



**Politecnico
di Torino**

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria
Energetica e Nucleare

Dipartimento di Energia

TESI DI LAUREA

in

Progettazione e ottimizzazione di impianti
Energetici

**Confronto di configurazioni impiantistiche
per l'introduzione di fonti rinnovabili nelle
utenze di una rete di teleriscaldamento**

Relatori:

Prof.ssa Elisa Guelpa

Prof. Vittorio Verda

Candidato:

Cataldo Saragaglia

Anno Accademico 2022/2023

Indice

Abstract	III
Introduzione	1
Struttura dell'elaborato	2
1. Teleriscaldamento.....	3
1.1 Produzione	4
1.2 Distribuzione.....	5
1.3 Sottostazione utente	7
1.4 Impianto termico secondario.....	8
1.5 Sviluppi nelle reti di teleriscaldamento	8
1.6 Vantaggi.....	10
2. Impianto fotovoltaico	12
2.1 La radiazione solare	12
2.2 Modalità di funzionamento di una cella fotovoltaica	13
2.3 Luogo e modalità di installazione dei pannelli solari	15
2.4 Configurazione stand alone e configurazione in rete.....	17
2.5 Calcolo dei parametri al variare delle condizioni ambientali	18
3. Solare termico	22
3.1 Tecnologia del solare termico.....	22
3.2 Modalità di funzionamento	24
3.3 Pannelli con tubi sottovuoto	25
3.4 Modalità di connessione tra i collettori.....	26
3.5 Accumulo termico.....	27
3.6 Efficienza di un impianto con solare termico	29
4. Pompa di calore	33
4.1 Ciclo termodinamico.....	33
4.2 Parametri di efficienza	35
4.3 Funzionamento a carichi parziali	38
4.4 Calcolo COP al variare della temperatura esterna e a carichi parziali.....	40
4.5 Fluidi frigoriferi	42
4.6 Classificazione delle pompe di calore in base al tipo di sorgente termica.....	43
4.7 Pompa di calore aria-acqua.....	44
5. Rete di teleriscaldamento attiva	46
5.1 Vantaggi e svantaggi di una rete di teleriscaldamento attiva.....	46

5.2 Soluzioni di design per l'integrazione di tecnologie rinnovabili nella rete di teleriscaldamento	48
6. Integrazione impianto fotovoltaico con pompa di calore nella rete di teleriscaldamento	50
6.1 Analisi dei dati e realizzazione profilo tipo	50
6.2 Descrizione dell'impianto	54
6.3 Configurazione ritorno su mandata.....	58
6.4 Analisi energetica.....	61
6.5 Risultati	65
6.6 Confronto energetico con un edificio di volumetria inferiore	67
6.7.1 Metodo del Discounted Cash Flow.....	69
6.7.2 Metodologia applicata.....	71
6.7.3 Risultati	73
6.8 Analisi emissioni.....	74
6.8.1 Risultati	74
7. Integrazione solare termico nella rete di teleriscaldamento.....	76
7.1 Descrizione impianto	76
7.2 Configurazione Ritorno su Ritorno.....	77
7.3 Analisi energetica.....	79
7.4 Risultati	82
7.5 Confronto energetico con un edificio di volumetria inferiore	84
7.6 Analisi economica.....	85
7.7 Analisi emissioni.....	86
8. Conclusioni.....	87
Bibliografia.....	89
Elenco delle figure	93

Abstract

L'Unione Europea ha imposto dei targets da rispettare entro il 2030 e 2050 per combattere il cambiamento climatico e ridurre le emissioni di CO₂. In questo contesto, il riscaldamento urbano è uno dei settori più energivori, con un consumo intorno al 40%, tuttavia presenta ampi margini di miglioramento. Il teleriscaldamento, tecnologia ben consolidata nel campo, è basata ancora oggi sull'utilizzo di combustibili fossili; perciò, con questo lavoro di tesi ci si è focalizzati sull'analisi di reti di teleriscaldamento attive, cioè reti in cui sono inserite tecnologie rinnovabili.

Lo studio si concentra sull'implementazione in un edificio urbano di Torino di due tecnologie differenti: un impianto fotovoltaico che alimenta una pompa di calore aria-acqua e un impianto solare termico. Si è ipotizzato che l'investitore sia un'eventuale gestore della rete, che individua il sistema più idoneo in base al fabbisogno energetico richiesto dall'abitazione, e che la temperatura di mandata della rete di teleriscaldamento sia ridotta ad 80°C.

Entrambi i casi di studio includono un'analisi energetica utile ad individuare le performance di lavoro dei singoli impianti quando operano in condizioni reali, valutando come essi interagiscano con la rete mediante scambi bidirezionali di energia. Segue, un'analisi economica e un controllo delle emissioni volto ad analizzare la fattibilità dell'investimento effettuato e i vantaggi ambientali che ne conseguono.

Dai risultati si evince come entrambe le soluzioni tecnologiche installate forniscano un riscontro positivo, ma nella fattispecie l'impianto fotovoltaico connesso alla pompa di calore è il più conveniente.

Per quanto riguarda possibili sviluppi futuri nella ricerca, lo studio relativo all'installazione di queste tecnologie su un aggregato di edifici aventi diverse finalità consentirebbe di valutare le reali potenzialità delle reti di teleriscaldamento attive. Inoltre, una simulazione fluidodinamica del comportamento della rete in fase di immissione di energia termica permetterebbe di individuare i reali limiti tecnologici e termodinamici di questa configurazione.

Introduzione

Negli ultimi anni, il cambiamento climatico rappresenta una delle sfide più complesse che la popolazione mondiale deve affrontare. L'aumento della temperatura globale e i fenomeni meteorologici estremi stanno mettendo a dura prova la stabilità del pianeta avvicinando la comunità a queste tematiche. Numerose sono le manifestazioni organizzate in tutto il mondo per cecar di indirizzare le grandi aziende a politiche sempre più green e spingere le istituzioni internazionali ad intervenire con azioni mirate.

I Paesi Europei, su questo tema, hanno imposto una serie di targets da rispettare al fine di ridurre le emissioni di CO₂. Con la Direttiva Europea 2009/28CE è stato istituito il Pacchetto per il Clima ed Energia o Pacchetto 20-20-20, che imponeva ad ogni Stato membro dell'Unione Europea di raggiungere tre obiettivi essenziali: ridurre le emissioni di gas serra del 20% rispetto ai livelli del 1990, aumentare del 20% il consumo di energia prodotta da fonti rinnovabili e migliorare del 20% l'efficienza energetica [1]. Oggi, il nuovo Programma Europeo sul Cambiamento Climatico ha imposto nuovi obiettivi più stringenti. Lo scopo è quello di diminuire l'attuale livello di emissioni, confrontate con quelle del 1990, del 55% entro il 2030 e raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 [2].

Affinché questi targets possano essere soddisfatti, tutte le nazioni devono supportare politiche di efficientamento energetico e allo stesso tempo incentivare l'integrazione delle fonti rinnovabili all'interno dell'attuale sistema energetico. In questo contesto, il settore edilizio gioca un ruolo importante. Nell'Unione Europea la domanda di riscaldamento per gli edifici è responsabile di circa il 40% della richiesta finale di energia e circa il 36% delle emissioni di gas serra. Pertanto, è necessario intervenire sia nell'efficientamento dell'involucro edilizio sia nel miglioramento degli attuali sistemi di climatizzazione.

Il teleriscaldamento è una tecnologia che inserita all'interno del panorama energetico consente di migliorare il sistema di riscaldamento, grazie al minor consumo energetico e alle ridotte emissioni rispetto ad una tecnologia tradizionale. Tuttavia, presenta numerosi margini di sviluppo, ad esempio mediante l'inserimento nella rete di calore di scarto da processi industriali ed energia prodotta da fonti rinnovabili. Quest'ultima applicazione porta alla nascita di *reti di teleriscaldamento attive*, integrando la produzione centralizzata con sistemi di produzione termica a fonte rinnovabile installati presso le

utenze. In questo modo anche in campo termico si sviluppano concetti e strategie, come lo scambio sul posto (net metering), già ampiamente presenti in campo elettrico. La rete diventa un sistema bidirezionale in cui l'utente diventa prosumer. Egli può sia prelevare energia termica dalla rete sia immetterla, a seconda delle proprie esigenze e della produzione di energia del proprio impianto.

Il lavoro di tesi affronta proprio questa tematica, analizzando come due diverse soluzioni impiantistiche, impianto fotovoltaico che alimenta una pompa di calore e solare termico, possono essere inserite all'interno dell'attuale rete teleriscaldamento di Torino. Le due tecnologie, di proprietà del gestore della rete, sono installate in un edificio residenziale e mediante un'analisi energetica ed economica si valutano i vantaggi e gli svantaggi che esse possiedono.

Struttura dell'elaborato

Di seguito sono sintetizzati i contenuti trattati in ciascun capitolo dell'elaborato:

- *Capitolo 1:* Stato dell'arte teleriscaldamento e descrizione della sua struttura generale;
- *Capitolo 2:* Analisi della struttura di un impianto fotovoltaico e valutazione delle sue performance;
- *Capitolo 3:* Analisi della struttura di un impianto solare termico e valutazione delle sue performance;
- *Capitolo 4:* Panoramica relativa lo stato dell'arte delle pompe di calore e valutazione delle sue performance;
- *Capitolo 5:* Bilancio relativo il funzionamento della rete di teleriscaldamento attiva e valutazione delle sue attuali possibilità di impiego;
- *Capitolo 6:* Integrazione di un impianto fotovoltaico con pompa di calore in una rete di teleriscaldamento e analisi dei risultati;
- *Capitolo 7:* Integrazione di un impianto solare termico in una rete di teleriscaldamento e analisi dei risultati.

Capitolo 1

Teleriscaldamento

Il Decreto Legislativo 102/2014 ha definito il teleriscaldamento un sistema di trasporto dell'energia termica, principalmente implementato su suolo pubblico e finalizzato a tutti gli utenti che desiderano connettersi alla rete per l'approvvigionamento di tale energia. Essa è destinata al riscaldamento o raffreddamento degli edifici, ai processi industriali e alla copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria [3].

Questa tecnologia impiega impianti di generazione di grande scala per riscaldare un fluido termovettore, solitamente acqua, che viene poi distribuito agli edifici destinatari attraverso condotte sotterranee pressurizzate. Qui il fluido termovettore cede calore all'impianto dell'abitazione attraverso sottostazioni, costituite da scambiatori di calore. Successivamente, l'acqua, ormai raffreddata, ritorna in centrale mediante tubazioni di ritorno, per essere nuovamente riscaldata alla massima temperatura disponibile e rimessa in circolazione nel sistema.

Il teleriscaldamento è una tecnologia impiegata nei Paesi del Nord Europa già dai primi anni del Novecento, mentre in Italia si è sviluppata solo intorno agli anni Settanta. Oggi, nel nostro Paese sono presenti circa 340 reti in esercizio con un'estensione complessiva di oltre 5000 km e poco meno di 10 GW di potenza termica installata [3]. Gran parte dei comuni serviti da queste reti sono concentrati nelle regioni settentrionali e centrali del Paese: Lombardia e Piemonte sono le due regioni con la maggior volumetria riscaldata, seguite da Emilia-Romagna e Bolzano. La distribuzione del teleriscaldamento è strettamente connessa alle zone climatiche più fredde (zona E ed F). Inoltre, circa il 63% degli utenti finali sono residenziali, il 34% appartengono al settore terziario e solo il 3% sono utenze industriali.

Il teleriscaldamento, grazie alla produzione centralizzata di calore, consente di raggiungere efficienze molto elevate e ridurre le emissioni di CO₂ e altri inquinanti. Con questa tecnologia l'impiego di combustibili fossili è inferiore grazie ad un uso più razionale delle risorse, risultando più vantaggiosa rispetto alla tradizionale caldaia residenziale. Tuttavia, le reti di teleriscaldamento utilizzano prevalentemente combustibili fossili, soprattutto in Cina e Russia, presentando quindi un ampio potenziale

di decarbonizzazione. In Europa, a partire dal 2022, il teleriscaldamento ha ricevuto un maggiore sostegno politico a seguito delle preoccupazioni sulla sicurezza energetica derivanti dalla crisi. Con la Direttiva sulle Energie Rinnovabili (REDII) si ha la voglia di aumentare la quota di energia rinnovabile nel teleriscaldamento e nel teleraffreddamento fino al 2030 [4].

Analizzando la situazione attuale italiana, il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) ha stanziato circa 200 milioni di euro per finanziare lo sviluppo ed estendere le reti di teleriscaldamento all'interno del territorio urbano, integrandole con fonti rinnovabili e calore riciclato. Questo intervento è in linea con gli obiettivi stabiliti dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), mirando a promuovere una politica di sviluppo sostenibile e risparmio energetico [5].

I successivi capitoli analizzano le diverse aree che costituiscono una rete di teleriscaldamento: la produzione di energia, la rete di distribuzione con le sottostazioni utente e le utenze finali. Inoltre, si fornisce una sintesi dell'evoluzione della rete di teleriscaldamento negli anni, fino a giungere alle tecnologie odierne e ai possibili scenari futuri.

