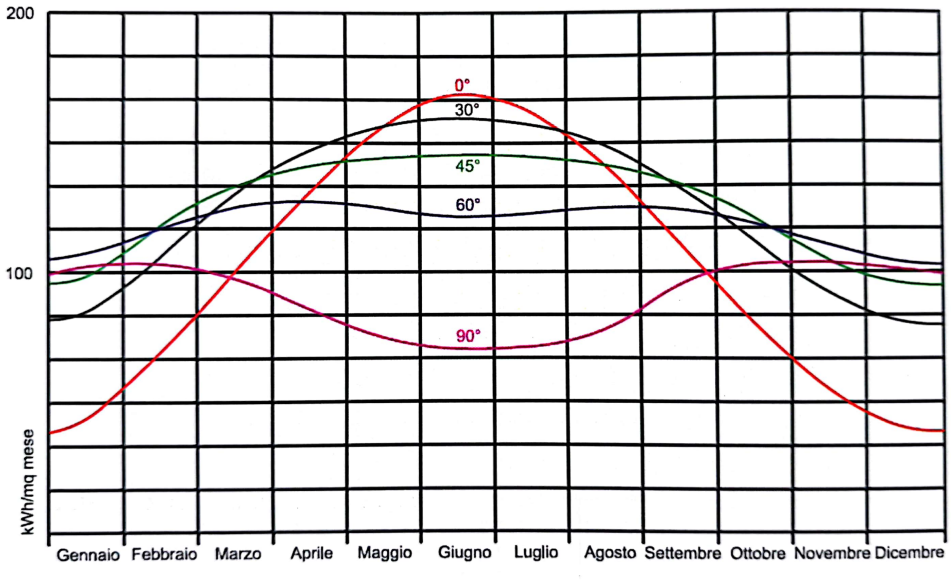


Figura 3.3: Andamento producibilità in base all'inclinazione del collettore [**22**]

3.4.2 Inclinazione della superficie del collettore

L'inclinazione del collettore è un parametro che deve essere scelto con estrema cura in modo da ottenere un rendimento energetico il più elevato possibile durante i periodi di maggior utilizzo [**22**].

Il grafico in figura 3.3 rappresenta la producibilità mensile del collettore al variare della propria inclinazione. Si osservi che per applicazioni puramente estive l'inclinazione ottimale è tra 0° e 30°. Per un utilizzo continuativo dell'impianto invece è preferibile adottare inclinazioni comprese tra 45° e 60° in quanto la producibilità è più costante.

3.5 Efficienza del collettore

L'efficienza del collettore può essere definita dalla relazione 3.3:

$$\eta = \eta_0 - a_1 \cdot \frac{T_m - T_{amb}}{G} - a_2 \cdot \frac{(T_m - T_{amb})^2}{G} \tag{3.3}$$

dove:

- η_0: efficienza ottica del collettore la quale rappresenta l'efficienza massima del collettore in condizioni ideali, cioè senza perdite termiche;

- a_1: parametro di perdita termica del primo ordine, si misura in $W/m^2 \cdot K$;
- a_2: parametro di perdita termica del secondo ordine, si misura in $W/m^2 \cdot K$;
- T_m: temperatura media del collettore, calcolata come media aritmetica tra la temperatura di entrata ed uscita del fluido termovettore dal collettore;
- T_{amb}: temperatura dell'ambiente esterno;
- G: irradianza solare incidente sul piano del collettore calcolata in W/m^2.

Dalla relazione 3.3 si evince che l'efficienza è tanto più alta quanto più bassa è la temperatura media del collettore e, lavorando spesso a temperatura di entrata del fluido termovettore nel collettore fissata, l'efficienza è tanto più alta quanto più bassa è la temperatura di uscita del fluido termovettore dal collettore, che sarà indicata con $T_{out,coll}$. Il valore di η_0 è maggiore per i collettori a tubi sottovuoto piuttosto che per i collettori flat, in generale quindi è dimostrato che i collettori sottovuoto hanno sempre un rendimento maggiore dei collettori flat. Influiscono fortemente sul rendimento anche i fattori a_1 e a_2 che sono propri del collettore, forniti dal costruttore. I valori tipici suggeriscono che la scelta del collettore debba essere fatta in base al valore di a_1, essendo quello con il valore più alto. Di fatti, in prima analisi, per collettori a bassa temperatura è possibile calcolare il rendimento considerando solo il termine di primo ordine.
I costruttori di collettori solari, sui data sheet del prodotto, inseriscono un grafico che riporta l'efficienza del collettore al variare di $T_{out,coll}$. Tuttavia questi grafici non possono essere considerati affidabili, in quanto ogni valore viene calcolato ad irradianza fissata, in modo da normalizzare il grafico per ogni località. Si riporta un esempio in figura 3.4:

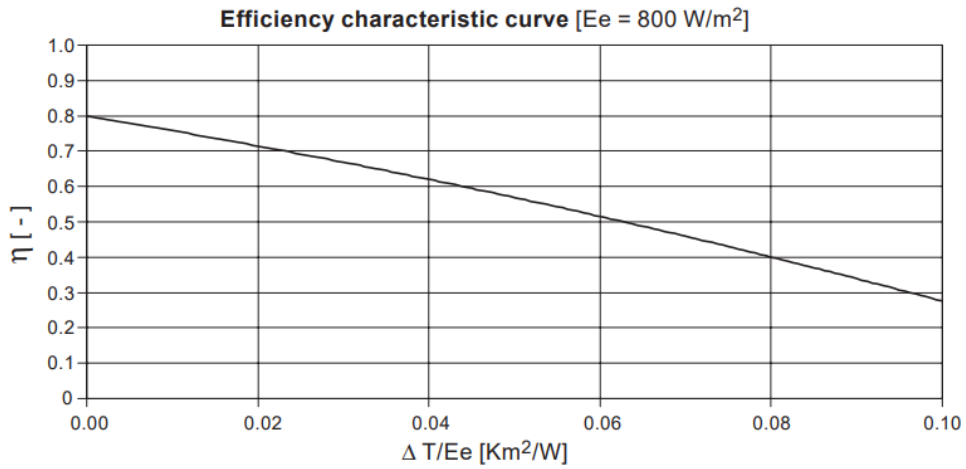


Figura 3.4: Esempio di grafico dell'efficienza presente su un catalogo, dove con Ee si indica l'irradianza solare

Capitolo 4

Integrazione delle pompe di calore nel teleriscaldamento

Il caso studio analizzato in questo lavoro di tesi è un impianto di teleriscaldamento sperimentale installato presso l'Energy Center di Torino. Il sistema analizzato presenta delle dimensioni ridotte, ed è chiaro quindi come il suo scopo non sia quello di fornire effettivamente calore, bensì quello di condurre delle prove su di esso.
L'obiettivo è quello di analizzare come è possibile integrare le pompe di calore nel sistema di teleriscaldamento in esame, studiando un design per varie configurazioni ed analizzandone il COP in fase di funzionamento. Il lavoro svolto e spiegato in questo capitolo ha l'obiettivo di essere il più pratico e realistico possibile. Questo perché, sulla base dei risultati ottenuti, non solo verrà selezionata la pompa di calore da integrare nell'impianto sperimentale ma verranno anche definite in quali configurazioni questa pompa di calore potrà essere testata. A questo proposito, per tutte le configurazioni studiate sono state scelte delle pompe di calore presenti sul mercato, delle quali i costruttori forniscono dei dati reali.

4.1 Descrizione dell'impianto

In figura 5.14 in Appendice A è illustrata la planimetria del sistema studiato. Questo impianto è alimentato da una caldaia a gas naturale con potenza nominale di 40 kW. Le utenze che formano il circuito secondario invece sono 4 *fan coil*, ognuno con potenza nominale 10 kW. Essi sono collegati in serie a gruppi di 2, formando così due utenze da 20 kW in modo da sfruttare a pieno la potenza fornita al primario. É chiaro che in questa analisi vengono trascurate alcune perdite:

- Perdite di calore nella rete di distribuzione: è possibile trascurarle in quanto l'impianto, come anticipatamente detto, ha delle dimensioni molto ridot-

te; le perdite nella rete di distribuzione sono chiaramente proporzionali alla lunghezza del percorso che il fluido attraversa;

- Perdite nella sottostazione: si considera che lo scambio termico sia ideale;
- Perdite nella distribuzione al secondario: solitamente le sottostazioni e la prima parte delle tubazioni del secondario sono situate in ambienti non riscaldati (es. cantine, sottotetti) o all'esterno, quindi soggetti a perdite di calore; in questo caso il problema non sussiste in quanto è tutto posizionato in un ambiente riscaldato.

In un'ottica futura i sistemi di teleriscaldamento saranno tutti impostati nel seguente modo: la pompa di calore come fonte di calore primaria alimentata da energia elettrica da fonte rinnovabile, e una caldaia a gas naturale che interviene nel caso di sovraccarico della rete o in caso di guasto/manutenzione della pompa di calore.
Nel caso in esame invece, la caldaia a gas ricopre ancora un ruolo fondamentale, in quanto l'installazione della pompa di calore non permetterà (se non in rare eccezioni) di bypassare completamente la caldaia, ma bensì questi due sistemi lavoreranno in serie o in parallelo. Ciò comunque permette una riduzione dei consumi di combustibile fossile e di conseguenza una riduzione delle emissioni, rendendo il processo più sostenibile della configurazione classica precedente.
Due diverse tipologie di pompe di calore sono state prese in esame per l'analisi: pompe di calore acqua-acqua e pompe di calore aria-acqua. Per quanto riguarda la pompa di calore geotermica, essa sarà servita da una fonte di calore che è una falda d'acqua, presente nelle vicinanze dell'Energy Center, la quale ha una temperatura costante durante tutto l'anno pari a $T_{falda} = 15°C$.

4.2 Temperature considerate

Come primo step dell'analisi, si sono dovute definire le temperature di mandata e di ritorno del fluido termovettore del teleriscaldamento, per ogni generazione considerata. La prima e la seconda generazione di teleriscaldamento non sono state considerate in quanto ormai obsolete ed, in generale, le loro condizioni operative sono completamente inadatte al funzionamento con pompa di calore. Sono state considerate quindi solo la terza, la quarta e la quinta generazione le quali funzionano con parametri molto più vicini alle condizioni operative delle pompe di calore. Le temperature sono state definite in base alle informazioni presenti in letteratura e si possono vedere in tabella 4.1:

Tabella 4.1: Temperature considerate per le generazioni di teleriscaldamento

Generazione	T di mandata [°C]	T di ritorno [°C]	ΔT
3rd	90	40	50
4th	50	25	25
5th	30	15	15

4.3 Configurazioni analizzate

Oltre alle temperature di mandata e ritorno del fluido termovettore dal teleriscaldamento, possono essere anche individuate altre temperature sicuramente altrettanto importanti: la temperatura della fonte di calore per la pompa di calore, e la temperatura del fluido in uscita dalla pompa di calore, ovvero la temperatura della *heat demand* [**24**]. Questi sono dei parametri chiaramente molto variabili, in quanto la temperatura della fonte di calore dipende dal luogo di installazione, dal tipo di pompa di calore, ecc. La temperatura della *heat demand*, invece, dipende fortemente dal tipo di utenza o dal posizionamento della pompa di calore nel layout dell'impianto.
Per coerenza la nomenclatura utilizzata sarà quella utilizza da Ommen et al. (2014) nel loro lavoro [**24**]:

- $T_{DH,Forward}$: temperatura di mandata del fluido termovettore del teleriscaldamento;
- $T_{DH,Return}$: temperatura di ritorno del fluido termovettore del teleriscaldamento;
- T_{Source}: temperatura della fonte di calore per la pompa di calore;
- T_{Demand}: temperatura del fluido termovettore in uscita dalla pompa di calore, ovvero della *heat demand*.

Dopo aver individuato le varie temperature caratteristiche del sistema, Ommen et al. (2014) hanno individuato 5 diverse possibili configurazioni che operano tra le varie temperature, rappresentate in figura 4.1.

In figura 4.1 sono presenti i seguenti parametri non citati precedentemente:

- ΔT_{Lift}: differenza di temperatura tra le temperatura massima e minima del sistema;
- ΔT_{Sink}: differenza di temperatura tra la mandata ed il ritorno del fluido termovettore alla pompa di calore;

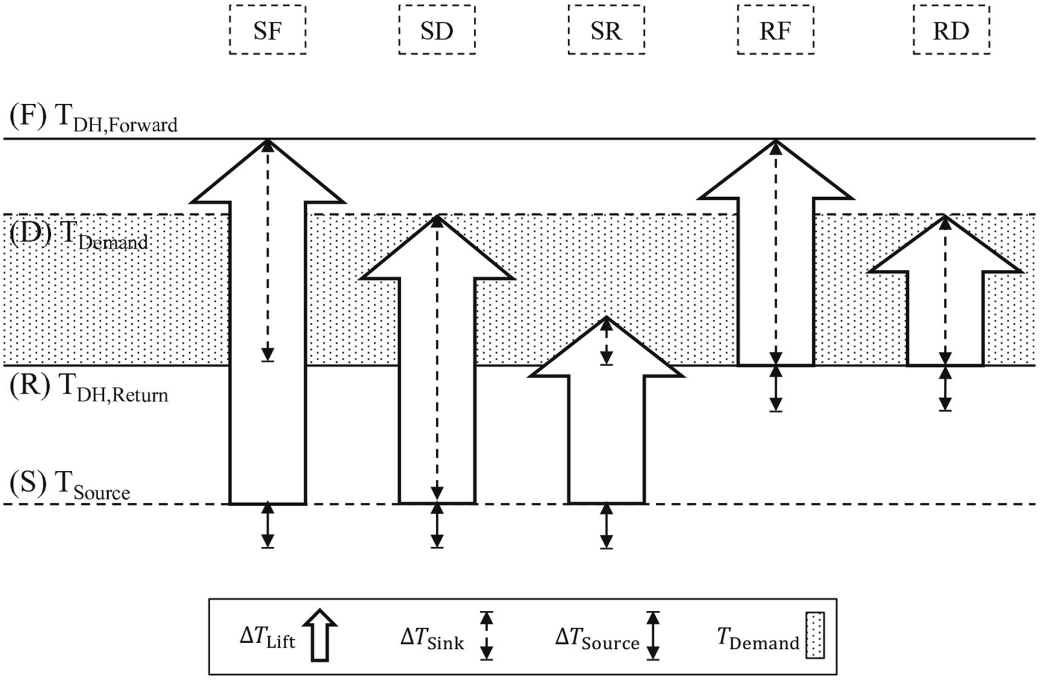


Figura 4.1: Configurazioni rappresentate tramite i vari ΔT [**24**]

- ΔT_{Source}: variazione di temperatura della fonte di calore, seppur molto complessa da determinare.

Le configurazioni sono identificate con un acronimo che richiama la temperatura della fonte e della mandata della pompa. Si elencano di seguito le varie configurazioni:

Configurazione SF

Configurazione con un ΔT_{lift} compreso tra T_{Source} e $T_{DH,Forward}$, il fluido termovettore invece è riscaldato tra $T_{DH,Return}$ e $T_{DH,Forward}$. Questa configurazione può operare anche indipendentemente dalla presenza di altri sistemi di generazione di calore nell'impianto di teleriscaldamento.

Configurazione SD

Questa configurazione opera tra T_{Source} e T_{Demand}, ed è un'applicazione molto simile a quella attualmente presente nelle abitazioni. É una configurazione che funziona indipendentemente dall'allacciamento dell'utenza all'impianto di teleriscaldamento. Il posizionamento quindi della pompa di calore è decentrato rispetto

al teleriscaldamento, in modo da fornire calore direttamente all'utenza. Solitamente questo tipo di sistemi viene utilizzato nel caso in cui il teleriscaldamento sia in sovraccarico, quindi si tende ad alimentare una parte dell'utenza con una pompa di calore decentrata. Si è ipotizzato quindi che questa configurazione fornisca solo il 50% del fabbisogno termico dell'utenza, quindi $20kW$.

Configurazione SR

La pompa di calore è utilizzata per preriscaldare il fluido termovettore del ritorno del teleriscaldamento, operando quindi tra T_{Source} e $T_{DH,Return}$. In questa configurazione ci si aspetta quindi di lavorare a COP più elevati in quanto la temperatura di mandata del fluido in uscita dalla pompa è più bassa della configurazione SF. La pompa di calore in questo caso ha bisogno sicuramente di un ulteriore generatore di calore che aumenti ulteriormente la temperatura del fluido. Si impone un ΔT al fluido termovettore di $10°C$, valore in linea con le tecnologie attuali.

Configurazione RF

La pompa di calore utilizza la condotta di ritorno del teleriscaldamento come fonte di calore, e il fluido esce dalla pompa a $T_{DH,Forward}$. Per la configurazione RF sono state individuate due possibili sotto-configurazioni chiamate RF1 ed RF2, in figura 4.4. Nella configurazione RF2 si impone un ΔT di preriscaldamento dell'acqua di $10°C$.

Configurazione RD

Come la RF, anche questa configurazione utilizza l'acqua nella condotta di ritorno come fonte di calore. Il ΔT_{Lift} è tra $T_{DH,Return}$ e T_{Demand}. Questa configurazione ha bisogno di un altro sistema di generazione di calore che lavori in parallelo ad essa. Il posizionamento della pompa di calore è decentrato rispetto al teleriscaldamento. Come la configurazione SD, anche questa configurazione viene utilizzata nel caso di sovraccarico dell'impianto di teleriscaldamento. Anche in questo caso si è ipotizzato che la configurazione RD fornisca solo il 50% del fabbisogno termico dell'utenza, ovvero $20kW$.

In figura 4.2 si riporta una semplificazione degli schemi impiantistici per ogni configurazione individuata.
Nelle figure 4.3, 4.4 e 4.5 si riportano invece degli schemi impiantistici più completi, nei quali si distinguono:

- CV1: volume di controllo che racchiude la pompa di calore e la sua componentistica;

- CV2: volume di controllo che racchiude il sistema di teleriscaldamento;
- CV3: volume di controllo che racchiude il sistema nella sua interezza, compresa l'utenza;
- PLANT: sistema di generazione del calore tradizionale del teleriscaldamento;
- HS: *heating substation*, rappresenta la sottostazione di scambio tra circuito primario e secondario;
- Fan Coil: terminali d'erogazione dell'utenza allacciata;
- *Heat Source*: fonte di calore per la pompa di calore.

L'obiettivo di questa analisi è quindi quello di testare le varie configurazioni sull'impianto sperimentale di teleriscaldamento dell'Energy Center (4.1), analizzandone il COP di funzionamento della pompa di calore e definendo quindi la configurazione più vantaggiosa. Il lavoro ottimale è quello di provare tutte le configurazioni con la stessa pompa di calore, ma ciò è praticamente impossibile a partire dalle fonti di calore differenti di cui necessita ogni configurazione. In figura 4.6 sono riportate brevemente tutte le configurazioni in base alla heat source della quale necessitano. La heat source citata in figura 4.6 come return line, non è altro che la condotta di ritorno del teleriscaldamento, di conseguenza queste configurazioni saranno servite da pompe di calore acqua-acqua.

4.4 Analisi dei COP teorici

I primi risultati possono essere ottenuti dal calcolo del COP massimo teorico raggiungibile dalle pompe di calore in ogni configurazione, calcolato con l'equazione 2.2. Questo studio può essere utile per avere un'idea, seppur preliminare, di quale sarà la configurazione più efficiente al nostro caso. Si riportano di seguito i grafici con i valori dei COP teorici di tutte le configurazioni analizzate.

Le figure 4.7(a) e 4.7(b) riportano i valori dei COP teorici massimi per le configurazioni SF ed SR alimentate da pompe di calore ad aria, per ogni generazione di teleriscaldamento considerata, a due temperature esterne diverse di $T_{ext} = -7°C$ e $T_{ext} = 2°C$. É immediato vedere che in ogni caso, come già noto dalla letteratura, la pompa di calore aria-acqua è più performante a temperature più elevate.

La figura 4.8 riporta i COP teorici massimi per le configurazioni SF ed SR alimentate da una pompa di calore geotermica. Si nota come i valori risultino molto elevati rispetto alle pompe di calore aria-acqua, grazie alla temperatura della falda che rimane costante.

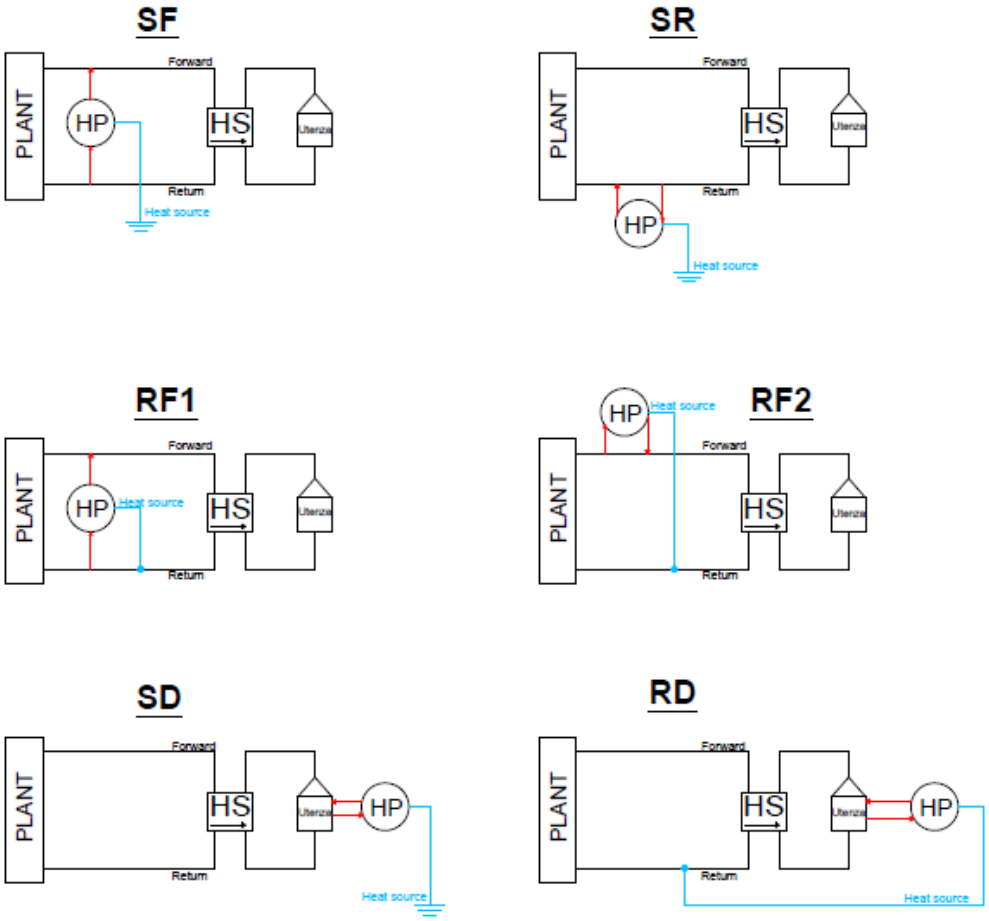


Figura 4.2: Schematizzazione semplificata delle configurazioni individuate

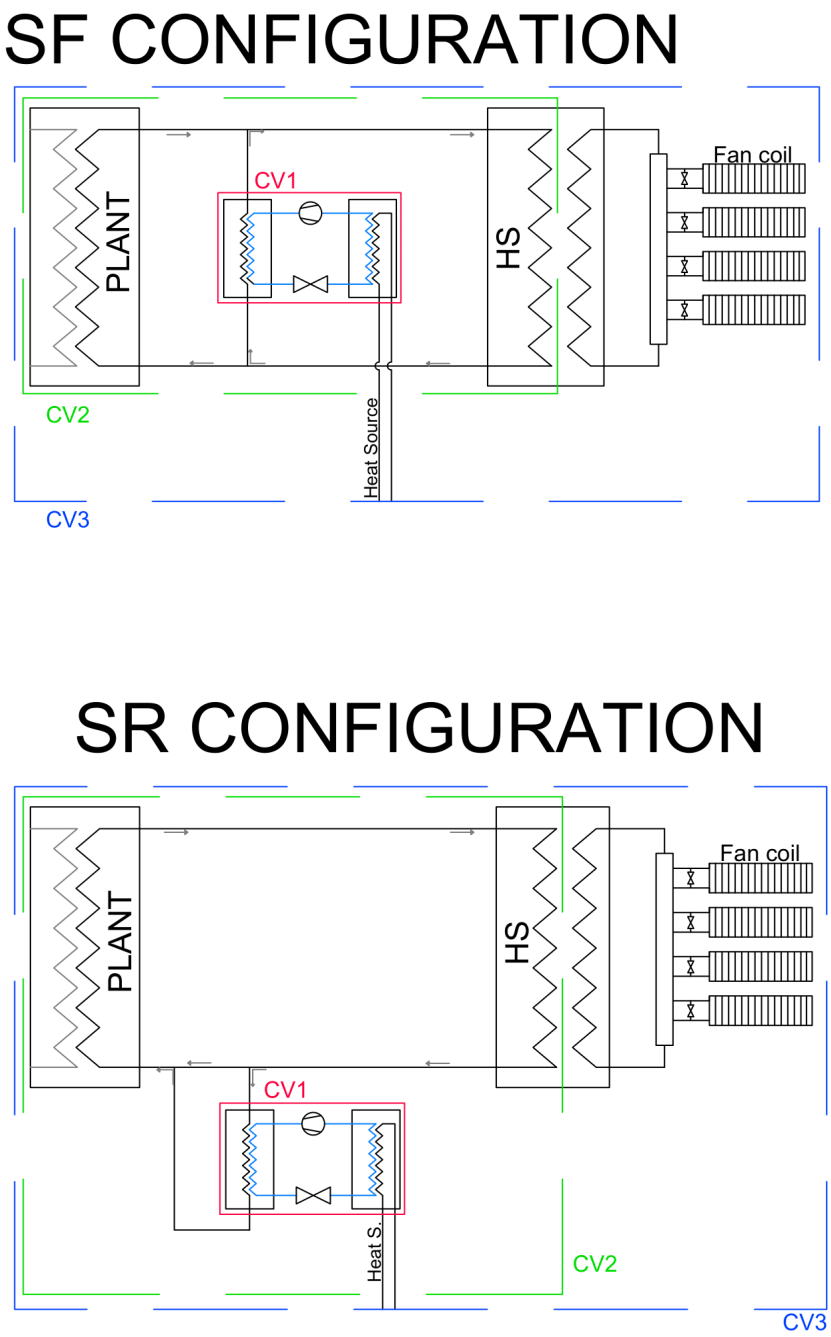


Figura 4.3: Schema completo configurazione SF ed SR

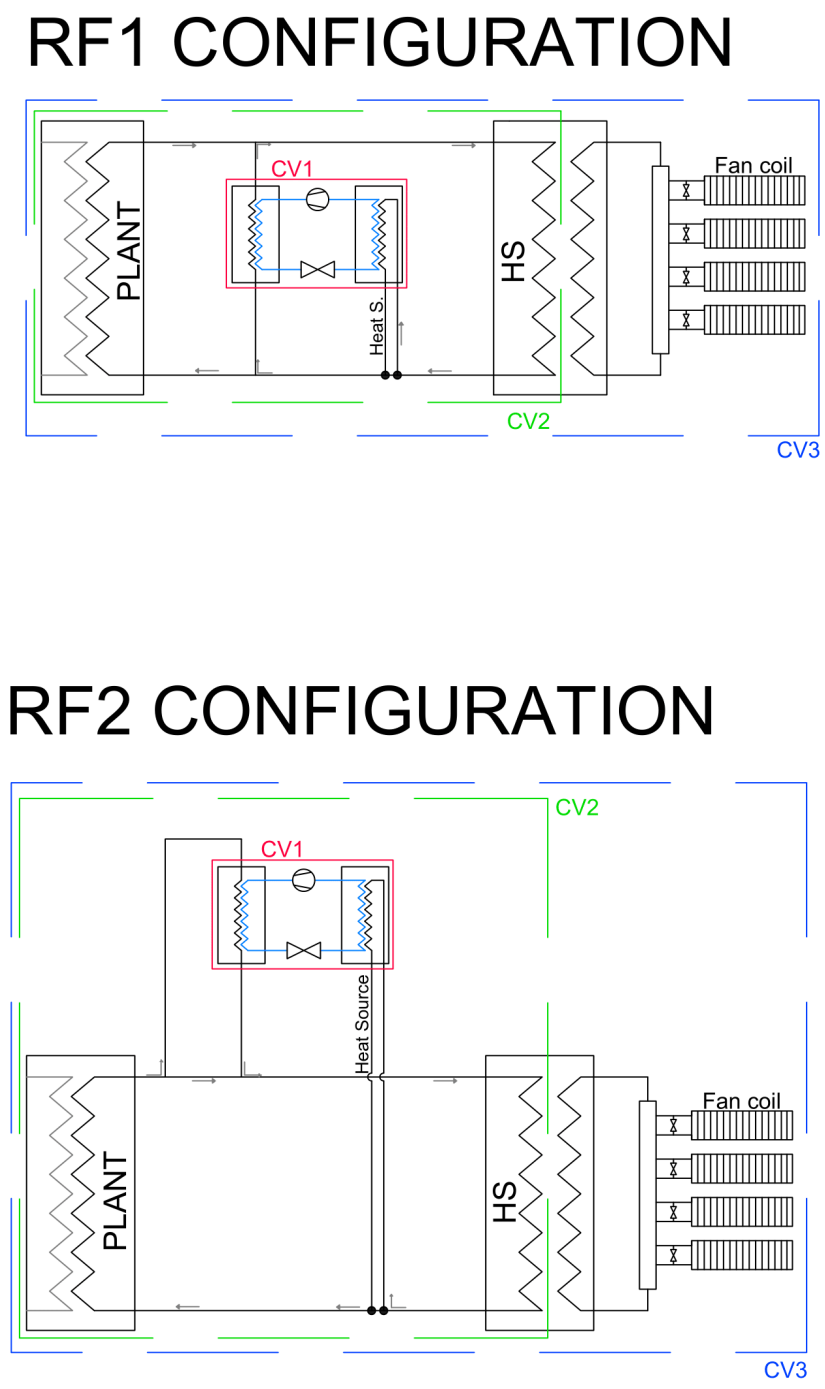
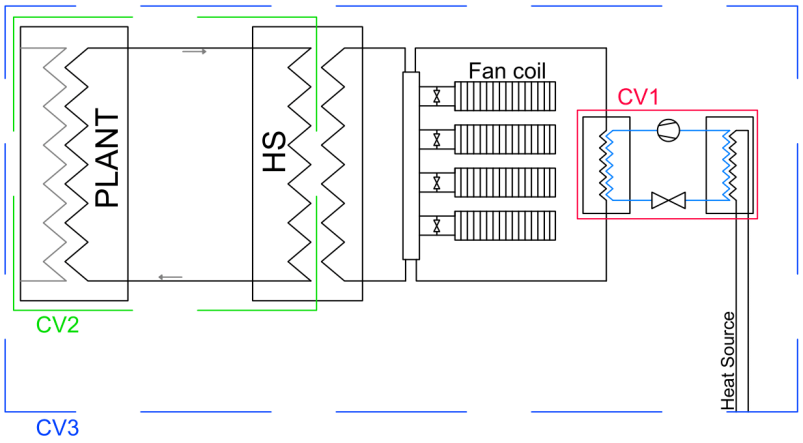