1.1 Produzione

Il teleriscaldamento è una tecnologia basata su una produzione centralizzata di energia termica all'interno di grandi centrali. Questo rende le singole centrali fortemente dipendenti dalle risorse presenti nel territorio, favorendo un'ottimizzazione dell'efficienza nel loro utilizzo.

In Italia, nel 2020, il 64% dell'energia termica immessa all'interno delle reti di teleriscaldamento è stata prodotta da impianti che operano in assetto cogenerativo, cioè impianti che producono in maniera combinata calore ed energia elettrica. Tuttavia, circa il 74% di questi impianti sono alimentati da fonti fossili, in particolare gas naturale. Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili sono collocati prevalentemente nella provincia di Bolzano, caratterizzata da un ampio utilizzo di biomassa, e in Toscana, in cui si sfrutta la fonte geotermica. [3]

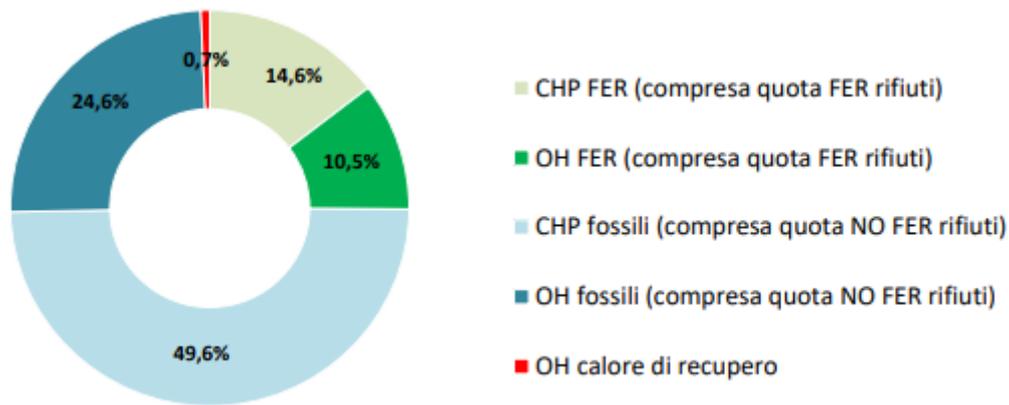


Figura 1: Energia termica immessa per tipologia e fonte (cogenerativo: CHP/ solo produzione energia termica: Only Heat) [3]

La figura 1 evidenzia come circa il 15% dell'energia immessa all'interno della rete di teleriscaldamento deriva dallo sfruttamento di rifiuti mediante l'utilizzo di termovalorizzatori.

1.2 Distribuzione

La rete di teleriscaldamento è un'infrastruttura costituita da tubazioni che collegano la centrale di produzione di energia alle utenze destinatarie. Essa è composta da una rete di mandata, che trasporta il fluido termovettore dalla centrale alle sottostazioni delle utenze, e una rete di ritorno.

In Italia, la configurazione della rete di distribuzione è di tipo indiretto, caratterizzata da due circuiti distinti interposti da uno scambiatore di calore a livello della sottostazione. Questa tecnologia, sebbene richieda un costo di investimento elevato, facilita la manutenzione e la regolazione complessiva del sistema [6].

La rete di teleriscaldamento è composta da una rete di trasporto e una di distribuzione.

La rete di trasporto, non sempre presente, si trova soprattutto in impianti di elevate dimensioni. Essa trasporta il calore dalla centrale alla rete di distribuzione a livello locale. Questa parte della rete è costituita da tubazioni in pressione poste nel sottosuolo, aventi grandi diametri e ben coibentate per evitare dispersioni di calore verso l'esterno.

La rete di distribuzione è composta da tubazioni di diametro inferiore, responsabili del trasporto del fluido termovettore alle sottostazioni delle utenze finali. Essa presenta una struttura a rete magliata con tubazioni sotterranee e coibentate [5].

La scelta adeguata dei materiali è di fondamentale importanza per prevenire problemi legati a corrosione, dilatazioni termiche e perdite.



Figura 2: Sezione di una tubazione di una rete di teleriscaldamento [6]

In figura 2 si osserva come il materiale tipicamente utilizzato per le tubazioni è l'acciaio, o come alternativa è impiegata la ghisa, la vetroresina o materiali plastici. Inoltre, le tubazioni presentano uno strato di isolante in lana di roccia o di vetro o schiuma di poliuretano espanso. La parte esterna è ricoperta da una guaina bituminata in polietilene ad alta densità o in resine termoindurenti, utile a prevenire la penetrazione di acqua ed eventuali danni causati dall'umidità.

Poiché gran parte delle tubazioni sono interrato, è fondamentale che la parte inferiore poggi adeguatamente su terreno o sabbia ben compatta, mentre quella superiore sia coperta da uno strato di terreno di circa 60 cm o da lastre in cemento [6].

Lungo la rete di distribuzione sono presenti stazioni di pompaggio utili a compensare le perdite di pressione che si verificano nella rete. Queste stazioni sono fondamentali per garantire l'equilibrio della rete e verificare che essa possieda una resistenza idraulica costante dalla centrale fino alle sottostazioni [6].

1.3 Sottostazione utente

La sottostazione di scambio termico è presente solo nelle reti di distribuzione indirette, come illustrato in figura 3. Essa è costituita da uno scambiatore di calore, solitamente posto all'interno dell'edificio utente, che sostituisce la classica caldaia. Mediante lo scambiatore avviene lo scambio termico tra il circuito primario (rete di teleriscaldamento) e il circuito secondario (impianto di riscaldamento dell'edificio). Il calore fornito all'utenza è pari al fabbisogno energetico richiesto per il riscaldamento degli ambienti e per produrre acqua calda per uso igienico-sanitario. Le sottocentrali sono dotate di dispositivi di regolazione che consentono di gestire il funzionamento durante i mesi invernali (per fornire acqua calda sanitaria e riscaldamento) e nei mesi estivi (per la sola produzione di acqua calda sanitaria) [7].

Oltre allo scambiatore di calore, la sottostazione è composta da valvole, sensori di regolazione e dispositivi di controllo, protezione e misurazione.



Figura 3: Configurazione indiretta [7]

1.4 Impianto termico secondario

L'impianto secondario è posto all'interno dell'edificio ed è costituito dalla sottostazione e dai terminali di impianto utili a riscaldare i singoli ambienti. Questo impianto è utilizzato per il solo riscaldamento degli edifici o per la sola produzione di acqua calda sanitaria o per svolgere entrambi i servizi contemporaneamente. In quest'ultimo caso, il circuito dell'ACS è separato da quello del riscaldamento [7].

La portata d'acqua circolante, una volta riscaldata nello scambiatore, è trasportata attraverso tubazioni ben isolate ai terminali di impianto, utili a distribuire il calore all'interno dell'edificio. Successivamente, l'acqua ritorna alla sottostazione.

I terminali di impianto variano in base alle esigenze dell'edificio e alle preferenze del proprietario. Essi operano con modalità di funzionamento differenti e diverse soglie di temperatura. Ognuno di essi presenta vantaggi e svantaggi in termini di efficienza energetica, comfort termico e distribuzione del calore. Alcune tipologie di terminali di impianto sono:

- Radiatori;
- Fan coil;
- Ventilconvettori;
- Pannelli radianti.

1.5 Sviluppi nelle reti di teleriscaldamento

Le reti di teleriscaldamento differiscono tra loro in base alla temperatura di mandata e di ritorno nelle tubazioni e alle modalità di connessione alle utenze finali. Dalla fine degli anni '80 ad oggi, ci sono stati numerosi progressi in questo settore, mirando a ridurre il più possibile la temperatura del fluido termovettore, così da diminuire le perdite e migliorare l'efficienza della rete stessa.

La rete di Teleriscaldamento di Prima Generazione è la prima forma di rete di teleriscaldamento realizzata negli Stati Uniti tra la fine degli anni '80 e l'inizio degli anni '90. Il fluido termovettore è vapore, prodotto all'interno di grandi centrali, spesso distanti dalle utenze, e trasportato in tubazioni in acciaio coibentato. La temperatura del vapore varia tra i 100°C e i 200°C, in base ai livelli di pressione. Questo sistema è oggi

considerato obsoleto ed inefficiente a causa dei problemi di affidabilità e sicurezza dovuti alle elevate temperature e alle notevoli perdite di energia [8].

La rete di Teleriscaldamento di Seconda Generazione è una tecnologia, rispetto alla precedente, che utilizza come fluido termovettore acqua pressurizzata ad una temperatura superiore ai 100°C. Anche in questo caso si utilizzano grandi centrali termiche e tubazioni coibentate [8].

La rete di Teleriscaldamento di Terza Generazione utilizza acqua come fluido termovettore a temperature inferiori ai 100°C. Questo consente l'integrazione di tecnologie rinnovabili come il solare termico, oltre a poter usufruire del calore di scarto dei processi industriali [8].

La rete di Teleriscaldamento di Quarta Generazione è una tecnologia che impiega acqua a temperature intorno ai 50/70°C. Questa scelta permette di introdurre a livello di centrale sistemi di recupero del calore di scarto a basse temperature, mentre a livello utente è possibile utilizzare pompe di calore che operano con coefficienti di performance (COP) più alti. Le reti di teleriscaldamento di quarta generazione agevolano l'inserimento del prosumer, ovvero colui che auto consuma l'energia termica prodotta a livello di utenza immettendo in rete il surplus [9].

La rete di Teleriscaldamento di Quinta Generazione è una tecnologia ancora in fase di sviluppo che si basa sull'uso di risorse rinnovabili per riscaldare acqua a temperatura ambiente. Se da un lato questa soluzione riduce i costi grazie all'impiego di materiali più economici e tubazioni non più coibentate, dall'altro presenta numerosi svantaggi. Infatti, le basse temperature dell'acqua possono provocare problemi di legionella e l'impiego delle sole risorse rinnovabili rende il sistema sensibile alle variabilità stagionali [8].

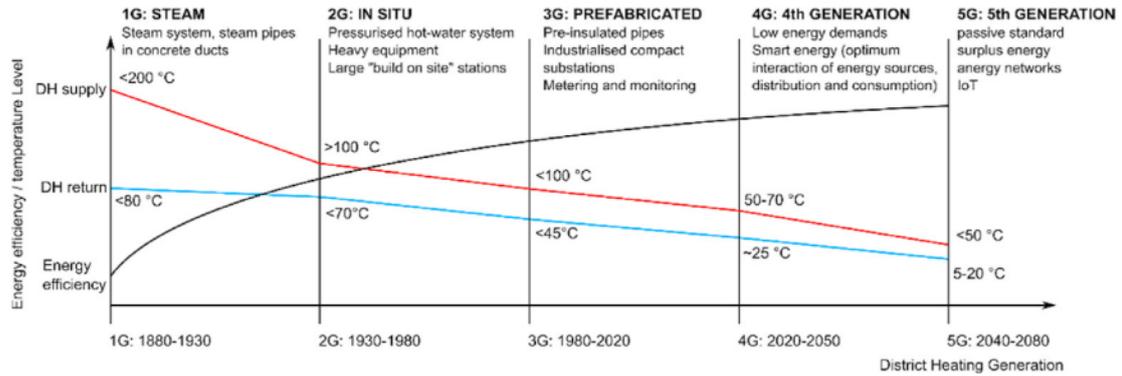


Figura 4: Sviluppo reti di teleriscaldamento [8]

Oggi, l'integrazione di risorse rinnovabili all'interno della rete ha agevolato lo sviluppo di Reti di Teleriscaldamento Smart (SDHN). Esse consentono uno scambio bidirezionale di energia termica tra la rete e gli utenti connessi. Questo risultato è ottenuto attraverso l'implementazione di sistemi di generazione distribuita posizionati presso l'utente finale, conferendo a quest'ultimo un ruolo di consumatore e produttore di energia. Questa tematica è approfondita nei capitoli successivi.

1.6 Vantaggi

Il teleriscaldamento, come già anticipato precedentemente, è una tecnologia di riscaldamento urbano sostenibile sotto il profilo ambientale, economico e di sicurezza.

Come pubblicato dall'Associazione Italiana Riscaldamento Urbano (AIRU), il teleriscaldamento offre notevoli risparmi di energia grazie all'impiego di fonti rinnovabili, allo sfruttamento del calore residuo generato dai processi industriali esistenti e alla cogenerazione ad alti rendimenti. Le due figure successive mostrano i vantaggi energetici e la ridotta quantità di CO₂ emessa nel 2022, confrontando il teleriscaldamento con un sistema di riscaldamento tradizionale a caldaia individuale [10].

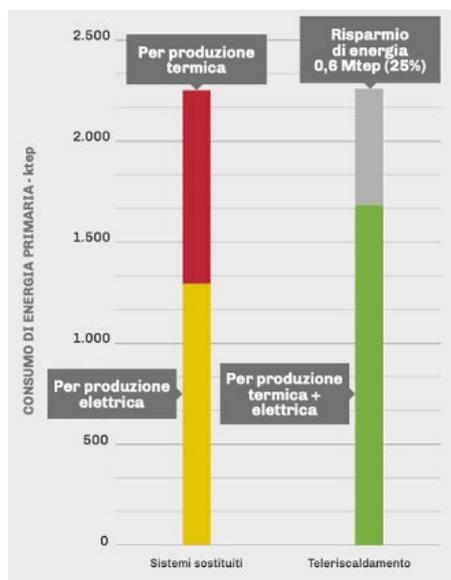


Figura 5: Risparmio energia grazie all'impiego del teleriscaldamento [10]

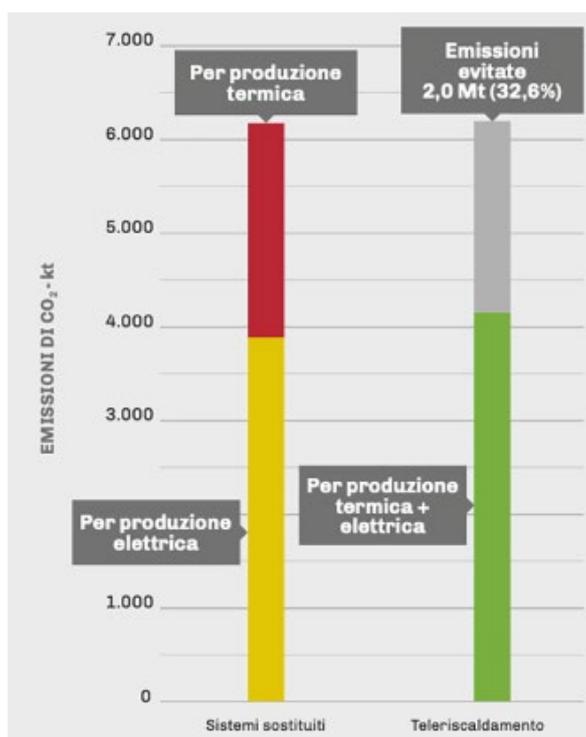


Figura 6: Emissioni di CO₂ evitate grazie all'impiego del teleriscaldamento [10]

Per concludere, l'utilizzo del teleriscaldamento comporta anche notevoli risparmi economici derivanti dai mancati costi di acquisto, manutenzione e sostituzione della caldaia, oltre all'utilizzo di tariffe tendenzialmente più stabili rispetto alla volatilità del prezzo del gas.

Capitolo 2

Impianto fotovoltaico

Il fotovoltaico è un sistema progettato per convertire l'energia solare in energia elettrica. Questa tecnologia ha avuto origine intorno agli anni '50 e '60, ma solo negli ultimi decenni ha subito una crescita esponenziale grazie ai miglioramenti tecnologici nella resa dei pannelli e alla riduzione dei costi. Un tassello determinante per lo sviluppo di questa tecnologia sono le politiche nazionali. In Italia, una serie di decreti ha incentivato lo sviluppo del fotovoltaico nel territorio con l'obiettivo di inserire energia rinnovabile all'interno del mix energetico nazionale. Gli incentivi di maggior rilievo sono il Conto Energia emanato nel 2007, il Superbonus 110% introdotto con il Decreto Rilancio nel maggio 2020 e attualmente il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Queste direttive hanno portato l'Italia a registrare, a fine dicembre 2022, una potenza installata superiore ai 25 GW contando più di 1 milione di impianti FV attivi [11].

2.1 La radiazione solare

Il sole, come tutti i corpi caldi, emette una radiazione solare elettromagnetica di intensità elevata. La potenza della radiazione elettromagnetica incidente sull'unità di superficie prende il nome di irraggiamento solare.

Prima di entrare nell'atmosfera terrestre l'irraggiamento solare ha una potenza, valutata rispetto ad una superficie ad essa perpendicolare, di 1350 W/m^2 . Tuttavia, va notato che la radiazione solare è costituita da una componente diretta, una riflessa e una diffusa. Pertanto, sulla Terra la potenza incidente è sensibilmente inferiore rispetto a quella entrante in atmosfera, a causa della dispersione e dell'assorbimento di parte della radiazione solare. In condizioni di cielo sereno si attribuisce un valore di irraggiamento di circa 1000 W/m^2 , mentre in caso di cielo coperto l'irraggiamento solare può variare tra i 100 e i 150 W/m^2 [12].

La radiazione solare è influenzata sia dalla componente riflessa, funzione del coefficiente di albedo (coefficiente di riflessione), sia dall'angolazione della radiazione solare, che dipende dalla localizzazione geografica (latitudine e longitudine).

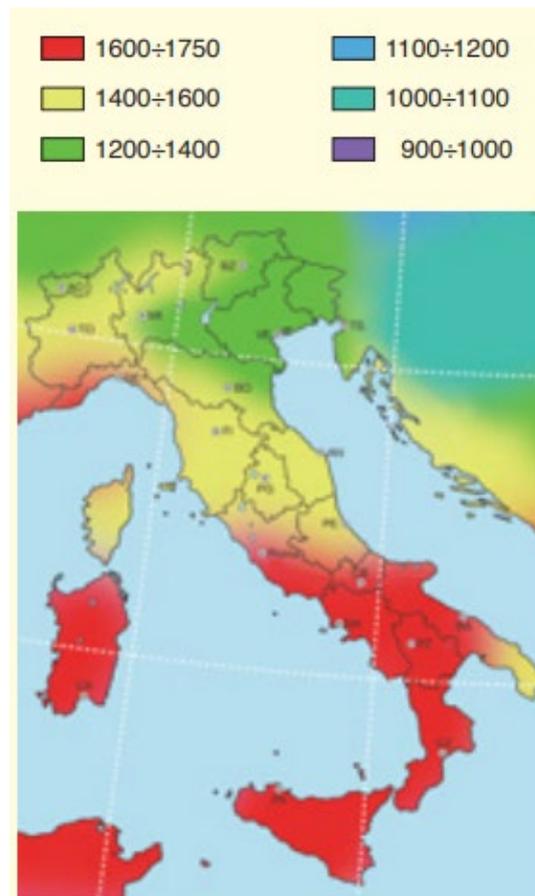


Figura 7: Irradiazione solare annua [kWh/anno] [12]

2.2 Modalità di funzionamento di una cella fotovoltaica

Un impianto solare fotovoltaico è composto da celle fotovoltaiche prevalentemente realizzate in silicio, nonostante in commercio sono presenti celle di diverso materiale. Le celle si distinguono per le loro elevate efficienze in termini di minor spazio occupato, rendendole particolarmente adatte ad applicazioni residenziali. La figura 8 mostra i diversi strati di cui una cella è composta.

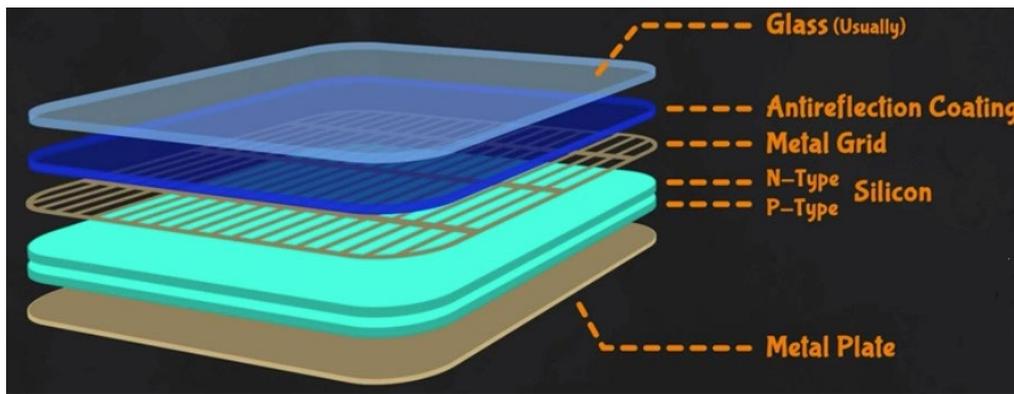


Figura 8: Layers di una cella fotovoltaica

All'interno di ogni singola cella avviene la conversione diretta dell'energia della radiazione solare in energia elettrica, mediante il processo fisico noto come *effetto fotovoltaico*. Per comprendere appieno questo fenomeno, è necessario esaminare la struttura molecolare del silicio. Esso è un materiale fotosensibile e presenta una struttura tetraedrica e quattro elettroni di valenza. Quando la radiazione solare colpisce la cella, i fotoni vengono assorbiti dagli atomi nel silicio, aumentando l'energia degli elettroni. Se tale energia supera una determinata soglia definita 'energia di estrazione', gli elettroni sono espulsi a un livello energetico superiore (conosciuto come banda di conduzione), diventando liberi di spostarsi e lasciando dietro una lacuna.

Tuttavia, per instaurare un flusso continuo di elettroni e, quindi, generare della corrente elettrica, è necessario che all'interno della cella si crei un campo elettrico. Questo avviene mediante un processo chiamato 'drogaggio' della cella, in cui sono introdotti atomi di boro all'interno dello strato di silicio tipo N e fosforo nello strato tipo P. In questo modo lo strato superiore risulta essere carico negativamente e quello inferiore positivamente. In pratica, se la cella è collegata ad un circuito esterno chiuso, quando la radiazione solare colpisce la cella eccita gli elettroni, i quali si spostano verso le lacune generando corrente elettrica [13].

Tuttavia, solo il 44% dello spettro solare a livello del suolo risulta convertibile in energia elettrica, la restante parte è trasformata in calore. Questo è dovuto a vari fenomeni di perdita, tra cui insufficiente o eccessiva energia dei fotoni, fenomeni di riflessione, ricombinazione di alcune coppie elettrone-lacuna e resistenza elettrica del circuito.

Nella pratica l'efficienza della cella non supera il 20/22%, poiché un'ulteriore parte della radiazione solare non ha energia sufficiente per penetrare al suo interno.

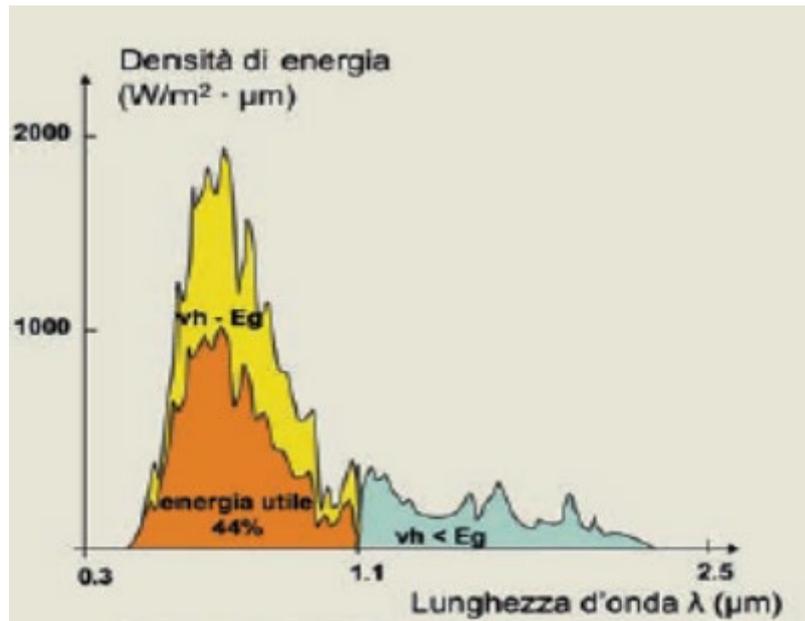


Figura 9: Spettro solare

2.3 Luogo e modalità di installazione dei pannelli solari

Un impianto fotovoltaico è un sistema costituito da moduli fotovoltaici formati da celle connesse tra loro in serie o in parallelo. L'impianto comprende anche altri componenti utili per generare e distribuire l'energia elettrica prodotta dai pannelli solari come inverter, sistemi di supporto e montaggio e dispositivi di controllo, monitoraggio e sicurezza. L'inverter è un dispositivo elettrico che converte l'energia continua prodotta dai moduli in corrente alternata, utilizzabile per alimentare i dispositivi elettronici standard.

L'utilizzo di un impianto fotovoltaico presenta numerosi vantaggi. In primo luogo, questi sistemi hanno una vita utile di lunga durata (solitamente circa 25 anni), con tempi di ritorno dell'investimento relativamente brevi. Consentono di produrre energia pulita in loco, riducendo le perdite di trasmissione e trasporto di energia. Inoltre, anche i costi di manutenzione sono abbastanza ridotti, poiché le operazioni richieste sono relativamente semplici. Tuttavia, è fondamentale evitare l'insorgenza di hotspot all'interno delle celle o lungo la struttura portante e garantire l'adeguata pulizia dei pannelli.

Nell'installazione di un impianto fotovoltaico è essenziale assicurare una buona esposizione al sole, un ancoraggio sicuro e un'adeguata manutenzione.

Per garantire una buona insolazione è necessario valutare:

- la presenza di possibili ombre;
- l'angolo di azimut dei pannelli (solitamente verso sud);
- l'angolo di inclinazione rispetto al piano orizzontale.

La presenza di ombre può ridurre l'efficienza dell'impianto. Prima di posizionare i pannelli è necessario verificare che non ci siano ostacoli che possano impedire o limitare l'irraggiamento diretto. Questa verifica è effettuata mediante l'ausilio di diagrammi solari che forniscono informazioni sulla posizione del sole in diversi momenti dell'anno e durante le diverse ore del giorno.