Figura 4.4: Schema completo configurazione RF1 ed RF2

SD CONFIGURATION



RD CONFIGURATION

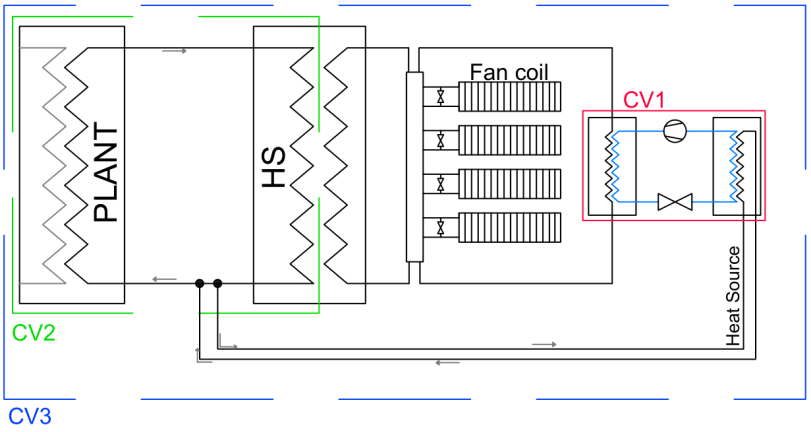


Figura 4.5: Schema completo configurazione SD ed RD

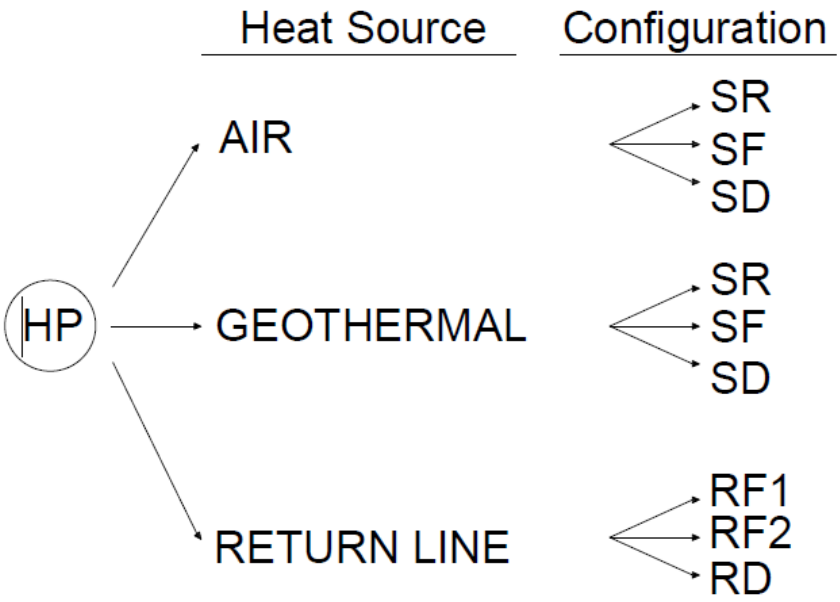
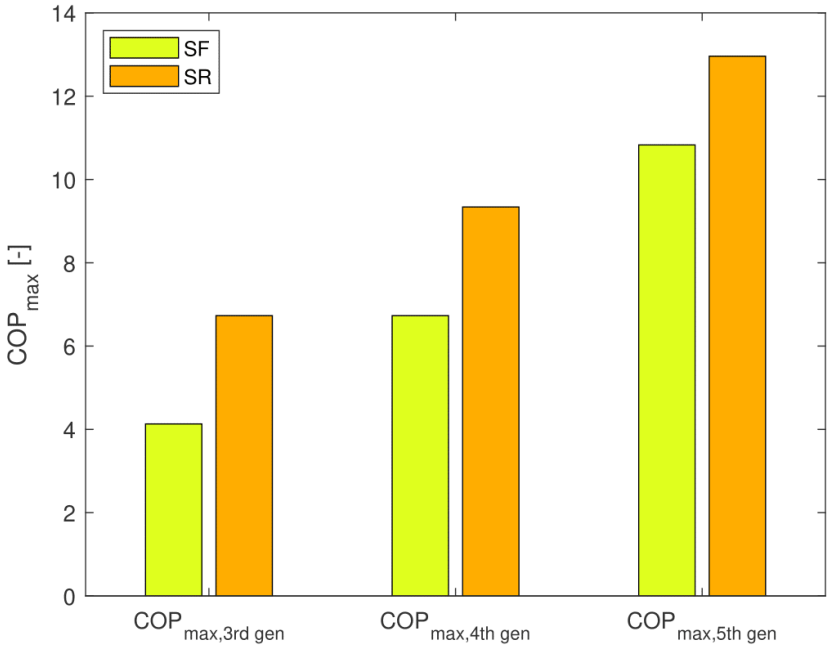
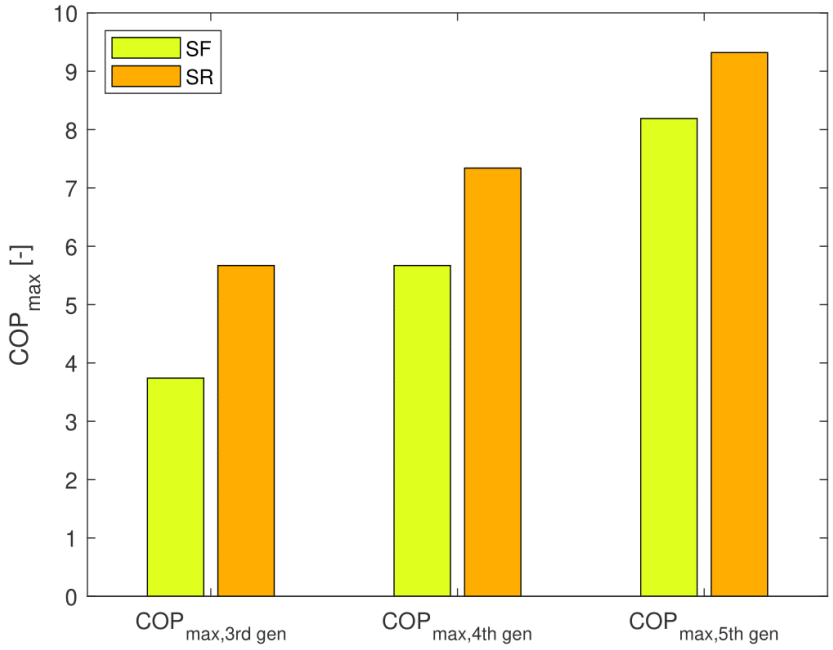


Figura 4.6: Configurazioni in base alle heat sources



((a)) COP massimo teorico per temperatura esterna di -7 °C



((b)) COP massimo teorico per temperatura esterna di 2 °C

Figura 4.7: Grafici dei COP massimi teorici per le configurazioni SF ed SR alimentate da pompa di calore aria-acqua

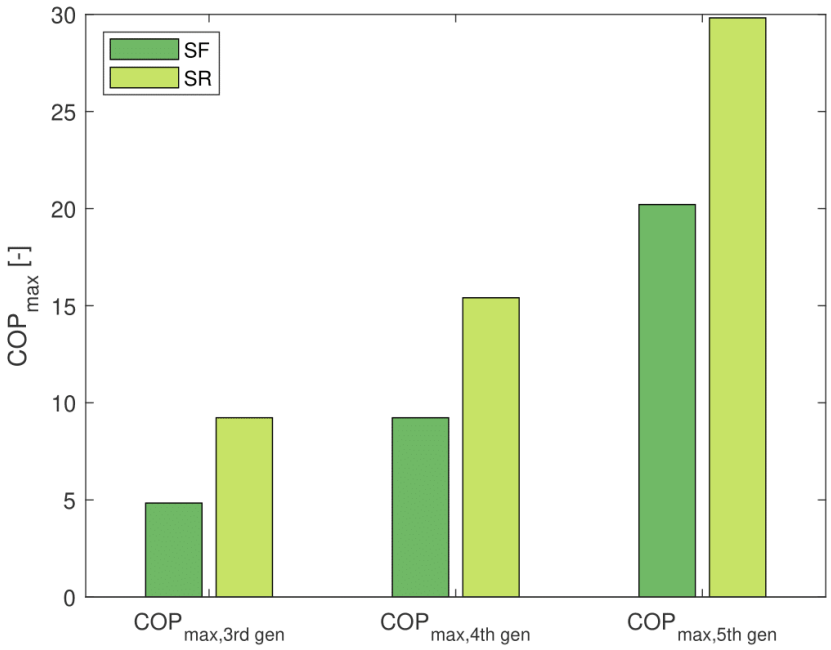


Figura 4.8: Grafico del COP massimo teorico per le configurazioni SF ed SR alimentate da pompa di calore geotermica

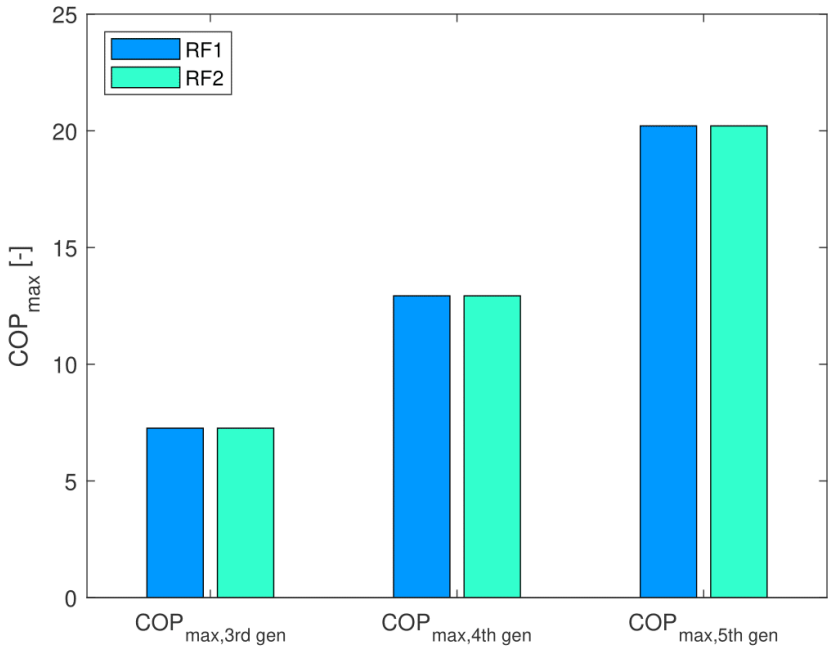


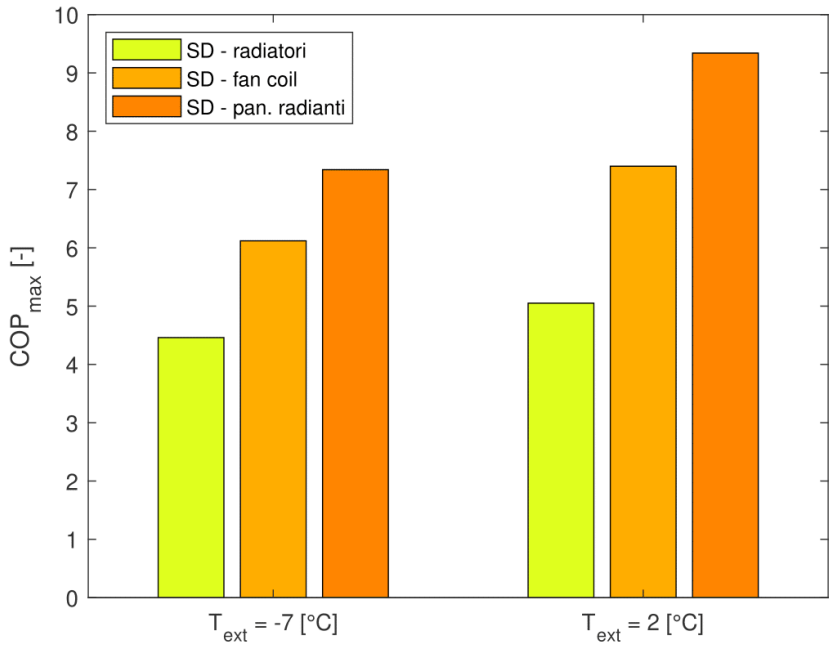
Figura 4.9: Grafico del COP massimo teorico per le configurazioni RF1 ed RF2 alimentate da pompa di calore acqua-acqua

Dal grafico in figura 4.9 si evincono invece i valori dei COP teorici calcolati per le configurazioni RF1 ed RF2. In questo caso i COP sono uguali per le due configurazioni per le varie generazioni di teleriscaldamento, in quanto le temperature della heat source e del fluido termovettore in mandata sono le medesime nei due casi.

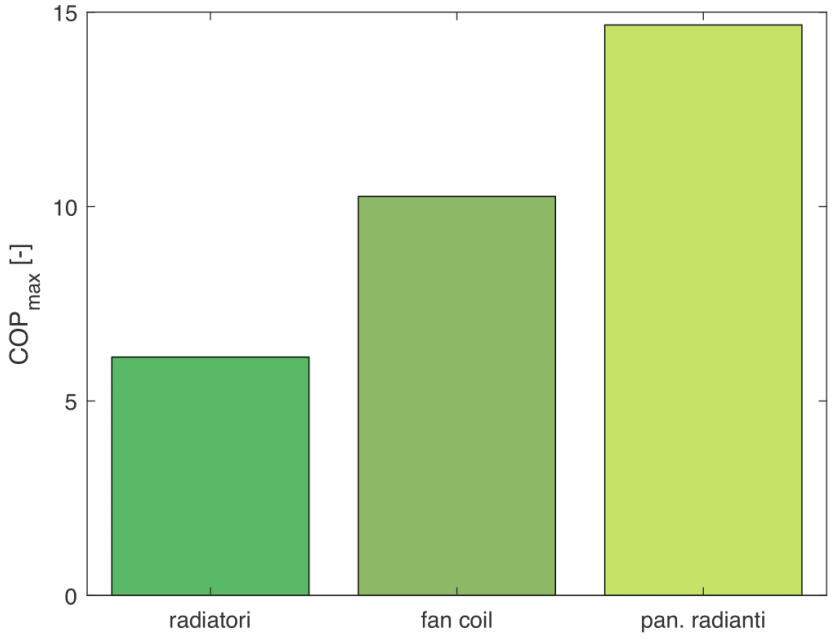
Per i calcoli del COP teorici per le configurazioni RD ed SD, ovvero quelle in cui la pompa di calore va a servire direttamente l'utenza, si è ipotizzato che l'utenza sia non solo formata da fan coil, ma anche da radiatori o da pannelli radianti. La differenziazione dei terminali di erogazione è stata fatta in modo tale che vari significativamente la temperatura di mandata del fluido termovettore, e di conseguenza sia possibile analizzare i COP teorici nei vari casi. In tabella 4.2 si evincono le temperature del fluido termovettore in entrata ai terminali d'erogazione:

Tabella 4.2: Temperature del fluido termovettore in entrata ai terminali d'erogazione

$T_{radiatori}[°C]$	$T_{fancoil}[°C]$	$T_{pan.radianti}[°C]$
70	45	35



((a)) COP massimo teorico ottenuto con pompa di calore aria-acqua, a diverse temperature esterne e per diversi terminali



((b)) COP massimo teorico ottenuto con pompa di calore geotermica per diversi terminali

Figura 4.10: Grafici dei COP massimi teorici per la configurazione SD

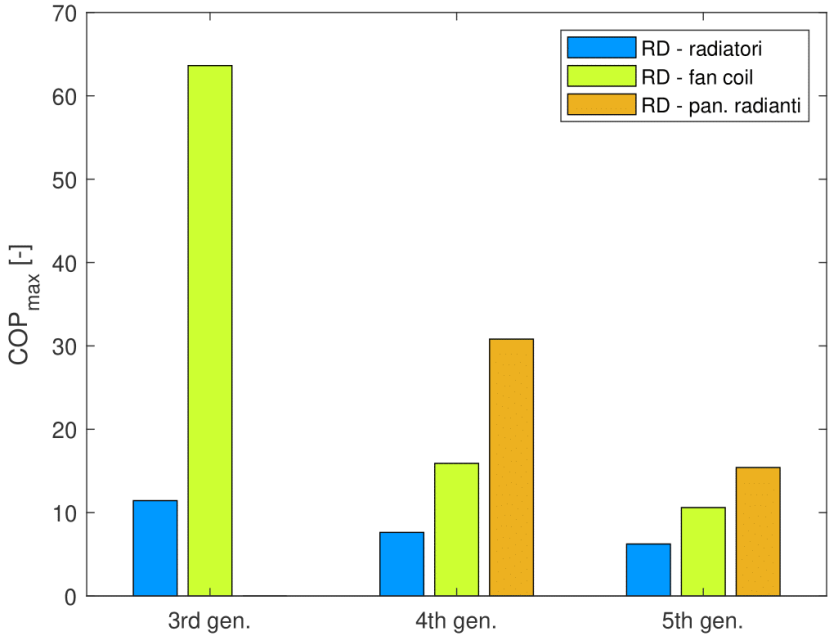


Figura 4.11: COP massimi teorici ottenuti per la configurazione RD per le diverse generazioni e per diversi terminali

Nelle figure 4.10(a) e 4.10(b) si mostrano i COP teorici calcolati per la configurazione SD, indipendente dal sistema di teleriscaldamento, nel caso di installazione di pompa di calore aria-acqua o geotermica. É evidente il vantaggio che porta la pompa di calore geotermica.

Infine la figura 4.11 mostra i COP teorici calcolati per la configurazione RD.

In generale è quindi possibile affermare dopo questa prima analisi, che i COP massimi teorici più elevati si hanno per la quinta generazione di teleriscaldamento, a prescindere dalla configurazione. Nello specifico invece si evince che le pompe di calore geotermiche o acqua-acqua portano degli indubbi vantaggi rispetto le pompe di calore aria-acqua, in quanto presentano dei COP più elevati.

4.5 Scelta delle pompe di calore ed analisi dei COP reali

Come step successivo del lavoro, si passa alla verifica dei COP reali, quindi del rapporto tra la potenza termica effettivamente immessa in ambiente dalla pompa di calore, e la potenza elettrica consumata dal compressore al suo interno.

Per eseguire questa analisi si è scelto di basarsi sui COP reali dichiarati da alcune aziende produttrici, consultando quindi i cataloghi disponibili.
Per quanto riguarda le pompe di calore aria-acqua ci si è basati sui sistemi prodotti da Riello S.p.A, invece per quanto riguarda le pompe di calore geotermiche ed acqua-acqua ci si è affidati ad Hoval [**25**] [**26**]. Dopo attente ricerche ed aver consultato minuziosamente i siti web di queste aziende, la scelta è ricaduta sui seguenti cataloghi:

- Riello NHX 044-164, Pompe di calore aria-acqua;
- Hoval Thermalia® twin (20-42), twin H (13-22).

Un vantaggio notevole che ha portato la scelta di Hoval Thermalia® è quello che questa pompa di calore può lavorare sia come sistema acqua-acqua che come sistema geotermico da falda. Ciò ha permesso di ridurre al minimo il numero di pompe di calore necessarie per testare tutte le configurazioni individuate.
La scelta è stata fatta in base alla potenza termica che la pompa di calore selezionata può fornire al sistema, partendo dal presupposto che la potenza nominale necessaria al sistema è di 40 kW e che il sistema di generazione originario presente sull'impianto non viene sostituito, bensì lavora in parallelo o in serie alla pompa di calore installata.
Come si vede dalle tabelle 5.6, 5.8, 5.5, 5.7, 5.9, 5.10, 5.11, 5.12 e 5.13 in Appendice, la scelta è ricaduta su sole due pompe di calore:

- **Riello NHX-044**
- **Hoval Thermalia Twin 20**

Nelle tabelle in figura 4.12, 4.13, 4.14 e 4.15 si riportano i valori dei COP ricavati dai cataloghi consultati, la potenza termica nominale della pompa di calore e la potenza che la caldaia già esistenze deve fornire in integrazione. Si è scelto di formattare con tre colori i valori nelle tabelle, in modo tale che il rosso rappresenti la condizione più sfavorevole e il verde quella più favorevole. I valori di COP non presenti nelle tabelle rappresentano dei casi non realizzabili, in quanto presentano dei ΔT del fluido termovettore della pompa di calore troppo elevati, oppure si ha una $T_{sorgente}$ per le pompe di calore acqua-acqua troppo elevata.