Inoltre, in caso di installazione su tetto piano è importante considerare la distanza tra i singoli pannelli, per evitare che uno faccia ombra sugli altri.

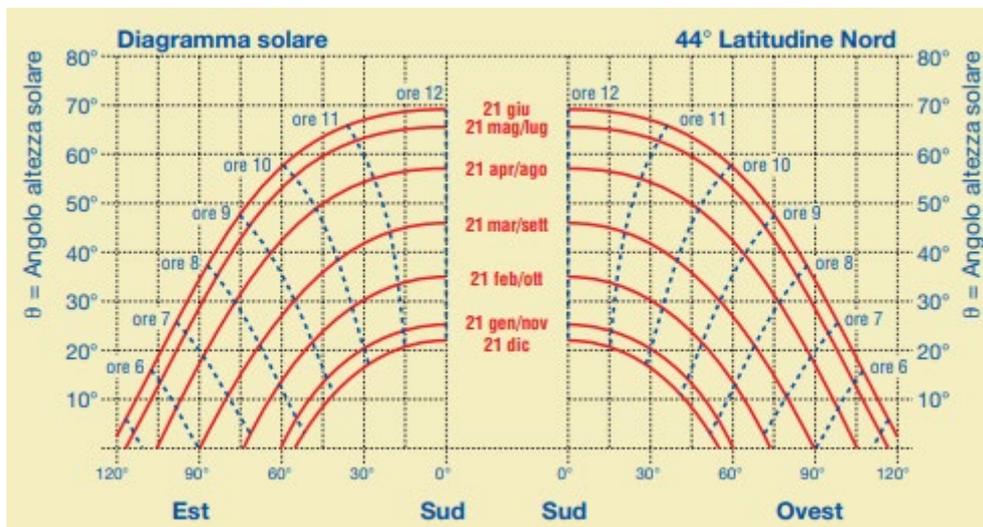


Figura 10: Diagramma solare riferito ad una latitudine di 44° Nord [12]

L'angolo di inclinazione solitamente coincide con la pendenza del tetto stesso, in caso di tetto inclinato. Se invece i pannelli sono montati su superfici piane, è consigliabile adattare l'angolo a seconda del periodo in cui si predilige il funzionamento dell'impianto:

- $\alpha = 20/40^\circ$ per impianti a funzionamento estivo;
- $\alpha = 50/65^\circ$ per impianti a funzionamento invernale;
- $\alpha = 40/60^\circ$ per impianti a funzionamento annuo.

L'angolo di azimut dei pannelli fotovoltaici indica l'orientamento orizzontale del pannello rispetto alla direzione del sud geografico (180°). Questo assicura che i pannelli ricevano la massima quantità di luce solare durante il corso della giornata.

2.4 Configurazione stand alone e configurazione in rete

Gli impianti fotovoltaici si suddividono principalmente in due diverse configurazioni d'uso: la configurazione stand-alone e la configurazione connessa alla rete.

La configurazione stand alone è oggi un'applicazione quasi totalmente dismessa, trovando impiego principalmente in zone remote e prive di accesso alla rete elettrica. In questo tipo di impianto fotovoltaico, il sistema è isolato dalla rete e l'energia elettrica prodotta è utilizzata in loco o immagazzinata in batterie per usi successivi. Questi impianti, essendo dimensionati in base al fabbisogno energetico richiesto dall'utente, presentano elevati costi iniziali e problemi di gestione e sicurezza nell'approvvigionamento continuo della corrente elettrica, limitandone l'autonomia.

La configurazione connessa alla rete, invece, consente di auto consumare l'energia elettrica prodotta e immettere in rete eventuali surplus. In questi impianti il guadagno principale deriva dall'autoconsumo dell'energia prodotta, e pertanto è necessario matchare in modo opportuno domanda e offerta. Tuttavia, anche la possibilità di vendere l'energia in eccesso in rete porta a dei ricavi economici generando un reddito extra. Quest'applicazione, rispetto a quella stand-alone, offre una maggiore stabilità e sicurezza nell'approvvigionamento continuo di energia elettrica.

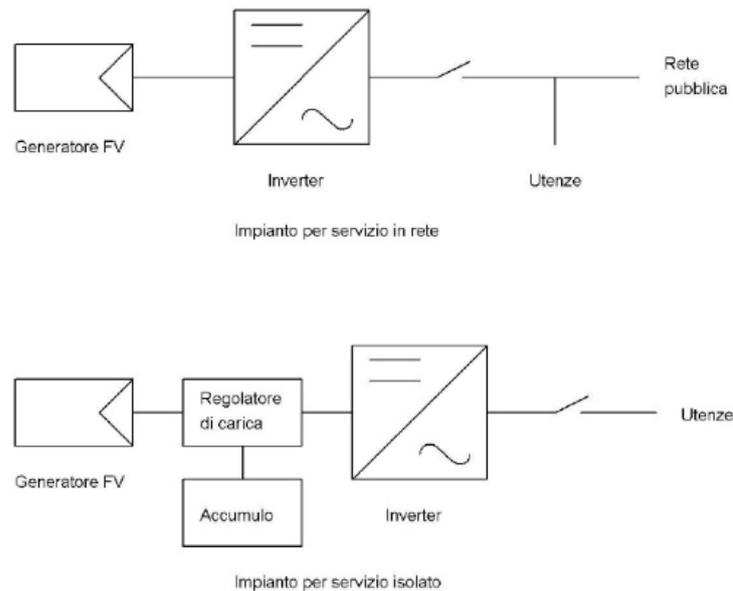


Figura 11: Configurazioni impianti fotovoltaici

2.5 Calcolo dei parametri al variare delle condizioni ambientali

Le schede tecniche fornite dai costruttori dichiarano le prestazioni di un modulo fotovoltaico in particolari condizioni operative di prova definite *Standard Test Conditions*. Le STC prevedono irradianza di 1000W/m^2 , indice AM pari a 1,5 e temperatura della cella di 25°C .

Tuttavia, la caratteristica corrente-tensione (I-U) di una cella è influenzata sia dall'irradianza G sia dalla temperatura della cella T_c stessa, come si evidenzia dai due grafici seguenti. In figura 13 si può notare come il crescere della temperatura della cella causa una riduzione della potenza elettrica prodotta e, di conseguenza, del suo rendimento. Da buona norma, per i moduli di vecchia generazione, si supponeva che ogni $^\circ\text{C}$ in più della cella rispetto alle condizioni STC causava una riduzione dell'efficienza dello 0,5%. Oggi, i nuovi impianti fotovoltaici presentano dei coefficienti di temperatura più bassi riducendo la dipendenza delle performance dell'impianto da tale parametro.

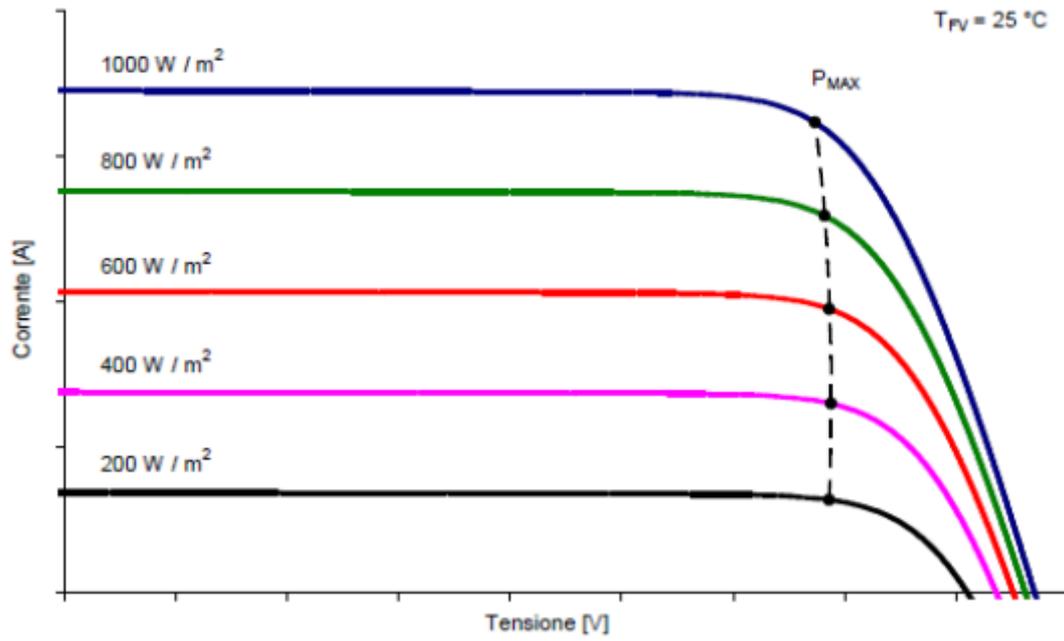


Figura 12: Caratteristica I-U e punto di massima potenza del modulo fotovoltaico al variare dell'irradianza [14]

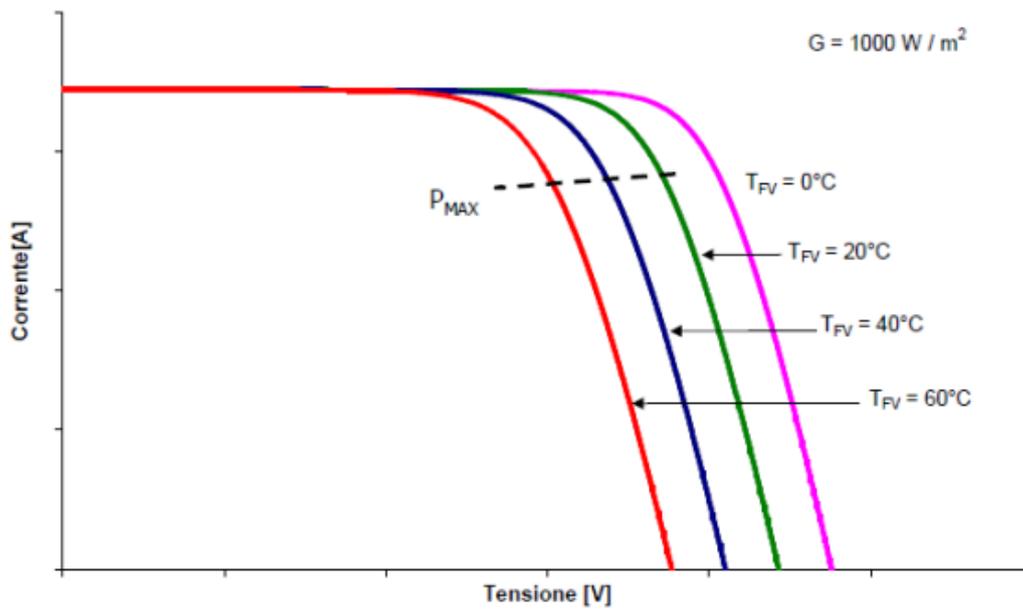


Figura 13: Caratteristica I-U e punto di massima potenza del modulo fotovoltaico al variare della temperatura [14]

Per stimare la temperatura di funzionamento delle celle sulla base delle condizioni ambientali territoriali, è possibile utilizzare un modello termico semplice, impiegato dai produttori di moduli, basato sulla seguente assunzione:

$$\frac{T_c - T_a}{G} = cost = NMTO \quad (0)$$

dove:

- T_c è la temperatura della cella [°C];
- T_a è la temperatura esterna [°C];
- G è la radiazione solare diretta [W/m²].

La *Nominal Module Operating Temperature* è la temperatura di cella a funzionamento nominale nelle condizioni di irradianza di 800W/m², AM 1,5, velocità del vento pari a 1m/s e temperatura ambiente di 20°C. Essa assume valori tipici di 42/50 °C ed è utilizzata per stimare la temperatura della cella al variare dell'irradianza G [W/m²] e della temperatura ambiente T_a .

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} * G \quad (1)$$

Dalle equazioni scritte di seguito è possibile ricavare la potenza elettrica prodotta dal pannello fotovoltaico e la sua efficienza al variare dell'irradianza [W/m²] e della temperatura esterna [°C]. Sono utilizzate le seguenti formule:

$$P_m(G, T_c) = P_m(STC) * \frac{G}{1000} * \left(1 + \frac{Y_{pm\%}}{100} * (T_c - 25) \right); \quad (2)$$

$$\eta_m = \frac{P_m(G, T_c)}{G(STC) * A} \quad (3)$$

dove:

- $P_m(STC)$ è la potenza elettrica prodotta dal pannello fotovoltaico in condizioni standard [W];
- $\gamma_{pm\%}$ è il coefficiente di temperatura P_{max} , fornito da scheda tecnica [%/°C];
- $G(STC)$ è pari a 1000W/m²;
- A è la superficie del singolo modulo [m²].

Capitolo 3

Solare termico

Il solare termico è un sistema che sfrutta l'energia solare per riscaldare un fluido termovettore, al fine di attivare turbine di speciali centrali elettriche, eseguire trattamenti industriali e agricoli. Il suo impiego più comune è produrre acqua calda sanitaria e/o riscaldare edifici, sia singole abitazioni sia condomini o centri sportivi. In Italia, questa tecnologia ha registrato una crescita sostanziale negli ultimi decenni. Secondo il report del 2022 dell'International Energy Agency (IEA), nel 2021 l'uso del solare termico in Italia è cresciuto dell'83% rispetto all'anno precedente [15]. Questo trend positivo è stato favorito dai miglioramenti della tecnologia utilizzata e dagli incentivi nazionali presenti. Tra questi, figura il Conto Termico, un meccanismo di incentivazione introdotto nel 2012 e rinnovato negli ultimi anni, mirato a finanziare l'efficientamento energetico e la produzione di energia termica da fonti rinnovabili.

3.1 Tecnologia del solare termico

Il solare termico è una tecnologia che sfrutta la radiazione solare. Come è stato detto per un impianto fotovoltaico, anche in questo caso è necessario prestare attenzione alla corretta installazione dei singoli collettori solari sul tetto, garantendo un corretto angolo di orientamento e di inclinazione [16]. Queste caratteristiche risultano fondamentali per garantire:

- un'adeguata esposizione al sole;
- limitate o nulle zone d'ombra;
- agevoli interventi di manutenzione;
- ancoraggi sicuri.

Il collettore solare termico è l'elemento centrale di un impianto solare, essendo il dispositivo che consente la conversione dell'energia solare in energia termica utilizzabile dalle utenze. Al fine di ottimizzare tale conversione, i collettori solari sono realizzati in modo da minimizzare le perdite energetiche, sia ottiche sia termiche verso l'esterno. La

figura 14 mostra i vari componenti di cui è costituito un collettore piano vetrato, offrendo una maggiore comprensione del funzionamento di questa tecnologia.

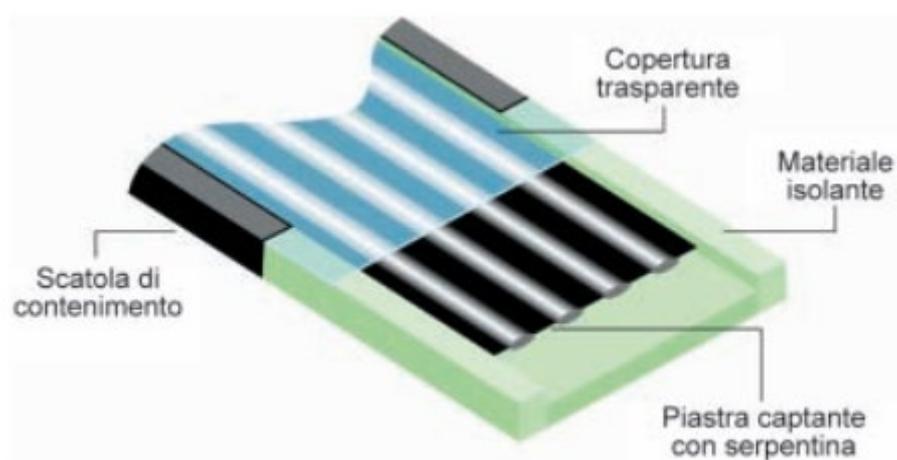


Figura 14: Principali elementi di un collettore solare [17]

L'elemento fondamentale all'interno di un collettore solare è la piastra captante, realizzata in materiali metallici o plastici (per collettori di bassa efficienza). Essa assorbe la radiazione solare, trasferendo l'energia termica al fluido termovettore che scorre nei tubi. Alla piastra captante solitamente è applicato un trattamento selettivo finalizzato a massimizzare l'assorbimento della radiazione solare e a minimizzare le perdite di calore, così da migliorare l'efficienza del pannello solare termico.

Poiché la temperatura della piastra è notevolmente superiore a quella dell'ambiente circostante, è necessario introdurre uno strato di isolante nella parte posteriore e laterale del collettore, così da limitare le perdite per conduzione termica. Inoltre, l'isolante è ricoperto da uno strato di alluminio per evitare che si inumidisca.

La parte anteriore del pannello è dotata di una copertura trasparente in vetro, che crea una sorta di effetto serra all'interno del collettore, riducendo al minimo le perdite per irraggiamento verso l'ambiente [17].

Tutti i componenti menzionati sono posti all'interno di una scatola di contenimento che fornisce protezione da polvere, umidità e altri agenti esterni [18].

In un collettore solare termico si definiscono tre superfici differenti:

- **Superficie lorda:** che corrisponde all'area di ingombro del collettore solare;
- **Superficie di apertura:** che corrisponde all'area che effettivamente è raggiunta dalle radiazioni solari;
- **Superficie di assorbimento:** che corrisponde all'area effettiva dell'assorbitore.

Di solito le prestazioni di un collettore solare termico considerano come superficie quella di assorbimento.

3.2 Modalità di funzionamento

La circolazione del fluido termovettore all'interno dei pannelli può avvenire mediante due approcci: circolazione naturale o circolazione forzata.

In un sistema a circolazione naturale il fluido termovettore circola all'interno del pannello attraverso il principio di convezione naturale. Il fluido riscaldandosi, diventa meno denso, e genera un moto verso l'alto, mentre il fluido più freddo proveniente dal serbatoio si sposta verso il basso. Affinché il sistema funzioni correttamente, è essenziale che i serbatoi di accumulo siano posizionati più in alto dei pannelli. Questo processo si verifica senza l'ausilio di pompe o ulteriori componenti meccanici. Grazie alla sua semplicità, questi sistemi risultano molto economici ed utilizzati principalmente in applicazioni domestiche per il riscaldamento dell'acqua calda sanitaria (ACS) [12].

In un sistema a circolazione forzata il moto continuo del fluido è ottenuto tramite pompe, risultando indipendenti dalle condizioni di convezione naturale. Quest'applicazione è più efficiente rispetto ad un sistema a circolazione naturale poiché consente di mantenere una temperatura costante del fluido, riducendo al minimo l'influenza dalle condizioni climatiche esterne. I sistemi a circolazione forzata sono impiegati per il riscaldamento di edifici, ma richiedono una logica di funzionamento più complessa e costi maggiori [12].

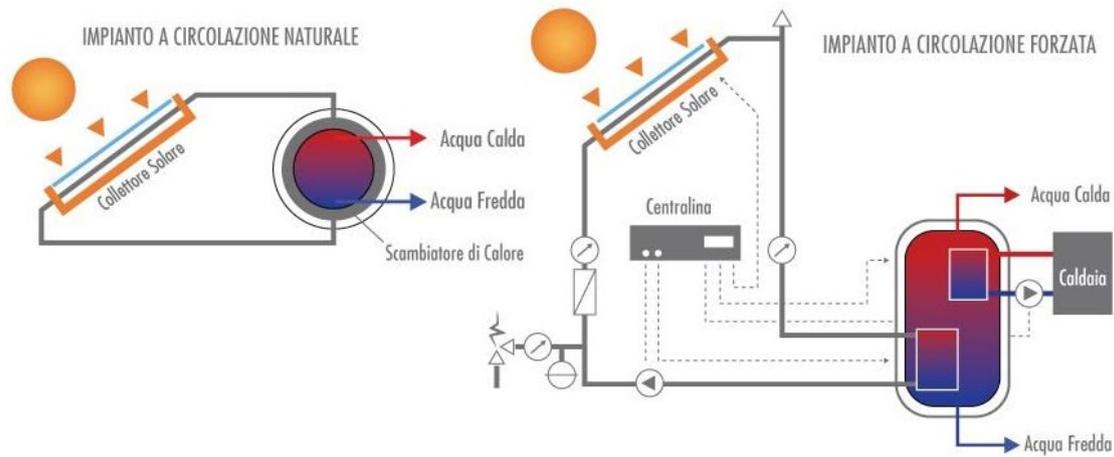


Figura 15: Impianto a circolazione naturale vs impianto a circolazione forzata

3.3 Pannelli con tubi sottovuoto

Le principali tipologie di utilizzo dei pannelli solari sono per sistemi ad alta temperatura e sistemi a bassa temperatura.

I pannelli ad alta temperatura sono dotati di specchi per concentrare i raggi solari. Tuttavia, presentano dei costi elevati che li rendono convenienti solo per applicazioni particolari.

I pannelli a bassa temperatura sono costituiti da semplici assorbitori ed impiegati prevalentemente per produrre acqua calda e riscaldare ambienti. Questi possono essere ulteriormente suddivisi in diverse categorie:

- pannelli a fluido liquido senza protezione;
- pannelli a fluido con protezione;
- pannelli a fluido liquido con tubi sottovuoto;
- pannelli ad aria del tipo a cassetta [12].

I pannelli con tubi sottovuoto sono costituiti da tubi che presentano un'intercapedine d'aria tra la piastra captante e la copertura trasparente. Questo design crea un'efficace barriera termica che riduce le perdite di calore verso l'esterno e previene fenomeni di trasmissione di calore per convezione. Il vuoto all'interno funge da isolante termico, mantenendo il calore intrappolato nel tubo. Questa tecnologia offre valori di efficienza

termica in media superiori del 15/20% rispetto ai pannelli piani vetrati. Il fluido termovettore riscaldato all'interno può raggiungere temperature intorno ai 115/120 [°C], rendendo il sistema adatto non solo ad applicazioni residenziali ma anche industriali, alimentari ed agricole [12]. In definitiva, questi collettori presentano un'elevata affidabilità di funzionamento e allo stesso tempo costi superiori.

I pannelli con tubi in sottovuoto sono stati impiegati in uno dei casi studio analizzati nei capitoli successivi.

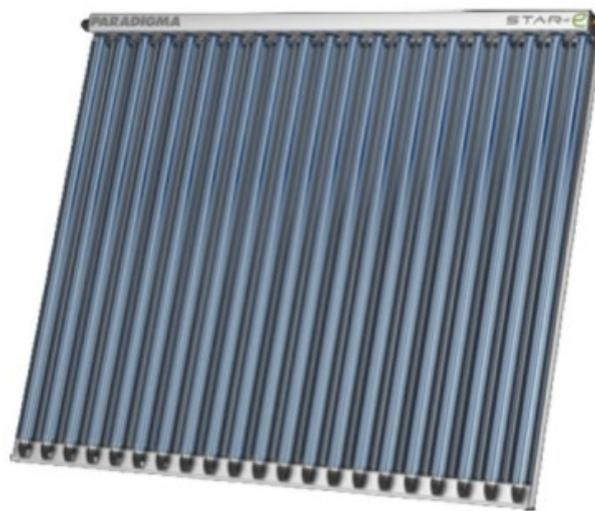


Figura 16: Pannelli a fluido liquido con tubi sottovuoto

3.4 Modalità di connessione tra i collettori

I pannelli solari termici possono essere collegati tra loro in due diverse modalità: in serie o in parallelo.

La connessione in serie dei collettori solari implica che tutti i collettori siano attraversati dalla stessa portata di fluido termovettore. Quando l'acqua scorre attraverso i collettori connessi in serie, la sua temperatura aumenta gradualmente portando l'ultimo collettore ad operare ad efficienze più bassa. Per limitare questo fenomeno, è consigliabile avere un numero ridotto di collettori connessi tra loro in serie, in modo da mantenere una temperatura ottimale.

Nel caso di **collettori connessi in parallelo**, la portata è idealmente suddivisa in parti uguali tra i collettori. Questo determina un incremento di temperatura del fluido termovettore costante in tutti i collettori, portandoli a funzionare con valori di efficienza omogenei. Tuttavia, nella pratica, possono verificarsi leggere irregolarità nelle tubazioni, ad esempio presenza di fouling, che potrebbero causare variazioni nella distribuzione della portata. È fondamentale garantire che tutti i collettori abbiano le stesse caratteristiche per evitare che il fluido termovettore segua percorsi preferenziali [19].

3.5 Accumulo termico

L'accumulo termico è un componente essenziale in un impianto con collettori solari. Esso consente di matchare il fabbisogno di energia termica richiesto dall'utenza con la produzione derivante dai collettori.

Gli accumuli sono serbatoi che utilizzano acqua come fonte di stoccaggio di energia termica essendo economica, sempre disponibile e tecnicamente ben controllabile. Inoltre, l'acqua possiede un'elevata capacità termica che le permette di assorbire grandi quantità di calore, con un aumento minimo della temperatura.

La funzione principale di un serbatoio di accumulo è immagazzinare il surplus di energia termica prodotta dai collettori solari per poi utilizzarla quando richiesta. Esistono due tipologie principali di serbatoi termici:

- accumulo termico giornaliero;
- accumulo termico stagionale.

Il primo sfrutta il surplus di energia termica prodotta dai collettori durante il giorno per utilizzarla nelle ore notturne. Esso presenta dimensioni contenute essendo progettato per soddisfare il fabbisogno quotidiano di calore. Per il suo dimensionamento si stimano circa 50/70 litri di acqua per ogni metro quadro di superficie dei pannelli solari installati. Questi serbatoi sono ideali per applicazioni come il riscaldamento dell'acqua calda sanitaria (ACS) o il riscaldamento di edifici solo in caso di fabbisogno termico relativamente costante.

I serbatoi di accumulo stagionale hanno dimensioni maggiori e presentano una capacità di stoccaggio superiore. Essi sono progettati per immagazzinare il surplus di energia

termica prodotta durante l'estate ed utilizzarla in inverno. Per questo, presentano un volume di diverse migliaia di litri o addirittura diverse migliaia di metri cubi. Questi serbatoi sono ideali per riscaldare edifici per un lungo periodo in cui la produzione di energia solare è limitata.