Configurazione SF Dalla figura 4.12 si evince che la condizione più favorevole è l'utilizzo della pompa di calore geotermica integrata in un sistema di teleriscaldamento di quinta generazione, alla quale si ha un COP molto elevato di 8.85.

	Configurazione SF - COP		
	3rd gen.	4th gen.	5th gen.
HP aria-acqua, T_{ext}=-7 °C	\	\	2.50
HP aria-acqua, T_{ext}=2 °C	\	\	3.88
HP geotermica, T_{falda}=15 °C	\	4.74	8.85

Figura 4.12: COP reali per la configurazione SF

	Configurazione SR - COP		
	3rd gen.	4th gen.	5th gen.
HP aria-acqua, T_{ext}=-7 °C	1.56	2.29	2.50
HP aria-acqua, T_{ext}=2 °C	2.48	3.55	3.88
HP geotermica, T_{falda}=15 °C	4.74	7.45	8.85

Figura 4.13: COP reali per la configurazione SR

Configurazione SR Come nella configurazione SF, anche nella configurazione SR come si evince dalla tabella in figura 4.13, la condizione più favorevole è l'utilizzo della pompa di calore geotermica integrata in un sistema di teleriscaldamento di quinta generazione. Si noti che questa configurazione è applicabile a qualsiasi sistema di teleriscaldamento, a prescindere dalla generazione dello stesso, grazie al ΔT del fluido termovettore fissato, in questo caso, a $10°C$. Per questioni di versatilità quindi, si può affermare che questa configurazione è preferibile a quella precedente.

Configurazione RF Come si evince dalla figura 4.14 e dalla tabella 5.9 e 5.10, le due configurazioni RF1 ed RF2 si comportano praticamente allo stesso modo, presentando dei COP uguali a quelli dell'utilizzo in modalità geotermica della pompa di calore. Una discriminante quindi tra l'utilizzo della pompa di calore in modalità geotermica o acqua-acqua potrebbe essere la semplicità del collegamento alla fonte di calore. Si noti che per la 4th generazione nella realtà i COP sono più elevati dei valori in tabella, in quanto il catalogo consultato presenta i COP fino ad una $T_{sorgente}$ di $15°C$, quando la $T_{sorgente}$ per la quarta generazione è di $25°C$.

	Configurazioni RF - COP		
	3rd gen.	4th gen.	5th gen.
RF1	\	4.74	8.85
RF2	\	4.74	8.85

Figura 4.14: COP reali per la configurazione RF

	Configurazione SD - COP		
	Radiatori	Fan coil	Pan. Radianti
HP aria-acqua, T_{ext}=-7 °C	\	2.08	2.48
HP aria-acqua, T_{ext}=2 °C	\	3.17	3.95
HP geotermica, T_{falda}=15 °C	\	5.59	7.45
	Configurazione RD - COP		
	Radiatori	**Fan coil**	**Pan. Radianti**
HP acqua-acqua, T_{sorg}=15 °C	\	5.59	7.45
HP acqua-acqua, T_{sorg}=25 °C	\	5.59	7.45

Figura 4.15: COP reali per le configurazioni SD ed RD

Configurazione SD e RD In tabella in figura 4.15 si riportano i valori dei COP per le pompe di calore per le configurazioni SD ed RD. Come anticipato, i COP più elevati li presentano le pompe di calore geotermiche o acqua-acqua, nel caso in cui alimentino dei fan coil o dei pannelli radianti. Nello specifico i COP più elevati sono quelli delle pompe di calore acqua-acqua nel caso di $T_{sorgente}$ di $25°C$, che saranno poco più elevati di quelli in tabella. Si noti inoltre l'impossibilità di alimentare dei radiatori tramite delle pompe di calore commerciali e non ad alta temperatura, specifiche per l'applicazione.

In generale è quindi possibile affermare, come ci si aspettava già dall'analisi dei COP massimi teorici, che le pompe di calore aria-acqua sono quelle che presentano un COP reale più basso rispetto le altre. Tuttavia esse sono le meno costose e la loro installazione è sicuramente meno complessa, motivi che possono essere fondamentali per la loro scelta.

Capitolo 5

Integrazione del solare termico nel circuito secondario

In questa parte del lavoro di tesi si sono analizzate le prestazioni e la convenienza di un impianto solare termico integrato con il teleriscaldamento. Ciò introduce al concetto di *prosumer*, unione delle figure del *provider* e del *consumer*. Di fatti l'integrazione del solare termico non è stata pensata per essere indipendente dal sistema di teleriscaldamento e quindi servire solo il circuito secondario, bensì l'impianto comunica con il circuito primario. É possibile implementare questo tipo di sistema grazie all'utilizzo delle *sottostazioni reversibili*, le quali come dice la parola stessa, attraverso un sistema di scambiatori, permettono di scambiare calore dal primario al secondario come le sottostazioni standard, ma anche dal circuito secondario al circuito primario.

Si distinguono più casistiche in base alle condizioni meteorologiche:

1. Caso in cui la produzione solare superi il fabbisogno di potenza termica dell'utenza: in questo caso l'impianto solare termico fornisce tutta la potenza necessaria all'utenza, ed attraverso una regolazione della portata, il resto viene mandato in sottostazione e scambiato con il circuito primario;

2. Caso in cui c'è produzione solare ma è minore del fabbisogno di potenza termica dell'utenza: in questo caso la potenza prodotta dal solare termico viene interamente inviata all'utenza ed il resto viene fornito dalla rete di teleriscaldamento;

3. Caso in cui non è presente produzione solare: può capitare che in condizioni meteorologiche particolarmente avverse non ci sia produzione solare. In questo caso il sistema di teleriscaldamento fornirà tutta la potenza necessaria all'utenza.

5.1 Impianto solare termico dell'Energy Center

L'impianto utilizzato per lo studio è quello già presente sul tetto dell'Energy Center, sito in Via Paolo Borsellino 38 a Torino. Di seguito si riportano in tabella 5.1 i dati caratteristici dell'impianto sopracitato.

Tipologia di impianto	Solare termico per riscaldamento e ACS
Tipo di collettore	Collettore a tubi sottovuoto
Superficie di apertura	$30[m^2]$
η_0	0.89
a_1	$1,8$
a_2	$0,008$
Inclinazione	$15°$
Angolo azimutale	$0°$

Tabella 5.1: Caratteristiche principali descrittive dell'impianto solare termico

Tuttavia dell'impianto reale non si hanno tutti i dati tecnici a disposizione, bensì sono a disposizione solo la superficie di apertura e gli angoli di inclinazione ed azimutale. I coefficienti a_1, a_2 ed η_0 sono stati ricavati dalla normativa UNI/TS 11300-4, la quale fornisce i dati suddetti in base alla tipologia di collettori installati.

5.2 Dati meteorologici

Un'analisi affidabile su un impianto solare termico deve essere basata su dei dati climatici solidi e completi. Per questo lavoro si è scelto di ricavarli da *PVGIS*, un sito online comprendente un tool, di proprietà della Commissione Europea [**27**]. *PVGIS* fornisce informazioni sulla radiazione solare e sulle performance dei pannelli fotovoltaici per tutte le località europee ed africane, e buona parte delle località asiatiche ed americane. *PVGIS* utilizza i dati della radiazioni solari ricevuti da satelliti ad alta qualità ed alta risoluzione, invece la temperatura esterna e la velocità del vento vengono ricavati da *reanalysis climate models*.
Per il lavoro di tesi si è scelto di basare le analisi considerando 3 anni di dati rilevati, dal 1 Gennaio 2018 al 31 Dicembre 2020, in modo tale da considerare un dataset più robusto. Ciò è molto utile per ridurre gli effetti della stocasticità del meteo. I dati di input al tool per ottenere dei dati orari sono:

- Database di radiazione solare;
- Anni considerati;

- Tipo di montaggio:
  - Inclinazione;
  - Orientamento (Azimuth);

Il dataset ottenuto si presenta come in tabella 5.2:

Tabella 5.2: Dataset ottenuto da PVGIS

Date and Time	Gb(t) [W/m^2]	Gd(t) [W/m^2]	Gr(t) [W/m^2]	T2m [$^\circ$ C]	**Gg(t)** [W/m^2]
1/1/2018 00:10	0	0	0	2.65	0
..	..	..	..	..	..
1/1/2018 08:10	29.59	62.2	0.24	3.2	92.03

dove:

- Date and Time: data ed ora della rilevazione oraria;
- Gb(t): Irradianza diretta sulla superficie del collettore;
- Gd(t): Irradianza diffusa sulla superficie del collettore;
- Gr(t): Irradianza riflessa sulla superficie del collettore;
- T2m: Temperatura oraria dell'ambiente esterno;
- Gg(t): Irradianza globale sulla superficie del collettore.

Come prima operazione si è aggiunta la colonna dell'irradianza globale, che non era presente nel dataset originale, come somma dell'irradianza diretta, diffusa e riflessa. Poi si è proceduto ad un *data cleaning* preliminare, eliminando tutte le righe che corrispondevano ad un'irradianza globale pari a $0W/m^2$, in quanto non utili al calcolo della produzione solare oraria dell'impianto in analisi.
La valutazione è stata eseguita considerando solo i valori del dataset che vanno dal 1 Gennaio 2018 al 31 Dicembre 2020.

5.3 Configurazioni impiantistiche analizzate

L'analisi è stata condotta distinguendo il periodo estivo da quello invernale, in base alle date disposte dalla legge per l'accensione del riscaldamento domestico nel Comune di Torino riportate in tabella 5.3:

Tabella 5.3: Date per l'accensione del riscaldamento domestico per il comune di Torino

	Date
Periodo invernale	15 Ottobre - 15 Aprile
Periodo estivo	16 Aprile - 14 Ottobre

La distinzione in stagioni è necessaria in quanto per il solare termico, a meno che non sia un impianto a svuotamento, non è possibile fermare la produzione termica, pertanto è necessario che lavori anche in estate. A questo proposito è stato aggiunto al sistema energetico un boiler per l'acqua calda sanitaria da $300litri$ il quale assorbe una potenza costante di $10kW$ nelle ore in cui c'è una certa produzione solare, chiaramente solo nel periodo estivo. Esso sarà alimentato esclusivamente dal solare termico presente, e nel caso di presenza di surplus termico, la potenza sarà mandata al teleriscaldamento grazie alla sottostazione reversibile, ipotizzando che il sistema di riscaldamento in esame fornisca anche acqua calda a delle utenze.

L'integrazione del solare termico sul circuito secondario è stata fatta solo per i sistemi di teleriscaldamento di 4th e 5th generazione, per questione di compatibilità con le temperature dei flussi presenti. Di fatti la 3rd generazione di teleriscaldamento, come si vede in tabella 4.1, lavora con temperatura di mandata a $90°C$ che è troppo alta per la produzione di acqua calda da solare.

Prima configurazione 4th generazione In figura 5.1 si riporta lo schema funzionale della prima configurazione considerata per la 4th generazione di teleriscaldamento. In questo caso si imposta la temperatura di uscita del fluido termovettore dal collettore solare $T_{out,coll}$ a $60°C$, quindi ad una temperatura maggiore di quella di mandata del teleriscaldamento. Nel caso quindi di presenza di surplus di potenza termica, sarà possibile scambiare calore nella sottostazione reversibile in maniera naturale, in quanto la temperatura di mandata del teleriscaldamento sarà minore di $T_{out,coll}$, in modo tale che il circuito primario del teleriscaldamento guadagni potenza dal circuito secondario. Il resto della potenza termica prodotta dal solare invece servirà l'utenza, alla quale si manderà fluido a $45°C$ grazie alla miscelazione tramite la valvola *V1* che avviene tra l'ingresso e l'uscita dal collettore. Nel caso in cui ci fosse produzione solare ma non surplus, essa viene utilizzata come integrazione al teleriscaldamento, grazie all'unione dei flussi che avviene con la valvola a tre vie *V2*.

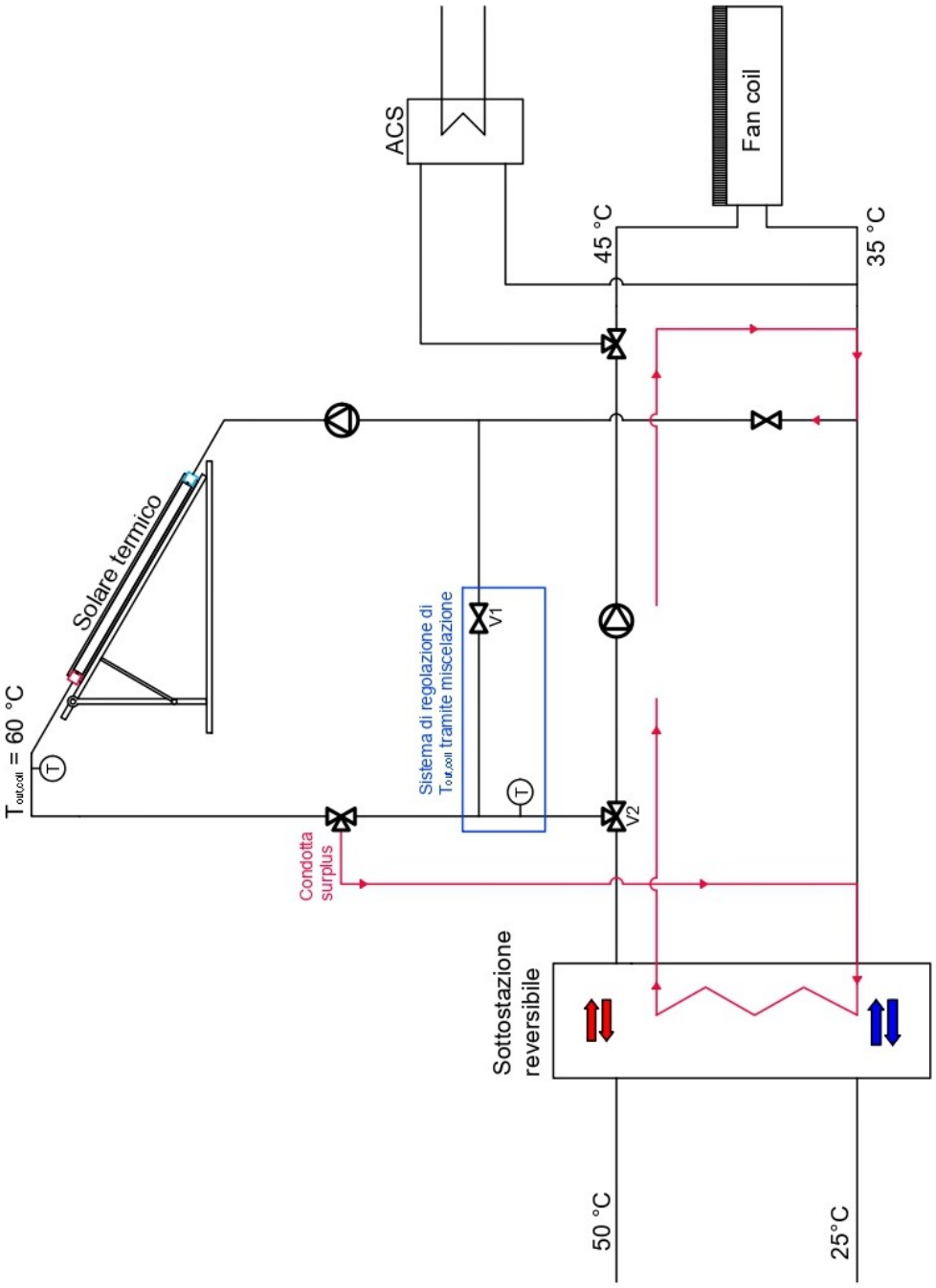


Figura 5.1: Configurazione n. 1 per la 4th generazione

Seconda configurazione 4th generazione In figura 5.2 si riporta lo schema funzionale della seconda configurazione considerata per la 4th generazione di teleriscaldamento. La $T_{out,coll}$ è fissata ad un valore di $45°C$, in modo tale che la produzione solare destinata a soddisfare l'utenza non abbia bisogno di miscelazione, in quanto la temperatura è compatibile con quella necessaria ai fan coil. Nel caso di presenza di surplus però è chiaro che la temperatura del fluido nella condotta del surplus debba essere riscaldato, in modo tale che possa scambiare calore nella sottostazione con il circuito primario. A questo proposito è possibile installare una pompa di calore, che porti il fluido sino ad una temperatura di $55 - 60°C$, o comunque maggiore della temperatura di mandata del teleriscaldamento pari a $50°C$. Tuttavia questa configurazione presenta delle criticità legate all'installazione della pompa di calore:

- maggiore costo dell'impianto;
- maggiore bisogno di manutenzione;
- nota l'estrema variabilità della potenza in surplus, diverrebbe complicato scegliere correttamente la pompa di calore, in quanto si potrebbe trovare spesso in sovraccarico o a lavorare ad un carico troppo basso quindi con conseguente crollo dell'efficienza.

Prima configurazione 5th generazione In figura 5.3 si riporta lo schema funzionale della prima configurazione considerata per la 5th generazione di teleriscaldamento. In questa particolare configurazione il circuito primario ed il circuito secondario non comunicano direttamente, bensì la mandata del teleriscaldamento viene utilizzata come heat source di una pompa di calore installata sul secondario che alimenta l'utenza. In questo caso si imposta $T_{out,coll}$ ad un valore di $45°C$, temperatura compatibile con il funzionamento dei fan coil e con lo scambio in sottostazione.

Seconda configurazione 5th generazione Infine in figura 5.4 si riporta lo schema funzionale della seconda configurazione considerata per la 5th generazione di teleriscaldamento. In questa configurazione l'utenza, rappresentata fino ad ora da dei fan coil, è composta da pannelli radianti le quali temperature del fluido termovettore necessario al loro funzionamento sono compatibili con i sistemi di teleriscaldamento di quinta generazione. In questo tipo di sistemi è comunque necessaria una pompa di calore, la quale però in questo caso serve solo come booster per la temperatura del circuito secondario T_{utenza}. Con questo tipo di configurazione è possibile anche abbassare ulteriormente il valore di $T_{out,coll}$ fino a $35°C$, così

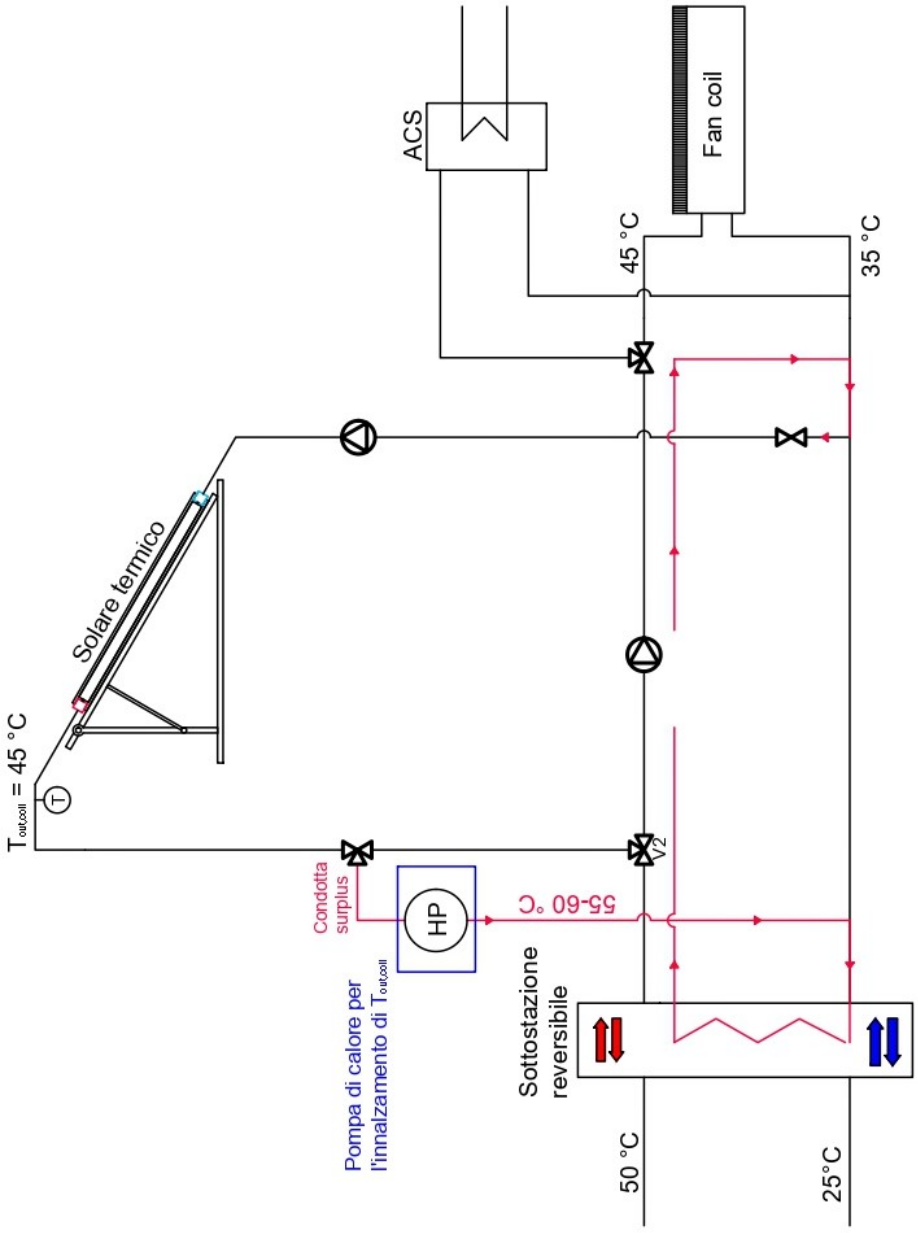


Figura 5.2: Configurazione n. 2 per la 4th generazione

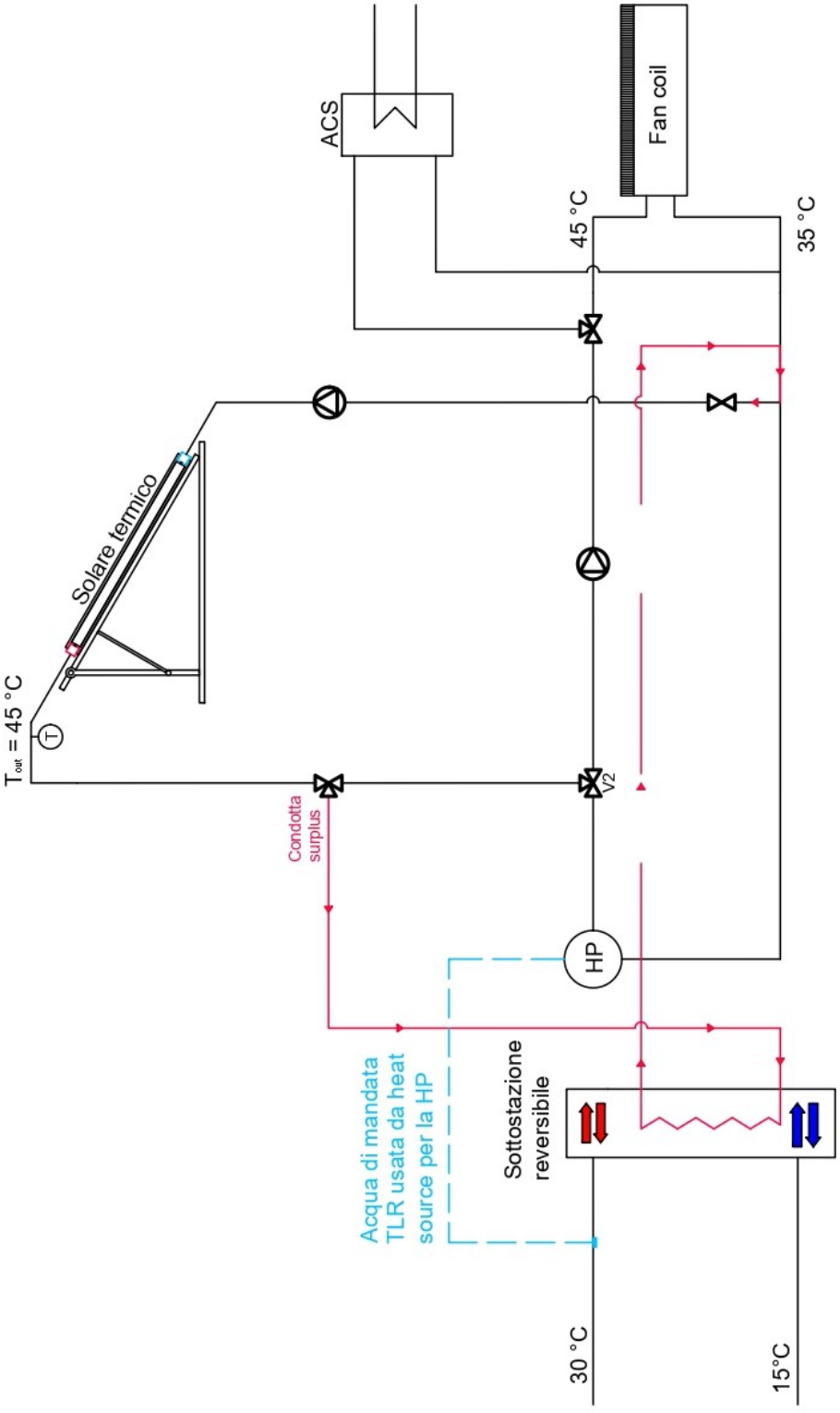


Figura 5.3: Configurazione con fan coil per la 5th generazione

da poter alimentare i pannelli radianti e poter scambiare calore nella sottostazione reversibile.

Si fa presente che affinché l'acqua calda sanitaria abbia una temperatura consona, si considera che in tutte le configurazioni durante il periodo estivo il valore di $T_{out,coll}$ è fissato a $60°C$.

5.4 Calcolo del fabbisogno termico

É chiaro che non è ipotizzabile che le utenze abbiano una richiesta di potenza termica costante di $40kW$ durante tutto il periodo invernale. La variazione della richiesta dell'utenza è stata calcolata ipotizzando che l'utenza sia domestica, o comunque un'utenza termica disposta per il riscaldamento di un ambiente. In questi casi si ha:

$$\Phi_{utenza}(t) = k \cdot (T_{int} - T_{ext}(t)) \tag{5.1}$$

dove:

- Φ_{utenza}: potenza termica istantanea richiesta dall'utenza;
- T_{int}: temperatura interna dell'ambiente riscaldato impostata a $20[°C]$;
- T_{ext}: temperatura istantanea dell'ambiente esterno;
- Nella costante k si includono:
  - Caratteristiche termofisiche dell'edificio;
  - Area dell'involucro dell'edificio.

Fissando una potenza termica richiesta $\Phi_{utenza} = 40kW$ ad una $T_{ext} = -8°C$ come previsto dall'Allegato Nazionale A della norma UNI EN 12831 per la provincia di Torino, è possibile determinare la costante k. Essendo disponibili le temperature esterne orarie dal database PVGIS (tabella 5.2), è possibile calcolare il carico richiesto dall'utenza ora per ora.
Essendo ora in possesso del fabbisogno termico orario dell'utenza, è possibile verificare la presenza di produzione in surplus, calcolando la differenza tra la potenza solare prodotta e la potenza richiesta dall'utenza.

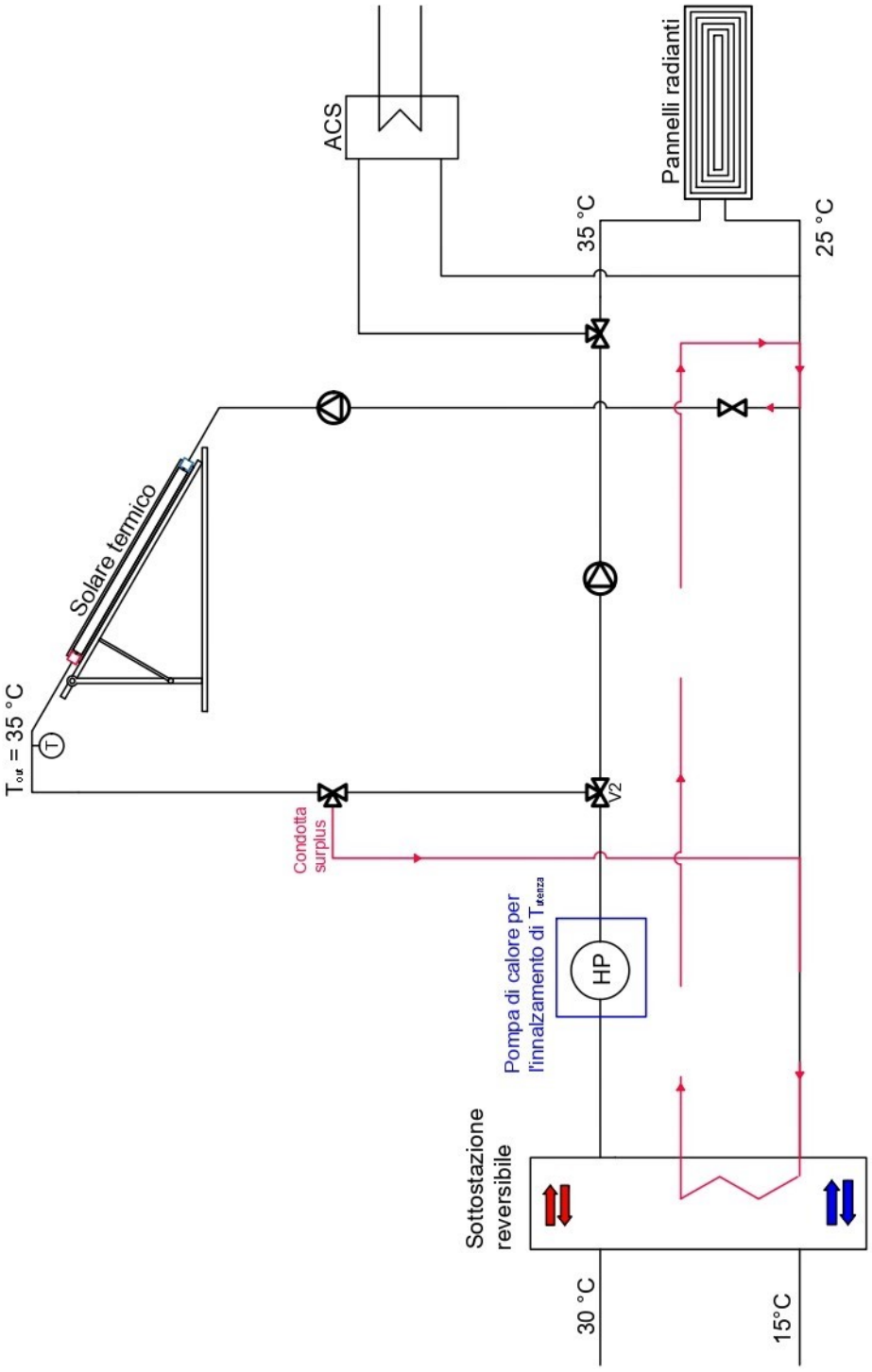


Figura 5.4: Configurazione con pannelli radianti per la 5th generazione

5.5 Casistiche meteorologiche significative

Prima di effettuare un'analisi di fattibilità economica o un'analisi tecnica sul surplus termico disponibile annualmente, è utile verificare se effettivamente l'installazione delle sottostazioni reversibili e quindi l'introduzione della figura del *prosumer* porta effettivamente a dei vantaggi. Per dimostrare questo sono state realizzate delle matrici con dei casi significativi, riportando il valore del surplus e della produzione solare, in base a fattori come l'irradianza e la temperatura esterna, la quale determina la richiesta dell'utenza. Queste tabelle non sono state create per tutte le configurazioni analizzate, ma solo per due configurazioni, una per generazione di teleriscaldamento in quanto non hanno l'obiettivo di esporre i vantaggi di una configurazione piuttosto che un'altra, bensì si vuole solo dimostrare i vantaggi apportati dall'installazione delle sottostazioni reversibili.
La significatività delle casistiche è stata definita in base all'esperienza dell'analista. Tra i vari rilevamenti orari presenti nel database si sono selezionati 5 giorni che riportano le seguenti caratteristiche:

1. Temperatura invernale molto bassa ed irradianza molto bassa;
2. Temperatura invernale molto alta ed irradianza molto alta;
3. Giornata con temperatura invernale di un valore medio e molto soleggiata;
4. Giornata con temperatura invernale di un valore medio e poco soleggiata;
5. Giornata con temperatura invernale di un valore medio e mediamente soleggiata;

I 5 casi selezionati racchiudono a grandi linee tutte le condizioni meteorologiche possibili.