I serbatoi di accumulo termico hanno solitamente una struttura verticale. Questa crea al loro interno il fenomeno della stratificazione della temperatura. Infatti, se come prima approssimazione è possibile assumere la temperatura dell'accumulo pari alla temperatura media tra il fluido di mandata e quello di ritorno, nella realtà la temperatura al suo interno non è uniforme ma varia in altezza [20].

Esistono diverse tipologie di serbatoi ad accumulo:

- serbatoi ad intercapedine;
- serbatoi a serpentina;
- serbatoi tank in tank;
- serbatoi senza scambiatori di calore interni.

Tra questi, si descrive il serbatoio a doppia serpentina tipicamente impiegato in applicazioni che richiedono energia termica per riscaldamento e acqua calda sanitaria.

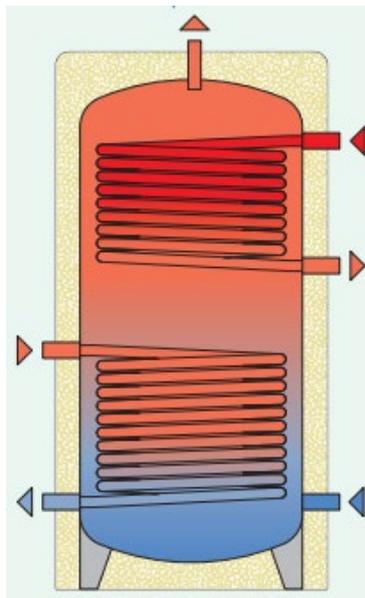


Figura 17: Serbatoio per accumulo termico a doppia serpentina [12]

La caratteristica principale di questo serbatoio è avere due circuiti termici separati. Questo design consente ai fluidi termovettori circolanti nelle due serpentine di non entrare in contatto tra loro, evitando così fenomeni di contaminazione o miscelazione dei due fluidi.

3.6 Efficienza di un impianto con solare termico

L'efficienza di un collettore solare termico indica la capacità del collettore di convertire l'energia solare in calore utilizzabile.

Prima di esprimere l'espressione dell'efficienza è necessario introdurre alcuni parametri essenziali.

In condizioni stazionarie, le performance di un collettore solare sono descritte dalla seguente equazione di bilancio energetico che indica come la potenza solare incidente \dot{Q}_s è trasformata nelle seguenti voci:

$$\dot{Q}_s = \dot{Q}_u + \dot{Q}_L + \dot{Q}_{opt} \quad (4)$$

dove:

- \dot{Q}_u è la potenza utile;
- \dot{Q}_L è il calore disperso in ambiente;
- \dot{Q}_{opt} sono le perdite ottiche per riflessione attraverso la copertura e la piastra.

La figura 18 rappresenta quanto appena descritto.

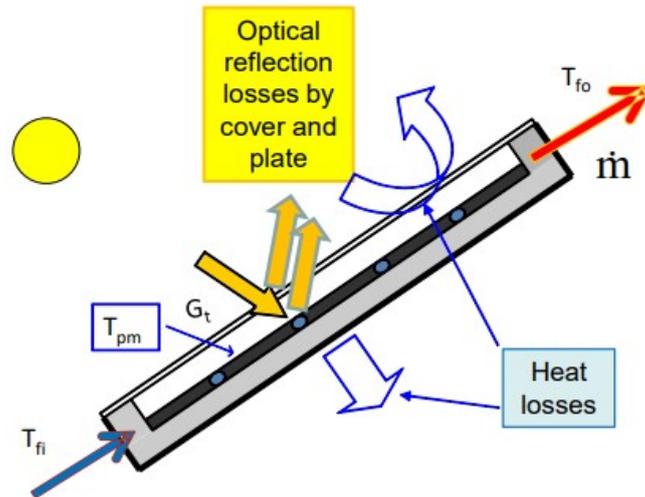


Figura 18: Bilancio energetico collettore solare [21]

Inoltre, la radiazione assorbita da un collettore per unità di superficie, S [W/m^2], è pari alla differenza tra la radiazione solare incidente e le perdite ottiche.

Le perdite di calore per convezione, conduzione e radiazione solare dal collettore all'ambiente circostante si riferiscono solitamente alla superficie frontale del collettore A_c .

In condizioni stazionarie la potenza utile Q_u [W], cioè la potenza termica trasmessa al fluido termovettore da un collettore solare, è data dalla differenza tra la radiazione solare assorbita e le perdite termiche:

$$\dot{Q}_u = m \cdot c_p \cdot (T_{fo} - T_{fi}) = A_c \cdot (S - U_L(T_{pm} - T_a)) \quad (5)$$

Dall'equazione 6 è possibile definire l'efficienza di un collettore solare come la quantità di radiazione solare incidente convertita in potenza utile:

$$\eta = \frac{\dot{Q}_u}{\dot{Q}_s} = \tau\alpha - U_L \frac{T_{pm} - T_{amb}}{G_T} \quad (6)$$

dove:

- τ è il coefficiente di trasmissione del vetro;
- α è il coefficiente di assorbimento del vetro;

- U_L è la trasmittanza termica del collettore [$\text{W}/\text{m}^2 \text{K}$];
- T_{pm} è la temperatura della piastra assorbente [K];
- T_{amb} è la temperatura esterna [K];
- G_T è la radianza solare incidente sul piano del collettore [W/m^2] [21].

Seguendo il metodo Europeo, si è soliti valutare l'efficienza di un pannello solare termico per via sperimentale. È molto comune correlare l'efficienza alla media aritmetica della temperatura del fluido termovettore in ingresso e in uscita dal pannello T_m e alla temperatura esterna T_{amb} . Tipicamente i valori di efficienza sono ben approssimati da una curva parabolica rappresentata dalla seguente equazione:

$$\eta = \eta_0 - a_1 \frac{T_m - T_{amb}}{G_T} - a_2 \frac{(T_m - T_{amb})^2}{G_T} \quad (7)$$

dove:

- η_0 è definita efficienza ottica e rappresenta il valore massimo di efficienza corrispondente al caso di assenza di perdite termiche verso l'esterno;
- a_1 e a_2 sono parametri legati alle caratteristiche costruttive e alla qualità del collettore, misurando l'azione delle perdite termiche.

Dall'equazione 7 emerge che se la temperatura del fluido termovettore aumenta e la radiazione solare è bassa l'efficienza del collettore solare si riduce. Inoltre, un collettore con bassi valori di a_1 e a_2 è in grado di funzionare con un rendimento quasi costante in un ampio range. Infine, da dati sperimentali si evince che il fattore di perdita quadratico legato ad a_2 può essere trascurato in caso di valutazioni approssimative, dato la sua bassa entità rispetto ad a_1 [17].

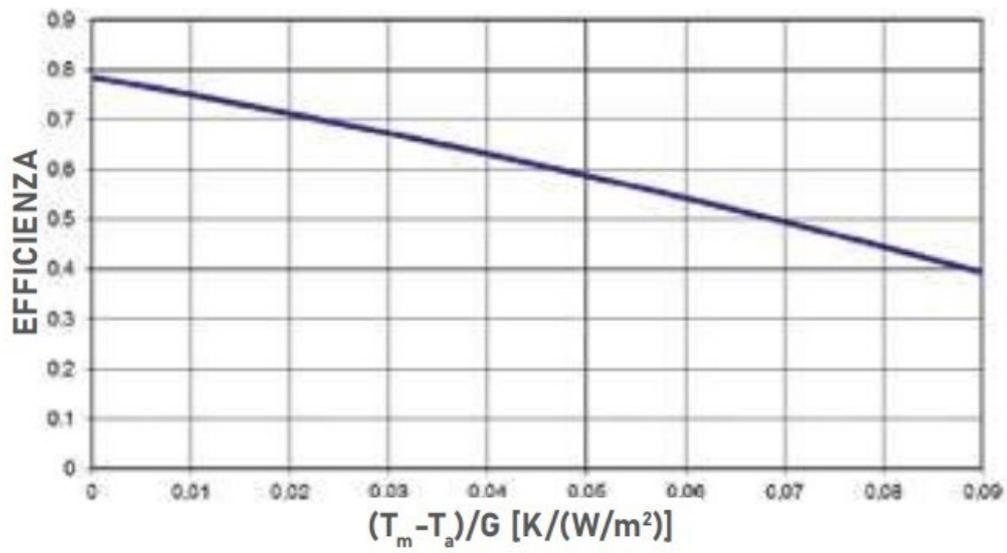


Figura 19: Curva di efficienza collettore solare

Capitolo 4

Pompa di calore

Le pompe di calore sono macchine termiche molto efficienti ampiamente utilizzate per il riscaldamento e il raffrescamento degli edifici, oltre che in numerose applicazioni industriali e agricole. Esse sono in grado di sfruttare il calore disponibile in sorgenti a bassa temperatura e portarla ai valori richiesti dall'utenza, utilizzando solo una piccola quantità di energia elettrica. Grazie al loro principio di funzionamento, le pompe di calore possono sfruttare l'energia gratuita, ecologica e rinnovabile di suolo, acqua e aria contribuendo in modo significativo a ridurre i consumi energetici e le emissioni di CO₂.

L'Italia, negli ultimi anni, sta spingendo verso l'incremento di questa tecnologia integrata con altre fonti rinnovabili, al fine di raggiungere gli obiettivi ambientali stabiliti per il 2030 e il 'net zero' entro il 2050. Questo processo, volto all'elettrificazione dei servizi, consente di decarbonizzare un'importante quota dei consumi energetici soprattutto nel settore residenziale [22]. Il governo italiano ha introdotto una serie di incentivi e agevolazioni sia in ambito residenziale, come Superbonus 110% ed Ecobonus 65%, sia in ambito pubblico, come il Conto Termico, con lo scopo di promuovere l'utilizzo diffuso delle pompe di calore per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici [23].

4.1 Ciclo termodinamico

La pompa di calore è una macchina che opera secondo un ciclo termodinamico inverso. La sua modalità di funzionamento può variare a seconda che l'obiettivo sia riscaldare o raffreddare l'ambiente destinatario. Nel contesto in questione, si analizza esclusivamente il funzionamento come pompa di calore utilizzata per il riscaldamento dell'utenza, essendo la modalità di funzionamento impiegata nel caso studio affrontato in seguito.

Come mostrato in figura 20, in una PdC è possibile individuare:

- Il serbatoio termico in blu che rappresenta la sorgente a bassa temperatura T_2 dalla quale il fluido di lavoro estrae calore Q_2 . Questa è la fonte di energia pulita rinnovabile e può essere aria, acqua o suolo.

- Il serbatoio termico in rosso che rappresenta la sorgente ad alta temperatura T_1 , che riceve calore Q_1 dal fluido di lavoro. Questo serbatoio corrisponde all'ambiente che si desidera riscaldare.
- La freccia indica il funzionamento del sistema a ciclo inverso. Questa macchina è un compressore alimentato da corrente elettrica utile a comprimere il fluido frigorifero alle condizioni richieste dall'utenza [24].

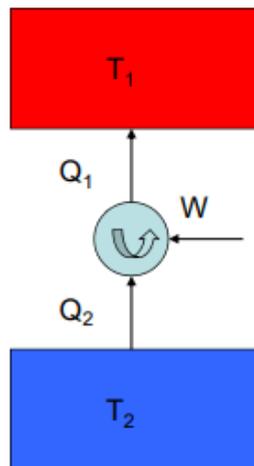


Figura 20: Rappresentazione del funzionamento di una pompa di calore [24]

Una pompa di calore è costituita dai seguenti componenti:

- compressore: componente alimentato da una fonte esterna che permette di incrementare pressione e temperatura del fluido refrigerante della macchina;
- condensatore: scambiatore che cede calore all'ambiente da riscaldare;
- valvola di laminazione: componente che mediante una espansione isoentalpica riduce la pressione del fluido refrigerante della macchina;
- evaporatore: scambiatore che preleva calore dalla sorgente termica esterna riscaldando il fluido refrigerante [25].

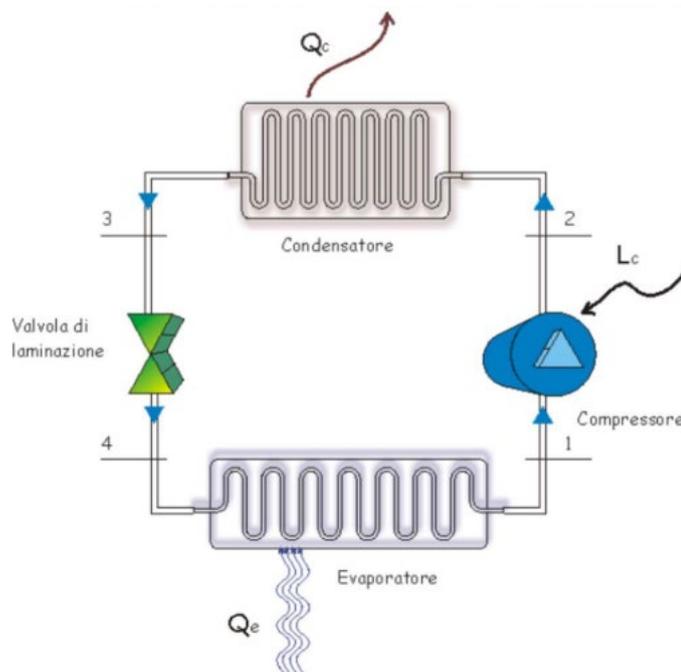


Figura 21: Componenti di una pompa di calore [25]

4.2 Parametri di efficienza

L'efficienza di una pompa di calore è espressa attraverso un coefficiente di prestazione (COP). Esso indica la quantità di energia termica prodotta rispetto all'energia elettrica fornita. Il COP è calcolato con la seguente formula:

$$COP = \frac{Q_1}{W} \quad (8)$$

dove:

- Q_1 è l'energia termica che la pompa di calore cede all'ambiente da riscaldare;
- W è l'energia elettrica fornita al compressore.