In figura 5.5 e 5.6 si riportano le matrici create per due configurazioni, rispettivamente per la 4th e la 5th generazione di teleriscaldamento. Da queste tabelle sopracitate si evince che in 4 casistiche su 5 si ha un certo valore di surplus. Come ci si aspettava l'unico caso in cui non si ha un surplus termico è la giornata con temperatura molto bassa ed un'irradianza molto bassa, di fatto in questo caso la richiesta termica è molto elevata (vicino al carico nominale) e la produzione solare è molto bassa, se non nulla. Nella seconda casistica analizzata invece è possibile notare che praticamente tutta la produzione solare, è surplus che può essere immesso nella rete di teleriscaldamento, e ciò accade in quanto la temperatura esterna T_{ext} è maggiore di quella di set-point interna T_{int}. Tale calore può essere sfruttato da altre utenze allacciate alla rete, come ad esempio edifici con una temperatura di set-point maggiore di $20°C$ oppure utenze che richiedono calore per l'acqua

	MATRICE DEI CASI INVERNALI 4th GENERAZIONE DI TELERISCALDAMENTO				
Caso analizzato	T invernale bassa e irradianza bassa	T invernale alta e irradianza alta	Giornata T media e soleggiata	Giornata T media ma poco soleggiata	Giornata T media mediamente soleggiata
Data	26/2/18 8.10	10/4/20 11.10	16/3/18 12.10	22/12/19 13.10	21/2/20 12.10
Temperatura esterna [°C]	-4.88	20.18	12.79	12.75	12.78
irradianza [W/m^2]	118	997.76	906.02	485.42	586.8
Produzione solare [kW]	0.0	25.0	22.0	10.8	13.5
Surplus [kW]	0.0	25.0	11.7	0.4	3.2

Figura 5.5: Matrice dei casi significativi invernali per la 4th generazione di teleriscaldamento

calda sanitaria. Dalle tre casistiche a temperatura media invece si evince che si ha un surplus proporzionale al valore dell'irradianza. É possibile prendere un valore nell'intorno dell'irradianza ed un valore nell'intorno della temperatura della quarta casistica , pari rispettivamente a $485.42 W/m^2$ e $12.75°C$, come valori limite affinché ci sia surplus di produzione solare in inverno.

Tuttavia, affinché si dimostri che l'investimento per una sottostazione reversibile sia giustificato, è necessario analizzare anche la situazione estiva, alla quale si ipotizza che il teleriscaldamento ed i collettori solari forniscano calore esclusivamente per l'acqua calda sanitaria. La matrice dei risultati per il caso estivo si riporta in figura 5.7. In questa analisi sono state analizzate tre casistiche:

1. Irradianza molto elevata;
2. Temperatura esterna molto elevata;
3. Giornata tipo mattina presto in estate.

Se nelle due casistiche ci si aspettava a priori una produzione solare in surplus, ciò non era scontato nella terza casistica considerata. Si è voluto analizzare la terza situazione considerando il valore dell'irradianza ad un orario in cui è notoriamente bassa. Ciò è stato fatto proprio per dimostrare l'utilità delle sottostazioni reversibili in estate, periodo in cui anche in orari di irradianza bassa rispetto la media giornaliera, si riesce a produrre potenza termica in surplus.

In conclusione, è possibile affermare che l'installazione di una sottostazione reversibile in questo tipo di sistemi è conveniente dal punto di vista tecnico, sia in regime invernale che estivo.

	MATRICE DEI CASI INVERNALI 5th GENERAZIONE DI TELERISCALDAMENTO				
Caso analizzato	T invernale più bassa e Irr. bassa	T invernale più alta e Irr. + alta	Giornata T media e soleggiata	Giornata T media ma poco soleggiata	Giornata T media mediamente soleggiata
Data	26/2/18 8.10	10/4/20 11.10	16/3/18 12.10	22/12/19 13.10	21/2/20 12.10
Temperatura esterna [°C]	-4.8	20.2	12.8	12.8	12.8
Irradianza [W/m^2]	118.0	997.8	906.0	485.4	586.8
Produzione solare [kW]	0.8	26.0	23.1	11.9	14.6
Surplus [kW]	0.0	26.0	12.8	1.5	4.2

Figura 5.6: Matrice dei casi significativi invernali per la 5th generazione di teleriscaldamento

	MATRICE DEI CASI ESTIVI 4TH E 5TH GENERAZIONE DI TELERISCALDAMENTO		
Caso analizzato	Irradianza + alta	T esterna + alta	Giornata tipo estate mattina presto
Data	28/4/19 11.10	27/6/19 15.10	5/7/19 7.10
Temperatura esterna [°C]	16.89	38	25.25
Irradianza [W/m^2]	1062.82	620.07	484.24
Produzione solare [kW]	26.3	15.9	11.4
Surplus [kW]	16.3	5.9	1.4

Figura 5.7: Matrice dei casi significativi estivi per la 4th e la 5th generazione di teleriscaldamento

5.6 Risultati

Dopo aver costruito la matrice dei casi e quindi aver dimostrato che l'installazione delle sottostazioni è conveniente, è necessario ora quantificare il surplus. Il calcolo è stato eseguito sulle rilevazioni meteo orarie su base di 3 anni, contando in quante di queste ore si va in surplus di potenza termica. Il risultato finale è stato successivamente mediato su un solo anno, per rendere più interpretabili i numeri. Nelle figure 5.8(a) e 5.8(b) si riportano i surplus invernali orari per le due configurazioni considerate abbinate ad un impianto di 4th generazione. Si nota che nella seconda configurazione analizzata, ovvero quella che elabora delle temperature minori, il numero di surplus rilevato è leggermente maggiore di quello della prima configurazione. Ciò è dovuto al fatto che l'efficienza del collettore, e quindi la produzione solare, aumenta al diminuire della $T_{out,coll}$.

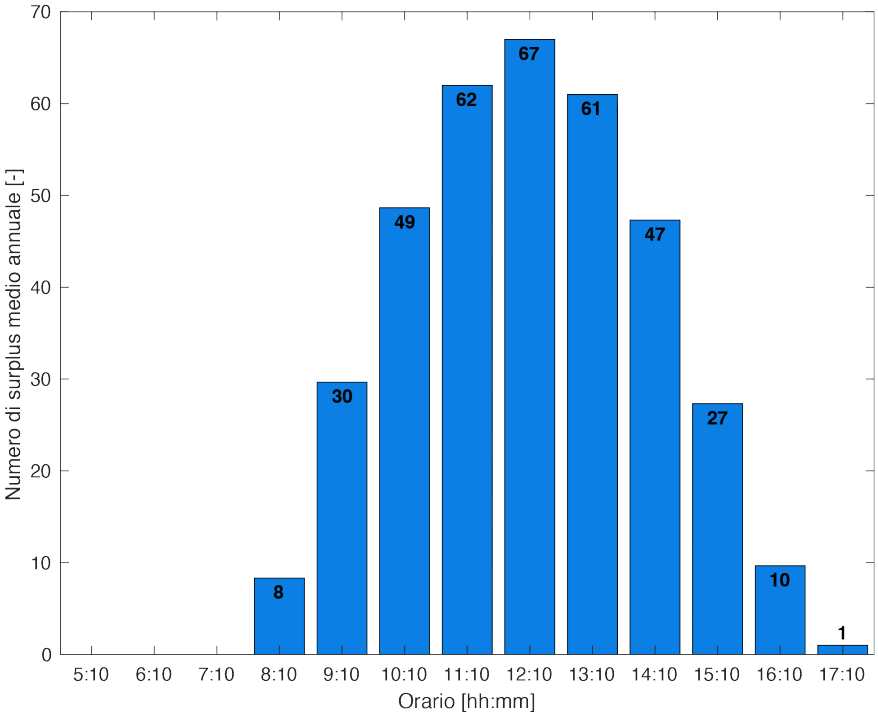
Le figure 5.9(a) e 5.9(b) mostrano i surplus orari rilevati nel caso di impianti solari termici abbinati al teleriscaldamento di 5th generazione. In questo caso la configurazione che presenta i pannelli radianti come terminale d'utenza, presenta più surplus del caso che utilizza i fan coil, in quanto i pannelli radianti sfruttano il fluido termovettore ad una temperatura minore.

In generale è possibile quindi affermare che, per qualsiasi generazione di teleriscaldamento, la configurazione più efficiente è quella che lavora alla temperatura di produzione del fluido termovettore dal solare termico più bassa. Si tenga conto però che questa temperatura deve sempre superare la temperatura di mandata del teleriscaldamento, poiché nel caso di surplus termico il circuito secondario deve essere in grado di scambiare calore con il circuito primario.

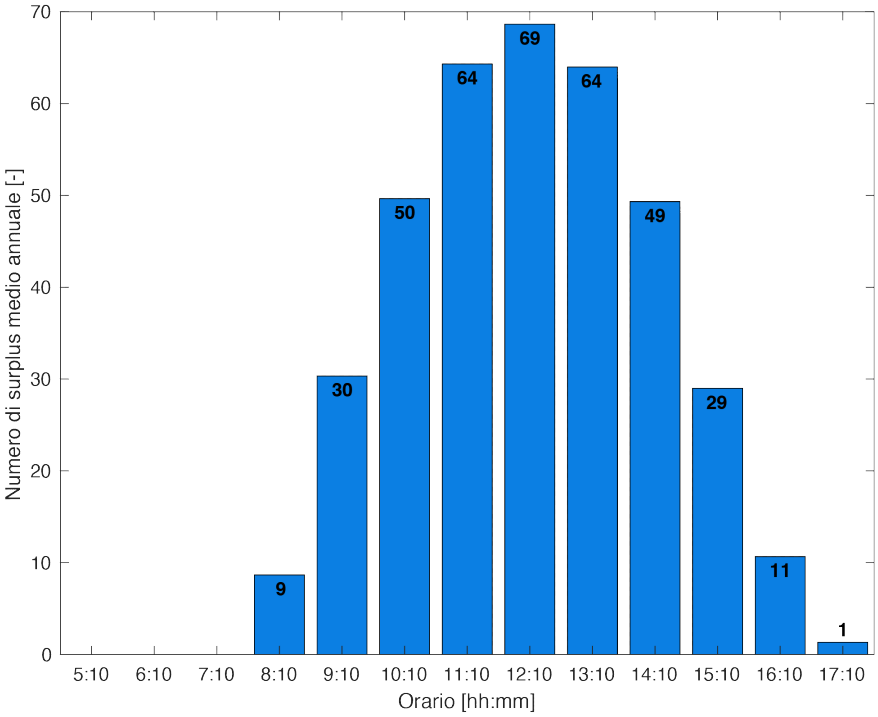
La figura 5.10 invece mostra i surplus orari che si hanno durante il periodo estivo, nelle configurazioni abbinate alla 4th e la 5th generazione. Nel periodo estivo si uniscono i risultati per le varie configurazioni perché lavorano con gli stessi parametri, sia di consumo che di produzione. Come ci si aspettava, il numero dei surplus rilevati è molto maggiore del caso invernale, grazie ad un'irradianza sicuramente più elevata. É chiaro quindi che il ruolo del *prosumer* gioca un ruolo fondamentale nel periodo estivo.

5.7 Analisi della fattibilità economica

La fattibilità economica di un progetto è sicuramente uno degli aspetti principali da tenere in conto, dopo aver condotto un'analisi tecnica. In questo caso specifico è ancor più fondamentale, poiché il solare termico, in un'ottica di diffusione su larga scala di questa tecnologia, deve essere installato a spese degli utenti. Essendo gli

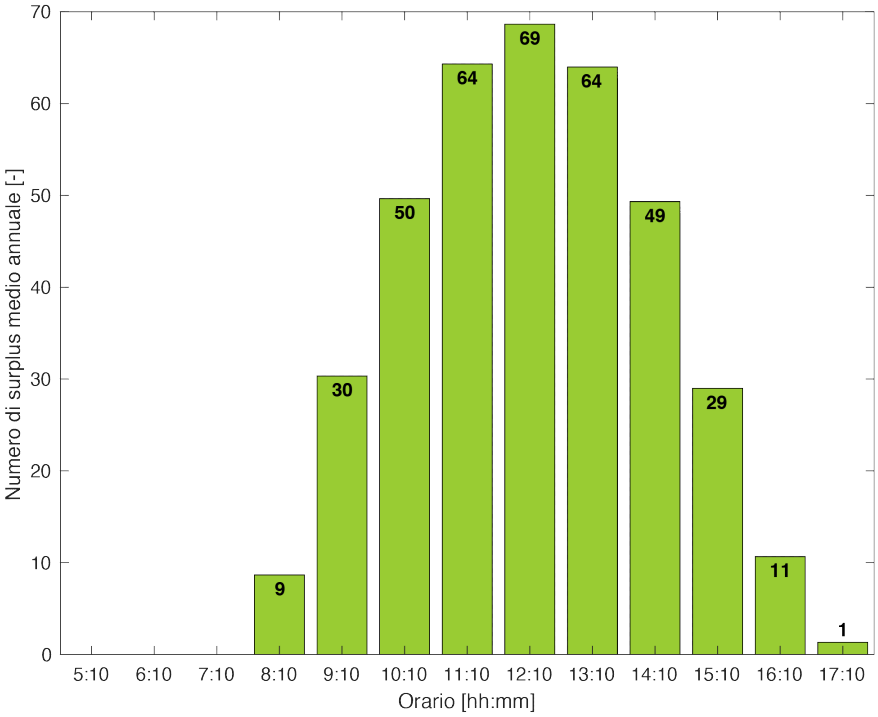


((a)) Prima configurazione a $T_{out,coll} = 45[°C]$

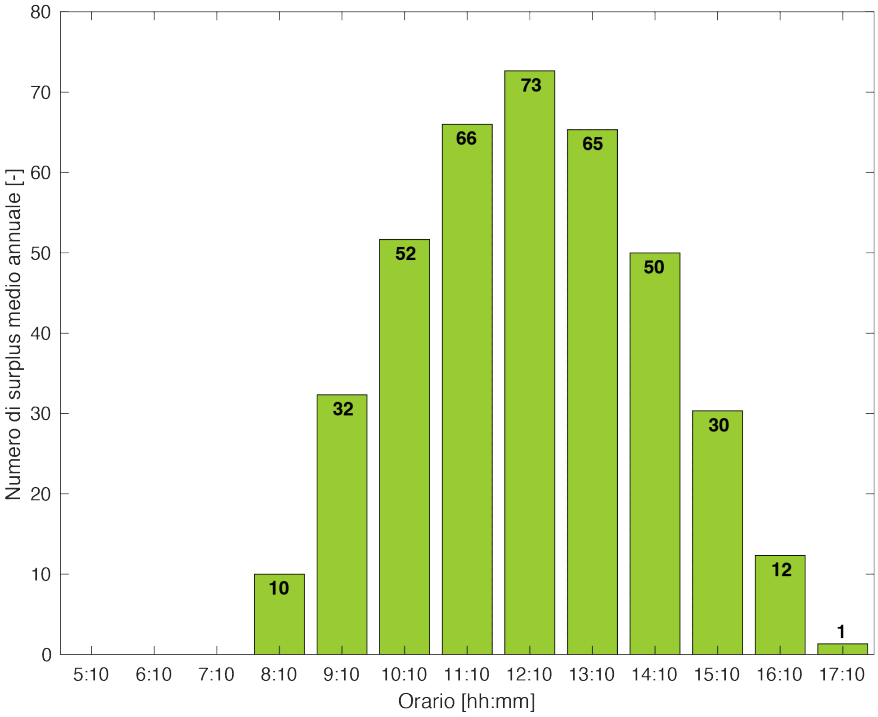


((b)) Seconda configurazione a $T_{out,coll} = 60[°C]$

Figura 5.8: Numero medio di surplus invernali orari annuali per le configurazioni di 4th generazione



((a)) Configurazione 5th generazione con fan coil



((b)) Configurazione 5th generazione con pannelli radianti

Figura 5.9: Numero medio di surplus invernali orari annuali per le configurazioni di 5th generazione

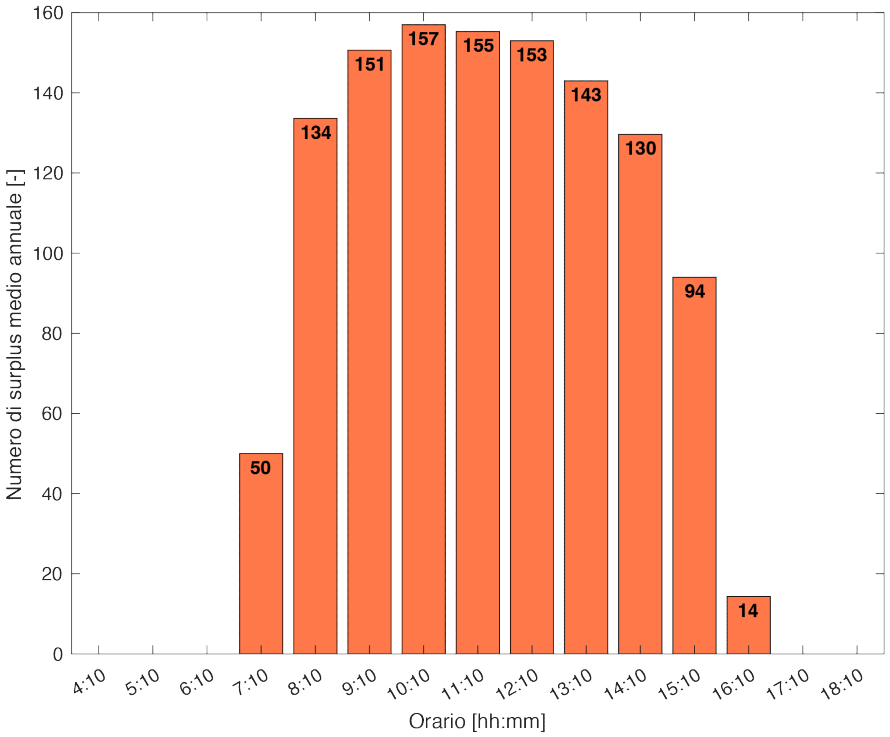


Figura 5.10: Numero medio di surplus estivi orari annuali per le configurazioni di 4th e 5th generazione

utenti del teleriscaldamento per la maggior parte utenze domestiche, quindi con un budget limitato, è importante offrirgli la possibilità di un investimento sicuro.

5.7.1 *Discounted Cash Flow Analysis*

L'approccio utilizzato per lo studio di fattibilità economica è il *Discounted Cash Flow Analysis*, un metodo molto utilizzato per verificare la buona riuscita di un investimento. Questo approccio permette di definire i flussi di cassa entranti ed uscenti in un periodo di tempo scelto per condurre l'analisi. Grazie all'utilizzo dei flussi di cassa attualizzati [**28**], è possibile capire se i ricavi derivanti dal risparmio di energia ottenuto e dalla vendita alla rete del surplus termico, siano maggiori del capitale investito, durante la fase iniziale e durante tutto l'arco temporale scelto. Tale approccio è molto utile anche per definire o prevedere tutti i costi inizialmente assenti che si dovranno sostenere durante l'arco temporale designato.

Indicatori utilizzati

NPV - Net Present Value Il *net present value*, in italiano valore attuale netto, è il valore della somma algebrica dei flussi di cassa attualizzati, ed è espresso tramite la seguente relazione 5.2:

$$NPV = VAN = -I_0 + \sum_{i=1}^{N} \frac{CF_i}{(1+SDR)^i} \tag{5.2}$$

dove:

- I_0: investimento iniziale;
- N: vita utile dell'impianto [anni];
- CF_i: flusso di cassa dell'anno i-esimo;
- SDR: *Social Discount Rate* fissato al 3% in accordo con il *Guide to Cost–Benefit Analysis of Investment Projects* [**29**].

Il NPV indica il guadagno che l'investimento in esame genererà in futuro, tenendo conto che il valore del denaro cambia nel tempo. L'obiettivo di questo indicatore è quello di portare ad investire nel progetto che genera più profitto, quindi in quel progetto in cui il NPV assumerà valore positivo il più presto possibile.

BCR - Benefit Cost Ratio Per ogni configurazione questo parametro è stato calcolato con la seguente relazione 5.3:

$$BCR = \frac{\sum_{i=1}^{N} \frac{CF_i}{(1+SDR)^i}}{I_0} \tag{5.3}$$

Il BCR dà un'idea molto generale della convenienza dell'investimento. Di fatti se questo risulta essere positivo, ci si aspetta che l'NPV sarà > 0. Tuttavia è chiaro che è solo un indicatore preliminare che riduce l'investimento ad un solo numero e, pertanto, non può fornire indicazioni precise sull'investimento.

SPB - Simple Pay Back Il simple pay back indica il tempo entro il quale il capitale investito inizialmente I_0, viene recuperato attraverso i flussi di cassa netti generati. Esso non tiene conto della variazione del valore del denaro nel tempo, perciò è di immediata interpretazione e semplice da calcolare, attraverso la relazione 5.4:

$$SPB = \frac{I_0}{\sum CF_0} \tag{5.4}$$

dove $\sum CF_0$ rappresenta la somma di tutti i flussi di cassa all'anno 0.

5.7.2 Dati utilizzati

Per ottenere dei buoni risultati da un'analisi economica, è necessario basarla su dei dati di partenza affidabili. Tutti i dati sono stati reperiti da varie fonti in letteratura e sono riportati in tabella 5.4:

Tabella 5.4: Dati reperiti da letteratura per l'analisi economica

Costo specifico collettori [€/m^2] [**30**]	470
Costo totale collettori [€]	14102
O&M costs annuali [%] [**31**]	5
O&M costs [€/y]	71
Prezzo calore dal teleriscaldamento [€/kWh] [**32**]	0.072699
SDR - social discount rate [%] [**28**]	3
Vita utile impianto [y]	25
Prezzo di vendita del surplus [€/kWh] [**33**]	0.02194
Volume accumulo ACS [l]	300
Prezzo accumulo ACS [€]	1885.38
Incentivo [%] [**34**]	65
Costo impianto con incentivo [€]	7358.51

Si noti che il prezzo del calore dal teleriscaldamento è riferito all'area di Torino nel periodo di Aprile 2021, in opzione monomia. Il costo specifico dei collettori è stato ricavato dal grafico in figura 5.11 [**30**]. Il prezzo di vendita dell'energia in surplus è stato ricavato per l'area di Milano-Bergamo dal sito web di A2A S.p.A. [**32**], che seppur non riferito a Torino, il suo valore è comunque congruo al prezzo di acquisto considerato.

5.7.3 Metodi utilizzati

In tabella 5.4 in Appendice si riportano tutti i valori calcolati ai fini dell'analisi economica. Con l'equazione 5.1 si sono ricavati i valori della potenza termica richiesta dall'utenza dalle ore 8:00 alle ore 22:00 e, ipotizzando che la richiesta sia costante ora per ora, si calcola l'energia consumata annualmente. Nota già la produzione solare annuale invernale e l'energia in surplus, è stato possibile calcolare un *energy saving* per ogni configurazione considerata. L'*energy savings* moltiplicato per i prezzo di acquisto del calore dal teleriscaldamento è stato trasformato in un *cash flow saving* positivo, che rappresenta il risparmio annuale. Il surplus immesso in rete genera invece un *cash flow selling* positivo, basato sul prezzo di vendita per il calore al teleriscaldamento. La somma di questi due valori appena esplicati rappresenta il *cash flow totale* positivo invernale. La stessa procedura è

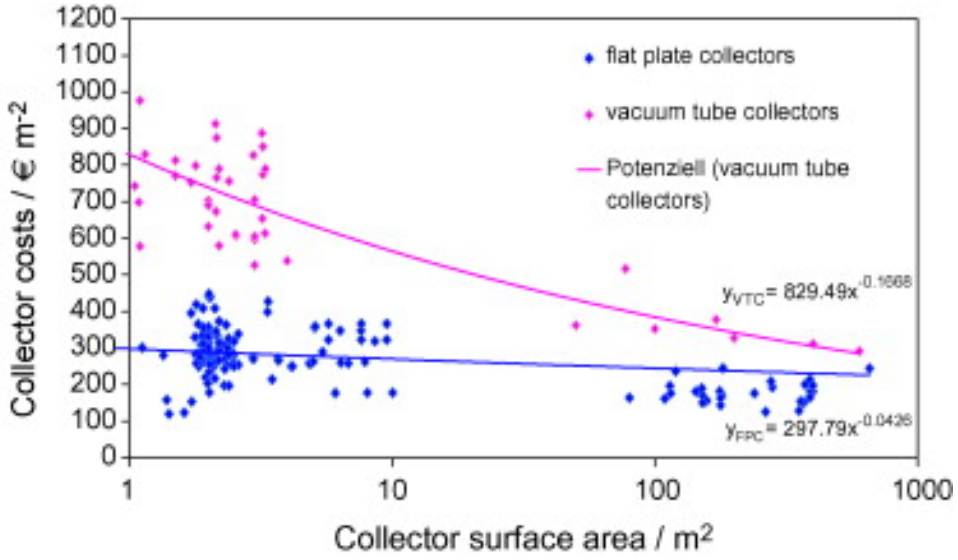


Figura 5.11: Andamento costo collettori [**30**]

	BCR	SPB
Sistema di 4th gen. T out 60	1.86	9.4
Sistema di 4th gen. T out 45	1.99	9.0
Sistema di 5th gen. Fan coil	1.64	11.1
Sistema di 5th gen. Pannelli rad.	2.10	8.5

Figura 5.12: Indicatori calcolati per l'analisi economica

stata seguita per il caso estivo nel quale, come si nota dalla tabella 5.4, la produzione solare è sufficiente a soddisfare tutto il carico per tutta la stagione. Si genera quindi solo un *cash flow selling* positivo. É chiaro che il valore del *cash flow* nel periodo estivo è di gran lunga minore di quello che si ha nel periodo invernale, in quanto il sistema di teleriscaldamento considerato non prevede l'erogazione di calore per l'ACS, e quindi non si genera un *cash flow saving* dovuto al risparmio.

5.7.4 Risultati

Dopo aver attualizzato tutti i flussi di cassa per ogni anno di vita utile dell'impianto, si sono calcolati gli indicatori citati precedentemente, che si riportano nella tabella in figura 5.12.

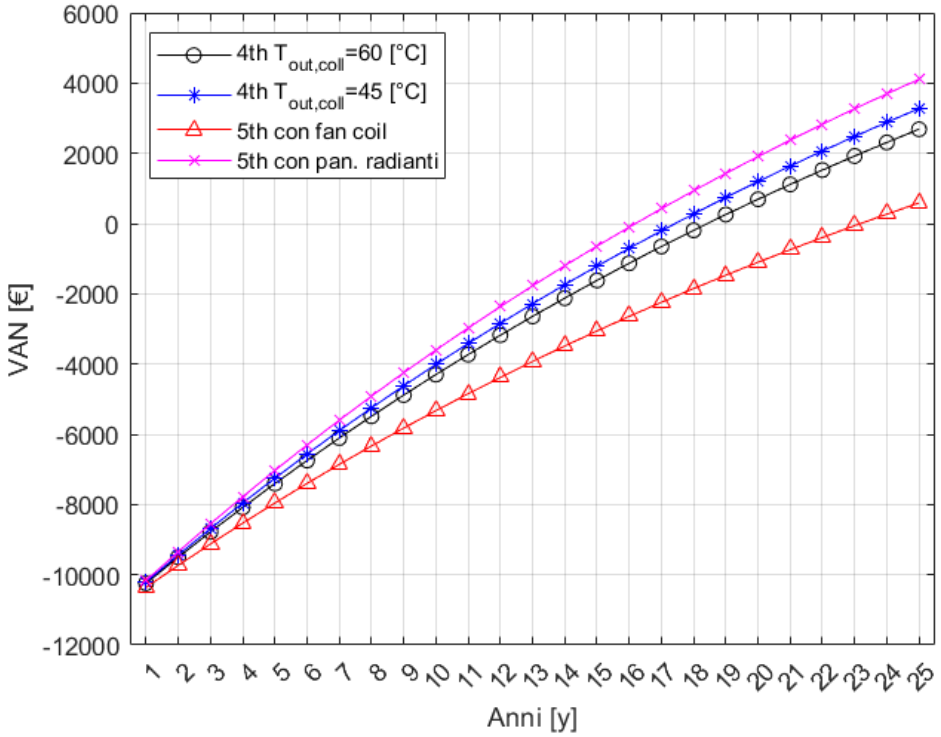


Figura 5.13: Andamento del VAN per le varie configurazioni

Le celle dei valori sono state formattate su una scala cromatica di tre colori, dove il verde rappresenta i valori migliori, il rosso quelli più svantaggiosi ed il giallo i valori intermedi. Risalta immediatamente che la configurazione più vantaggiosa è quella applicata ad un teleriscaldamento di 5th generazione che ha come utenza dei pannelli radianti. Questo accade perché la produzione solare a bassa temperatura ha un'efficienza maggiore, permettendo quindi di produrre più potenza termica a parità di superficie dei collettori, generando quindi dei flussi di cassa maggiori. Gli indicatori con il valore peggiore invece si hanno per la configurazione abbinata ad un teleriscaldamento di 5th generazione che ha come utenza dei fan coil. Questo probabilmente è dovuto proprio all'incompatibilità della 5th generazione di teleriscaldamento con dei terminali a media temperatura. Un investimento accettabile è anche quello sulla configurazione abbinata ad una rete di teleriscaldamento di 4th generazione con una $T_{out,coll}$ pari a $45°C$.

In figura 5.13 si riporta l'andamento del VAN, calcolato per ogni configurazione analizzata, con i flussi di cassa attualizzati per ogni anno di vita utile dell'impianto. Si ricorda che l'investimento è tanto più vantaggioso quanto prima il

VAN assume un valore positivo. Come ci si poteva aspettare dall'analisi degli indicatori precedenti, il grafico mostra che la configurazione più economicamente vantaggiosa è quella abbinata alla 5th generazione di teleriscaldamento con pannelli radianti come tipologia d'utenza. Questo tipo di configurazione raggiunge il VAN positivo dopo circa 16 anni dall'avvio. Da questo punto di vista, la configurazione peggiore è quella abbinata alla 5th generazione con utenza rappresentata dai fan coil, la quale raggiunge un valore positivo di VAN dopo 23 anni.

Conclusioni

La prima parte del lavoro di tesi è stato svolto con l'obiettivo di valutare le prestazioni di una pompa di calore, integrata nel circuito primario di un sistema di teleriscaldamento sperimentale installato presso l'Energy Center. Si è voluto analizzare il COP operativo reale della pompa di calore, in base alle configurazioni tratte dal lavoro di Ommen et al., ed in base alla fonte di calore considerata [**10**]. I risultati mostrano che i COP risultano essere sempre più elevati per la 5th generazione di teleriscaldamento, ovvero quella caratterizzata da valori di temperatura più bassi. L'analisi ha anche dimostrato che, tra tutte le fonti di calore considerate, la geotermia è quella che garantisce COP più elevati, toccando anche valori di 8.85 per le configurazioni SF (Source-Forward) ed SR (Source-Return). Si è riusciti a limitare le prove di tutte le configurazioni analizzate, con l'installazione di sole due pompe di calore: la *Riello NHX-044* per le prove con fonte di calore aria, la *Hoval Thermalia Twin 20* per le prove con fonte di calore acqua o geotermica. Questo rappresenta un importante risultato, in quanto minimizza i costi di realizzazione del sistema, sostanzialmente senza nessun peggioramento del COP.

Il secondo caso studio, invece, è incentrato sull'integrazione del solare termico presente presente presso l'Energy Center, nella rete di teleriscaldamento sopracitata. L'obiettivo era quello dapprima di dimostrare se l'installazione di *sottostazioni reversibili* per la gestione del surplus termico, e quindi l'introduzione della figura del *prosumer*, sia vantaggiosa o meno. Dopo l'analisi tecnica si è eseguito uno studio di fattibilità economica. L'analisi tecnica ha dimostrato che, integrando il solare termico all'impianto di teleriscaldamento, oltre al soddisfacimento della richiesta termica dell'utenza, si ottiene un surplus termico. Anche nei giorni non particolarmente soleggiati, in inverno, è possibile avere un surplus termico che oscilla tra $11.7kW$ e $12.8kW$, a seconda delle temperature di mandata e ritorno della rete. In estate la situazione è ancor più vantaggiosa, in quanto si possono avere fino a $16.3kW$ di surplus, nelle giornate con un' irradianza elevata. L'analisi economica è stata condotta seguendo il *discounted cash flows*, sulle varie configurazioni considerate. Tutti gli indicatori segnalano il sistema con utenze a pannelli radianti, allacciato ad una rete di 5th generazione, come il più sostenibile economicamente.