Il COP è un coefficiente sempre maggiore di 1. Più alto è il suo valore, maggiore è l'energia termica che la macchina riesce a produrre impiegando una minima quantità di energia elettrica. Inoltre, questo parametro non è costante ma può subire variazioni significative in base a diversi parametri come:

- temperatura dell'aria esterna;

- temperatura di produzione dell'acqua calda o fredda;
- temperatura di evaporazione e condensazione;
- fattore di carico della macchina;
- incidenza dei cicli di sbrinamento.

Per questo motivo, le schede tecniche riportano valori di COP che variano in base alla temperatura dell'aria esterna e dell'acqua di mandata [26].

Le figure seguenti evidenziano quanto appena descritto.

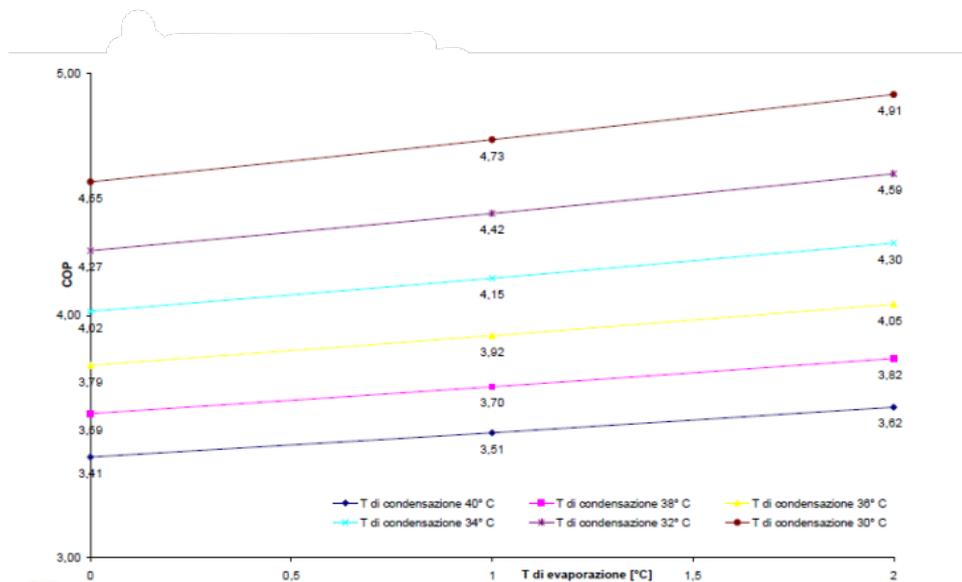


Figura 22: Variazione del COP al variare della temperatura di evaporazione per diverse temperature di condensazione [27]

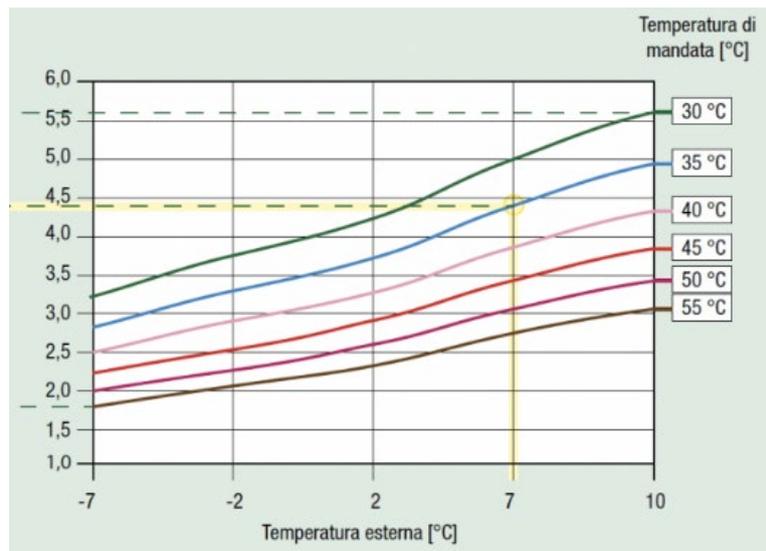


Figura 23: Variazione del COP al variare della temperatura esterna per diverse temperature di condensazione [24]

La notevole variabilità del COP della pompa di calore e la maggiore attenzione alle tematiche legate al risparmio energetico, ha portato all'introduzione da parte dell'UNI EN14825 di un nuovo indice di performance definito SCOP (Seasonal Coefficient of Performance). Questo indicatore è una media pesata dei valori di COP e risulta essere più rappresentativo poiché tiene conto delle condizioni operative durante un'intera stagione di riscaldamento. Il SCOP considera le prestazioni della pompa di calore a carico parziale, in diverse condizioni di temperatura esterna, basandosi su dati climatici relativi a tre zone differenti.

Il valore del SCOP descrive quanta energia termica viene generata in un anno da un impianto rispetto all'energia elettrica consumata. Esso è valutato con la seguente formula:

$$SCOP = \frac{PE_{100\%} * COP_{100\%} + PE_{75\%} * COP_{75\%} + PE_{50\%} * COP_{50\%} + PE_{25\%} * COP_{25\%}}{100} \quad (9)$$

dove:

- PE è il peso energetico (energia prodotta su energia totale) alle quattro condizioni;
- COP è l'efficienza del gruppo frigorifero alle quattro condizioni di carico associate a condizioni di temperature all'evaporatore ed al condensatore diverse.

Questo coefficiente permette di ottenere una stima più realistica dell'efficienza annuale del sistema in quanto tiene conto delle condizioni climatiche esterne [26].

4.3 Funzionamento a carichi parziali

Le curve di andamento del COP si riferiscono al funzionamento a pieno carico della pompa di calore, cioè quando la macchina eroga la massima potenza utile. Tuttavia, come già detto precedentemente, questo funzionamento è poco rappresentativo delle condizioni reali di lavoro. Infatti, durante il normale funzionamento la potenza disponibile della pompa di calore è spesso maggiore della potenza richiesta dall'edificio, specialmente se la pompa di calore è dimensionata in base al carico termico da sopperire. Di conseguenza, le macchine lavorano a carichi parziali, ovvero a potenze inferiori alla massima.

Il COP_{PX} a carico parziale rappresenta meglio il rendimento reale della macchina e si ottiene con la seguente formula:

$$COP_{PX} = COP_{MAX} * f_{CORR} \quad (10)$$

dove f_{CORR} è il fattore di carico valutato come rapporto tra la potenza istantanea richiesta e la potenza massima erogabile.

I modelli più datati di pompa di calore, noti come ON-OFF, modulavano la potenza attraverso cicli di accensione e spegnimento. Le macchine più moderne operano con un funzionamento modulante. Esse regolano la velocità di rotazione del compressore e del ventilatore dello scambiatore esterno per adattarsi ai carichi ridotti. Questa modalità di funzionamento consente alla pompa di calore di operare ad un COP_{MAX} anche con fattori di carico intorno a 0,3, come si osserva dalla figura seguente [26]. Anzi, da un punto di vista teorico, per fattori di carico superiori al minimo valore di modulazione il COP_{PX} è maggiore del COP_{MAX} perché gli scambiatori della macchina lavorano in modo più efficiente, come se fossero sovradimensionati.

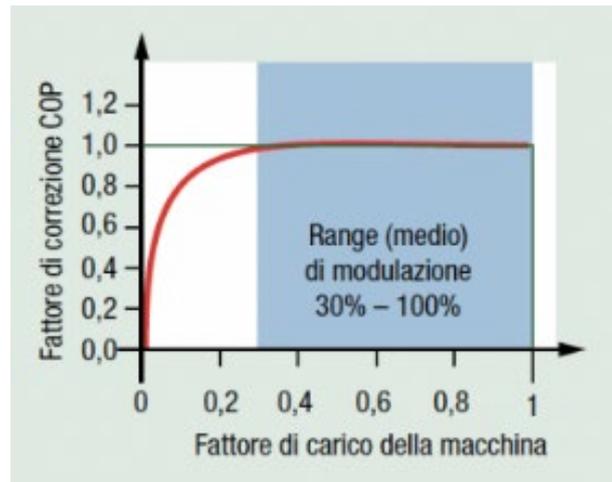


Figura 24: Funzionamento pompa di calore modulante [26]

4.4 Calcolo COP al variare della temperatura esterna e a carichi parziali

Nei due capitoli precedenti è stato analizzato il funzionamento di una pompa di calore al variare di un solo parametro. Tuttavia, nel funzionamento quotidiano più variabili influenzano contemporaneamente il lavoro della macchina, la quale si trova ad operare sia con condizioni al contorno diverse da quelle nominali sia spesso a carichi parziali, con un *capacity ratio* (CR) diverso da 1.

Nel caso studio seguente è stata individuata una soluzione analitica che ha consentito di valutare un fattore di correzione per analizzare correttamente le performance energetiche di una pompa di calore con inverter in condizioni transitorie. È stato seguito l'approccio indicato all'interno della norma UNI EN 14825, implementata a livello locale dallo standard nazionale UNI/TS 11300-4 [34].

La norma UNI EN 14825 introduce un fattore di correzione (f_c) per analizzare il funzionamento della pompa di calore a carichi parziali. In condizioni invernali, il coefficiente di performance reale (COP_{reale}), valutato in funzione di una precisa temperatura esterna θ , è calcolato con la seguente formula:

$$COP_{reale} = f_c * COP_{nom|\theta} \quad (11)$$

dove il fattore di correzione f_c per una pompa di calore aria-acqua è definito:

$$f_c = \frac{CR}{(1 - C_C) + CR * C_C} \quad (12)$$

Per le pompe di calore aria-acqua questa formula è utilizzata quando il capacity ratio (CR) è minore del minimo valore di modulazione. Il coefficiente di penalizzazione C_C , di default pari a 0,9, sottolinea di quanto il COP si riduce operando a carichi parziali.

Il capacity ratio CR, il quale varia in base alla potenza nominale disponibile a specifiche temperature esterne Q_{nom} , si calcola con la seguente relazione:

$$CR = \frac{Q_{prov}}{Q_{nom|\theta}} \quad (13)$$

Il $COP_{nom|\theta}$ è valutato considerando la potenza termica nominale fornita dalla pompa di calore a specifiche temperature esterne, ricavata mediante dati sperimentali, e la potenza elettrica di progetto della macchina [28]:

$$COP_{nom|\theta} = \frac{Q_{nom|\theta}}{W_{el,pr}} \quad (14)$$

A causa della mancanza di dati a disposizione, la UNI/TS 11300-4 suggerisce di valutare il fattore correttivo del COP a carichi parziali con il metodo semplificato. Si assume un coefficiente pari a 1 per fattori di carico CR pari o superiori a 0,5, considerato fattore minimo di modulazione, mentre al di sotto di tale valore si applica la formula della UNI EN 14825 [29].

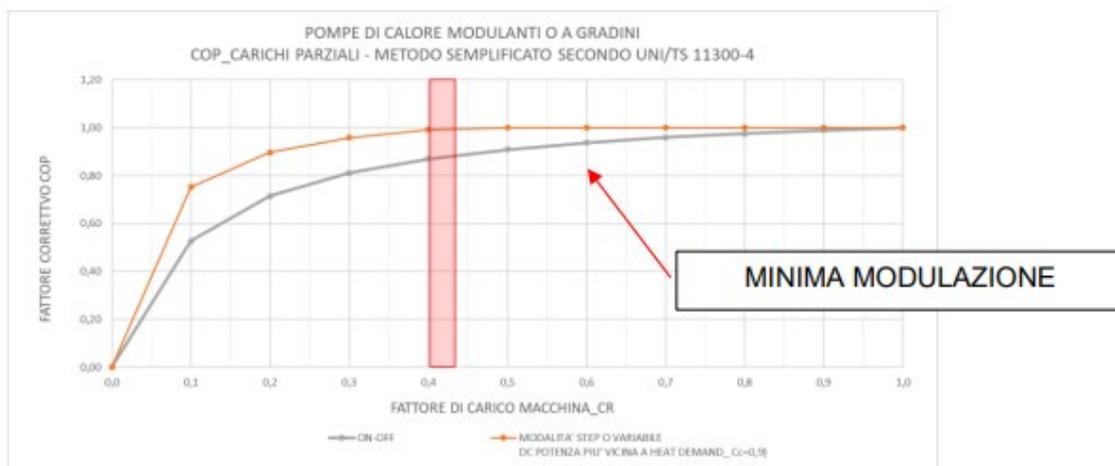


Figura 25: Fattore correttivo COP per pompe di calore modulanti secondo UNI/TS 11300-4 [29]

4.5 Fluidi frigoriferi

I fluidi frigoriferi, noti anche come frigorigeni, sono fluidi che lavorano all'interno di sistemi di refrigerazione come chiller e pompe di calore. Ciascun fluido possiede un proprio diagramma di stato e caratteristiche termodinamiche e chimico/fisiche ben specifiche che lo distinguono dagli altri.