Appendice

Tabella 5.5: Tabella riassuntiva hp aria-acqua per la configurazione SR

Pompa di calore aria-acqua per la configurazione SR			
Pompa di calore	**Riello NHX-044**		
	Potenza per T_{outlet} [kW]		
	3rd gen.	4th gen.	5th gen.
T_{ext}=-7 [°C]	24.2	25.2	25.3
T_{ext}=2 [°C]	31.8	34.0	34.5
	COP a pieno carico		
	3rd gen.	4th gen.	5th gen.
T_{ext}=-7 [°C]	1.56	2.29	2.5
T_{ext}=2 [°C]	2.48	3.55	3.88
	Potenza caldaia [kW]		
	3rd gen.	4th gen.	5th gen.
T_{ext}=-7 [°C]	15.80	14.80	14.70
T_{ext}=2 [°C]	8.20	6.00	5.50

Tabella 5.6: Tabella riassuntiva hp aria-acqua per la configurazione SF

Pompa di calore aria-acqua per la configurazione SF			
Pompa di calore	**Riello NHX-044**		
	Potenza per T_{outlet} [kW]		
	3rd gen.	4th gen.	5th gen.
T_{ext}=-7 [°C]			25.3
T_{ext}=2 [°C]			34.5
	COP a pieno carico		
	3rd gen.	4th gen.	5th gen.
T_{ext}=-7 [°C]			2.5
T_{ext}=2 [°C]			3.88
	Potenza caldaia [kW]		
	3rd gen.	4th gen.	5th gen.
T_{ext}=-7 [°C]			14.70
T_{ext}=2 [°C]			5.50

Tabella 5.7: Tabella riassuntiva hp geotermica per la configurazione SR

Pompa di calore geotermica per la configurazione SR			
Pompa di calore	**Hoval Thermal Twin 20**		
	Potenza per T_{outlet} [kW]		
	3rd gen.	4th gen.	5th gen.
T_{falda}=15 [°C]	28.9	31.1	31.6
	COP a pieno carico		
	3rd gen.	4th gen.	5th gen.
T_{falda}=15 [°C]	4.74	7.45	8.85
	Potenza caldaia [kW]		
	3rd gen.	4th gen.	5th gen.
T_{falda}=15 [°C]	11.10	8.90	8.40

Tabella 5.8: Tabella riassuntiva hp geotermica per la configurazione SF

Pompa di calore geotermica per la configurazione SF			
Pompa di calore	**Hoval Thermal Twin 20**		
	Potenza per T_{outlet} [kW]		
	3rd gen.	4th gen.	5th gen.
T_{falda}=15 [°C]		28.9	31.6
	COP a pieno carico		
	3rd gen.	4th gen.	5th gen.
T_{falda}=15 [°C]		4.74	8.85
	Potenza caldaia [kW]		
	3rd gen.	4th gen.	5th gen.
T_{falda}=15 [°C]		11.10	8.40

Tabella 5.9: Tabella riassuntiva hp acqua-acqua per la configurazione RF1

Pompa di calore acqua-acqua per la configurazione RF1			
Pompa di calore	**Hoval Thermal Twin 20**		
	Potenza per T_{outlet} [kW]		
	3rd gen.	4th gen.	5th gen.
$T_{sorgente}$=15 [°C]			31.6
$T_{sorgente}$=25 [°C]		28.9	
	COP a pieno carico		
	3rd gen.	4th gen.	5th gen.
$T_{sorgente}$=15 [°C]			8.85
$T_{sorgente}$=25 [°C]		4.74+	
	Potenza caldaia [kW]		
	3rd gen.	4th gen.	5th gen.
$T_{sorgente}$=15 [°C]			8.40
$T_{sorgente}$=25 [°C]		11.1	

Tabella 5.10: Tabella riassuntiva hp acqua-acqua per la configurazione RF2

Pompa di calore acqua-acqua per la configurazione RF2			
Pompa di calore	**Hoval Thermal Twin 20**		
	Potenza per T_{outlet} [kW]		
	3rd gen.	4th gen.	5th gen.
$T_{sorgente}$=15 [°C]			31.6
$T_{sorgente}$=25 [°C]		28.9	
	COP a pieno carico		
	3rd gen.	4th gen.	5th gen.
$T_{sorgente}$=15 [°C]			8.85
$T_{sorgente}$=25 [°C]		4.74+	
	Potenza caldaia [kW]		
	3rd gen.	4th gen.	5th gen.
$T_{sorgente}$=15 [°C]			8.40
$T_{sorgente}$=25 [°C]		11.1	

Tabella 5.11: Tabella riassuntiva hp aria-acqua per la configurazione SD

Pompa di calore aria-acqua per la configurazione SD			
Pompa di calore	**Riello NHX-044**		
T_{outlet} [°C]	70	45	35
Pot. nominale hp [kW] a -7 [°C]		24.2	25.2
Pot. nominale hp [kW] a 2 [°C]		32.2	34.0
COP a -7 [°C]		2.08	2.48
COP a 2 [°C]		3.17	3.95

Tabella 5.12: Tabella riassuntiva hp geotermica per la configurazione SD

Pompa di calore geotermica per la configurazione SD			
Pompa di calore	**Hoval Thermalia Twin 20**		
T_{outlet} [°C]	70	45	35
Pot. nominale hp [kW]		30.0	31.1
COP a T_{falda}=15 [°C]		5.59	7.45

Tabella 5.13: Tabella riassuntiva hp acqua-acqua per la configurazione RD

Pompa di calore acqua-acqua per la configurazione RD			
Pompa di calore	**Hoval Thermalia Twin 20**		
T_{outlet} [°C]	70	45	35
Pot. nominale hp [kW]		30.0	31.1
COP a $T_{sorgente}$=15 [°C]		5.59	7.45
COP a $T_{sorgente}$=25 [°C]		5.59+	7.45+

Tabella 5.14: Tabella riassuntiva risultati analisi economica

	4th w/ $T_{out,coll}$=60 [°C]	4th w/ $T_{out,coll}$=45 [°C]	5th w/ fan coil	5th w/ pan.radianti
		Periodo invernale		
Consumo annuale [MWh]	43.5	43.5	43.5	43.5
Produzione solare annuale [MWh]	11.9	12.4	12.4	13.2
Produzione solare in surplus annuale [MWh]	2.9	3.1	6.1	3.3
Produzione solare autoconsumata annuale [MWh]	8.9	9.3	6.3	9.9
Consumo annuale da rete TLR [Mwh]	34.5	34.1	37.2	33.5
Energy Saving [MWh/y]	8.9	9.3	6.3	9.9
Energy Saving [%]	**20.5**	**21.5**	**14.5**	**22.9**
Cash flow saving [€/y]	648.91	679.54	458.28	722.89
Cash flow selling [€/y]	64.26	67.53	134.31	72.09
Cash flow totale [€/y]	**713.18**	**747.07**	**592.59**	**794.98**
		Periodo estivo		
Consumo annuale ACS [MWh]	21.8	21.8	21.8	21.8
Produzione solare annuale [MWh]	25.2	25.2	25.2	25.2
Produzione solare in surplus annuale [MWh]	3.3	3.3	3.3	3.3
Cash flow selling [€/y]	73.15	73.15	73.15	73.15

Figura 5.14: Impianto di teleriscaldamento sperimentale installato presso l'Energy Center

Bibliografia

[1] *World Energy Statistics and Balance*, in *IEA*, *https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=ITALYfuel=Energy%20consumptionindicator=TFCShareBySector*

[2] *Clean energy for all Europeans package*, in *European Commission*, *https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package*$_en$.

[3] Langroudi, Pakdad Weidlich, Ingo. (2020). *Applicable Predictive Maintenance Diagnosis Methods in Service-Life Prediction of District Heating Pipes. Environmental and Climate Technologies.* 24. 294-304. 10.2478/rtuect-2020-0104.

[4] *Gli impianti di Teleriscaldamento in Italia e potenziale di crescita*, in *AIRU*, *2020*, *https://www.airu.it/*

[5] GSE. (2019). *Teleriscaldamento e Teleraffrescamento 2019 - Diffusione delle reti ed energia fornita in Italia - nota di approfondimento Maggio 2021*. Roma, IT:. Martino dal Verme, Duilio Lipari, Paolo Liberatore.

[6] Politecnico di Milano, Politecnico di Torino, AIRU, UTILITALIA. (2020). *Valutazione del potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente sul territorio nazionale - Focus su sistemi di nuova generazione con fonti di calore di scarto e rinnovabile*, *https://www.airu.it/pubblicato-lo-studio-sulle-potenzialità-di-sviluppo-del-teleriscaldamento-in-Italia/*.

[7] AIRU. (2021). *Il riscaldamento urbano - Annuario 2021*. Milano IT:.

[8] ENEA. Marco Badami e Armando Portoraro. (2013). *Studio e caratterizzazione di reti termiche distribuite*. *https://www.enea.it/it/Ricerca*$_sviluppo/documenti/ricerca - di - sistema - elettrico/risparmio - energia - settore - civile/2012/rds - 2013 - 105.pdf$

[9] Sayegh, Marderos Jadwiszczak, Piotr Jouhara, Hussam Ojrzyńska, Hanna Niemierka, Elżbieta Brys, Krystyna. (2019). *Heat pump placement, connection and operational modes in European district heating*.

[10] Henrik Lund, Sven Werner, Robin Wiltshire, Svend Svendsen, Jan Eric Thorsen, Frede Hvelplund, Brian Vad Mathiesen, *4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems*, *Energy*, Volume 68, 2014, Pages 1-11, ISSN 0360-5442

[11] Henrik Lund, Poul Alberg Østergaard, Miguel Chang, Sven Werner, Svend Svendsen, Peter Sorknæs, Jan Eric Thorsen, Frede Hvelplund, Bent Ole Gram Mortensen, Brian Vad Mathiesen, Carsten Bojesen, Neven Duic, Xiliang Zhang, Bernd Möller, *The status of 4th generation district heating: Research and results*, *Energy*, Volume 164, 2018, Pages 147-159, ISSN 0360-5442

[12] Oddgeir Gudmundsson, Ralf-Roman Schmidt, Anders Dyrelund, Jan Eric Thorsen, *Economic comparison of 4GDH and 5GDH systems – Using a case study*, *Energy*, Volume 238, Part A, 2022, 121613, ISSN 0360-5442

[13] Michael-Allan Millar, Zhibin Yu, Neil Burnside, Greg Jones, Bruce Elrick, *Identification of key performance indicators and complimentary load profiles for 5th generation district energy networks*, *Applied Energy*, Volume 291, 2021, 116672, ISSN 0306-2619

[14] Slađana Lazarević, Velimir Čongradac, Aleksandar S. Anđelković, Darko Čapko, Željko Kanović, *A novel approach to real-time modelling of the district heating substation system using LabVIEW*, *Journal of Cleaner Production*, Volume 217, 2019, Pages 360-370, ISSN 0959-6526

[15] Clausius R., 1850

[16] Rapisarda M., *Fabbisogni energetici per la climatizzazione: analisi dei dati di monitoraggio di un sistema polivalente geotermico*, Tesi di Laurea Magistrale, Politecnico di Torino, 2019/2020, Lanzini A.

[17] Elmosi E. (2007). *Le pompe di calore*. Albino: Sandit.

[18] REGOLAMENTO (UE) N. 517/2014 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 16 aprile 2014 sui gas fluorurati a effetto serra e che abroga il regolamento (CE) n. 842/2006

[19] *Regolamento F-Gas*, in *SIAD*, *2020*, *https://www.siad.com/it/prodotti/gas-per-settore/gas-refrigeranti/regolamento-f-gas#:˜:text=REGOLAMENTO%20F%2DGAS%20N%C2%B0,nel%20periodo%202009%2D2012).*

[20] *Raffrescamento estivo di ambienti: quale sistema scegliere?*, in *TEKNORING*, *2016*, *https://www.teknoring.com/guide/guide-impianti/raffrescamento-estivo-di-ambienti-quale-sistema-scegliere/*

[21] *Principio di funzionamento dei pavimenti radianti*, in *Efesto Clima s.r.l.*, *http://www.efestoclima.it/pavimenti_radianti/funzionamento_pavimenti_radianti.*

[22] Toso G. (2011). *Fonti rinnovabili di energia - Volume 2*. Torino: Levrotto & Bella.

[23] *Quanta energia solare arriva sulla Terra?*, in *ENEA*, *https://www.enea.it/it/seguici/le-parole-dellenergia/radiazione-solare/quanta-energia-solare-arriva-sulla-terra*

[24] Torben Ommen, Wiebke Brix Markussen, Brian Elmegaard, *Heat pumps in combined heat and power systems*, *Energy*, Volume 76, 2014, Pages 989-1000, ISSN 0360-5442

[25] *Riello*, *https://www.riello.it/*

[26] *Hoval*, *https://www.hoval.it/*

[27] *PVGIS*, *https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system*$_en$

[28] Gazzera S., *Valutazione della sostenibilità economica dei progetti: un'applicazione congiunta dell'approccio Life Cycle Cost Analysis e del metodo Analytic Hierarchy Process*, Tesi di Laurea Magistrale, Politecnico di Torino, 2019/2020, Fregonara E.

[29] European Commission. *Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects*; European Union: Brussels, Belgium, 2015; pp. 1–364.

[30] Ursula Eicker, Dirk Pietruschka, *Design and performance of solar powered absorption cooling systems in office buildings*, *Energy and Buildings*, Volume 41, Issue 1, 2009, Pages 81-91, ISSN 0378-7788.

[31] IRENA. (2012). *Concentrating solar power* in *Renewable energy technologies: cost analysis series*. Volume 1 - Power sector. Issue 2/5.

[32] *Iren*, *https://www.irenlucegas.it/business/condomini/teleriscaldamento*

[33] *A2A S.p.A.*, *https://www.a2acaloreservizi.eu/supporto-contatti/prezzi-condizioni-economiche: :text=Il%20valore%20%E2%80%93%20oggi%20pari%20a,che%20trover%C3%A0%20indicato%20in%20fattura.*

[34] *Enel X, https://www.enelx.com/it/it/faq/incentivi-per-il-solare-termico: :text=L'incentivo%20per%20il%20solare,spese%20professionali%2C%20etc.).*

Elenco delle figure

1.1 Schema di un tipico sistema di teleriscaldamento [**5**] 4
1.2 Energia termica immessa nelle reti di teleriscaldamento in Italia per fonte [**3**] 5
1.3 Potenza installata per fonti energetiche in Italia [**7**] 6
1.4 Layer tubazioni di distribuzione teleriscaldamento [**8**] 8
1.5 Schema semplificato di una sottostazione d'utenza [**9**] 9
1.6 Elementi essenziali nel concetto di teleriscaldamento di quarta generazione [**10**],[**11**] 11
1.7 Illustrazione dello sviluppo temporale dei sistemi di teleriscaldamento [**10**] 11
1.8 Schema concettuale del 5GDH che alimenta diverse utenze con diversi carichi grazie a delle pompe di calore decentralizzate [**13**] . 12
1.9 Risparmio di energia primaria fossile conseguito dalle reti di teleriscaldamento in Italia [**7**] 14
1.10 Bilancio delle emissioni di CO_2 dei sistemi di teleriscaldamento [**7**] 15

2.1 Criteri tecnici per la scelta di una pompa di calore per il teleriscaldamento [**14**] 18
2.2 Principio di funzionamento di una pompa di calore [**16**] 19
2.3 Schema di funzionamento invernale di una pompa di calore elettrica 21
2.4 COP per il caso invernale ed estivo [**16**] 25
2.5 Andamento valori COP [**16**] 26
2.6 Componenti di un fan coil [**20**] 28
2.7 Componenti del sistema a pannelli radianti [**21**] 28

3.1 Collettore solare a tubi sottovuoto 31
3.2 Andamento efficienza del collettore in base all'orientamento [**22**] . 33
3.3 Andamento producibilità in base all'inclinazione del collettore [**22**] 34
3.4 Esempio di grafico dell'efficienza presente su un catalogo, dove con Ee si indica l'irradianza solare 36

4.1 Configurazioni rappresentate tramite i vari ΔT [**24**] 40
4.2 Schematizzazione semplificata delle configurazioni individuate . . 43
4.3 Schema completo configurazione SF ed SR 44
4.4 Schema completo configurazione RF1 ed RF2 45
4.5 Schema completo configurazione SD ed RD 46
4.6 Configurazioni in base alle heat sources 47
4.7 Grafici dei COP massimi teorici per le configurazioni SF ed SR alimentate da pompa di calore aria-acqua 48
4.8 Grafico del COP massimo teorico per le configurazioni SF ed SR alimentate da pompa di calore geotermica 49
4.9 Grafico del COP massimo teorico per le configurazioni RF1 ed RF2 alimentate da pompa di calore acqua-acqua 50
4.10 Grafici dei COP massimi teorici per la configurazione SD 51
4.11 COP massimi teorici ottenuti per la configurazione RD per le diverse generazioni e per diversi terminali 52
4.12 COP reali per la configurazione SF 54
4.13 COP reali per la configurazione SR 54
4.14 COP reali per la configurazione RF 55
4.15 COP reali per le configurazioni SD ed RD 55

5.1 Configurazione n. 1 per la 4th generazione 60
5.2 Configurazione n. 2 per la 4th generazione 62
5.3 Configurazione con fan coil per la 5th generazione 63
5.4 Configurazione con pannelli radianti per la 5th generazione 65
5.5 Matrice dei casi significativi invernali per la 4th generazione di teleriscaldamento 67
5.6 Matrice dei casi significativi invernali per la 5th generazione di teleriscaldamento 68
5.7 Matrice dei casi significativi estivi per la 4th e la 5th generazione di teleriscaldamento 68
5.8 Numero medio di surplus invernali orari annuali per le configurazioni di 4th generazione 70
5.9 Numero medio di surplus invernali orari annuali per le configurazioni di 5th generazione 71
5.10 Numero medio di surplus estivi orari annuali per le configurazioni di 4th e 5th generazione 72
5.11 Andamento costo collettori [**30**] 75
5.12 Indicatori calcolati per l'analisi economica 75
5.13 Andamento del VAN per le varie configurazioni 76
5.14 Impianto di teleriscaldamento sperimentale installato presso l'Energy Center 85

Elenco delle tabelle

2.1 T di funzionamento dei sistemi di erogazione del calore 26

4.1 Temperature considerate per le generazioni di teleriscaldamento . 39
4.2 Temperature del fluido termovettore in entrata ai terminali d'erogazione 50

5.1 Caratteristiche principali descrittive dell'impianto solare termico . 57
5.2 Dataset ottenuto da PVGIS 58
5.3 Date per l'accensione del riscaldamento domestico per il comune di Torino 59
5.4 Dati reperiti da letteratura per l'analisi economica 74
5.5 Tabella riassuntiva hp aria-acqua per la configurazione SR 80
5.6 Tabella riassuntiva hp aria-acqua per la configurazione SF 80
5.7 Tabella riassuntiva hp geotermica per la configurazione SR 81
5.8 Tabella riassuntiva hp geotermica per la configurazione SF 81
5.9 Tabella riassuntiva hp acqua-acqua per la configurazione RF1 . . 82
5.10 Tabella riassuntiva hp acqua-acqua per la configurazione RF2 . . 82
5.11 Tabella riassuntiva hp aria-acqua per la configurazione SD 83
5.12 Tabella riassuntiva hp geotermica per la configurazione SD 83
5.13 Tabella riassuntiva hp acqua-acqua per la configurazione RD . . . 83
5.14 Tabella riassuntiva risultati analisi economica 84