Le proprietà chimico fisiche che un fluido refrigerante idealmente deve possedere sono le seguenti:

- chimicamente inerte e stabile;
- compatibile con l'ambiente;
- né tossico né infiammabile.

Le proprietà termodinamiche desiderate per un fluido refrigerante impiegato in una pompa di calore sono:

- pressione di evaporazione superiore alla pressione atmosferica;
- pressione di condensazione non troppo elevata;
- curva limite superiore con pendenza negativa;
- temperature di fine compressione non troppo elevate;
- bassa temperatura di congelamento;
- basso costo.

I fluidi frigoriferi possono essere suddivisi in diverse categorie:

- fluidi naturali, che possono essere organici ed inorganici;
- fluidi sintetici.

In sintesi, la scelta del fluido refrigerante dipende esclusivamente dalle esigenze dell'applicazione e dalle normative ambientali locali. Negli ultimi anni, si sta cercando di eliminare tutti quei fluidi refrigeranti che contribuiscono sia al cambiamento climatico sia all'aumento dello strato di ozono. Di conseguenza si tende ad utilizzare prevalentemente refrigeranti ecologici o fluidi con basso potenziale di riscaldamento globale [30].

4.6 Classificazione delle pompe di calore in base al tipo di sorgente termica

Le pompe di calore sono comunemente classificate in base alla sorgente termica fredda da cui estraggono calore. Le principali fonti termiche fredde sono:

- aria: presa dall'ambiente esterno o recuperata da altre fonti;
- acqua: superficiale, di falda o prelevata da circuiti dedicati;
- suolo: in cui il calore è assorbito tramite appositi scambiatori detti sonde geotermiche.

D'altra parte, le sorgenti calde possono essere:

- aria: quando la pompa di calore riscalda direttamente gli ambienti;
- acqua: quando la pompa di calore riscalda l'acqua tecnica dei terminali di impianto.

Da questa classificazione è possibile individuare le diverse tipologie di pompe di calore:

- aria-aria;
- aria-acqua;
- acqua-aria;
- acqua-acqua;
- terra-acqua.

Ognuna di esse ha specifici vantaggi e svantaggi e la scelta del tipo di pompa di calore da utilizzare dipende dalle condizioni ambientali, dalle applicazioni e dalle risorse disponibili nell'area in cui verrà installata.

Tra le diverse tipologie sopra elencate, si evidenziano in dettaglio le caratteristiche di una pompa di calore aria-acqua impiegata in uno dei casi studio analizzati di seguito.

4.7 Pompa di calore aria-acqua

Le pompe di calore aria-acqua sono la tipologia di PdC più utilizzata per il riscaldamento domestico. Rispetto agli altri sistemi a ciclo frigorifero, esse presentano i seguenti vantaggi:

- **Versatilità.** Possono essere collegate direttamente sia ai terminali idraulici tradizionali sia a quelli di nuova realizzazione. La capacità di utilizzare l'aria come sorgente fredda le rende adatte ad una vasta gamma di applicazioni.
- **Costi contenuti.** Rispetto ad altre tipologie di pompe di calore hanno costi di installazione ridotti e non necessitano di impianti ausiliari complessi.
- **Continua evoluzione tecnica.** Negli ultimi anni, questa tipologia di pompe di calore ha beneficiato di significative innovazioni tecnologiche, rendendole più efficienti e versatili alle varie esigenze dell'utente.

Tuttavia, è importante sottolineare come queste macchine presentano alcune limitazioni:

- **Elevati consumi elettrici di picco.** Questo svantaggio è legato alla procedura di dimensionamento delle pompe di calore. Solitamente queste macchine si dimensionano considerando il carico termico di picco dell'edificio, che spesso coincide con le condizioni esterne più svantaggiose, cioè le più fredde. Di conseguenza, queste macchine risultano sia sovradimensionate sia soprattutto con consumi elettrici di picco maggiori rispetto ad altre tipologie di pompe di calore.
- **Cicli di sbrinamento indispensabili.** Essi risultano indispensabili quando l'umidità esterna congela l'unità esterna della macchina
- **Rendimento influenzato da temperatura di aria e acqua.**
- **Rumorosità [31].**



Figura 26: Vantaggi e svantaggi nell'utilizzo di una PdC aria-acqua [31]

Capitolo 5

Rete di teleriscaldamento attiva

Una rete di teleriscaldamento attiva è una tecnologia che sta acquisendo sempre maggiore rilevanza all'interno del settore legato al riscaldamento degli edifici. Rispetto alla configurazione tradizionale, essa vede l'introduzione di tecnologie rinnovabile sul lato utenza della rete. Questo consente all'utente di non essere più un soggetto passivo della rete, ma diventare parte integrante del suo equilibrio, essendo in grado di autoprodurre energia termica e dividerne l'eventuale surplus. È una soluzione che può portare ad una serie di vantaggi sia economici sia ambientali, ma allo stesso tempo introduce un cambiamento sostanziale all'interno del sistema tradizionale.

5.1 Vantaggi e svantaggi di una rete di teleriscaldamento attiva

Una rete di teleriscaldamento attiva è una tecnologia che si differenzia dal sistema tradizionale per lo scambio bidirezionale di energia termica che si instaura tra la rete e l'utenza. Quest'ultima, grazie all'installazione di tecnologie a fonti rinnovabili e basso impatto ambientale, autoproduce energia termica e la immette in rete. Tuttavia, nel caso in cui l'impianto sia di proprietà dell'utente egli tende a prediligere l'autoconsumo dell'energia prodotta. In questo caso l'energia termica è immessa in rete solo quando la quantità prodotta è superiore al fabbisogno energetico richiesto dall'edificio. Con questa configurazione l'utente diventa *prosumer*, cioè colui che oltre a prelevare energia dalla rete la immette, diventandone membro attivo.

Le reti di teleriscaldamento attive offrono una serie di vantaggi economici ed ambientali. Innanzitutto, l'inserimento di sistemi di produzione di calore decentralizzato riducono le perdite di trasmissione grazie alle ridotte distanze tra la fonte e l'utente.

Inoltre, l'utente autoproducendo energia termica in loco mediante fonti rinnovabili a bassa emissione, come collettori solari termici, pannelli fotovoltaici connessi a pompe di calore e altre tecnologie simili, contribuisce a ridurre i costi di acquisto di energia e le emissioni di CO₂ [33].

Infine, il vero potenziale di questa configurazione si evidenzia quando diversi edifici polifunzionali sono connessi alla rete. Questa struttura determina un maggior sfruttamento dell'energia termica autoprodotta, garantendo uno scambio immediato tra edifici. L'impiego di questa tecnologia è ottimizzato quando ad un'utenza con una bassa richiesta di energia termica (ad esempio durante il periodo estivo marzo-settembre) è accostata un'altra che contemporaneamente ha una domanda elevata. In questo modo la rete funge da piccolo stock di energia matchando la domanda e l'offerta delle diverse utenze [34].

D'altro canto, però, l'introduzione di reti di teleriscaldamento attive comporta un cambiamento significativo della struttura. In particolare, la decentralizzazione dell'immissione di energia termica in rete causa una riduzione locale della temperatura dell'acqua nella rete di mandata, provocando un incremento della velocità del fluido termovettore.

Inoltre, essendo un sistema bidirezionale si possono verificare variazioni nella direzione del flusso all'interno della rete di teleriscaldamento. Questi cambiamenti locali possono creare gravi stress termici alle tubazioni, con l'insorgenza di fenomeni di instabilità nella rete e riducendo l'efficienza della tecnologia in uso.

Per questo motivo, l'integrazione di reti di teleriscaldamento attive potrebbe richiedere una revisione della struttura della rete stessa, passando a sistemi di reti di teleriscaldamento intelligenti definiti 'Smart District Heating Networks' [33].

5.2 Soluzioni di design per l'integrazione di tecnologie rinnovabili nella rete di teleriscaldamento

Per garantire uno scambio bidirezionale tra utente e rete di teleriscaldamento è possibile identificare quattro diverse configurazioni. Esse sono menzionate di seguito considerando un sistema di produzione di calore decentralizzato generico e analizzando per ognuno i pro e i contro.

- Schema A: **Mandata su Ritorno**. In questa configurazione la portata del fluido termovettore è prelevata dal condotto di mandata della rete e reintrodotta in quello di ritorno, dopo essere stata riscaldata dal sistema di produzione distribuito. Questa tecnologia è poco efficiente poiché si immette nella portata all'interno del condotto di ritorno ad una temperatura superiore a quella di default. D'altro canto, rappresenta la configurazione più semplice da introdurre perché non influisce sui flussi di rete, garantendo una regolazione e gestione della rete più semplice.
- Schema B: **Mandata su Mandata**. In questa configurazione lo scambio di energia termica tra il sistema decentralizzato e il teleriscaldamento influenza solo il condotto di mandata della rete. Questo schema può generare condizioni indesiderate se sono presenti utenti al di sotto del prosumer, poiché ricevono la portata ad una temperatura superiore rispetto a quella prevista. Questo può provocare sia guasti ai terminali di impianti sia danni alla rete stessa.
- Schema C: **Ritorno su Ritorno**. In questa configurazione lo scambio termico tra il sistema decentralizzato e il teleriscaldamento avviene solo lungo il condotto di ritorno della rete. Questo sistema risulta non efficiente da un punto di vista energetico nel caso in cui si immetta nel condotto di ritorno la portata ad una temperatura che supera di gran lunga quella di default. Infatti, si avrebbero perdite per dissipazione di calore lungo la rete ed efficienze ridotte in centrale.
- Schema D: **Ritorno su Mandata**. In questa configurazione, il fluido termovettore è estratto dal condotto di ritorno della rete e reintrodotta in quello di mandata dopo essere stato riscaldato dal sistema di produzione decentralizzato. L'utenza riscalda il fluido fino alla temperatura di mandata della rete senza modificare i livelli di temperatura dei due condotti.

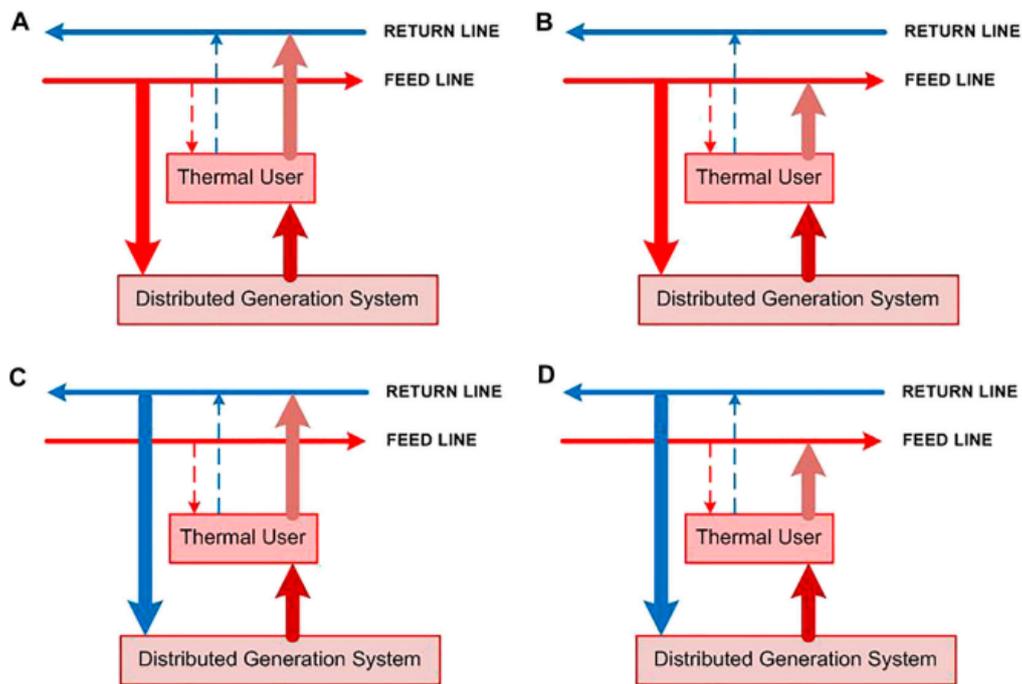


Figura 27: Rappresentazione schematica delle quattro configurazioni: (A) Mandata su Ritorno, (B) Mandata su Mandata, (C) Ritorno su Ritorno, (D) Ritorno su Mandata [35]

Quest'ultima configurazione è particolarmente vantaggiosa anche per le utenze a valle. Infatti, l'immissione nel condotto di mandata della portata alla temperatura di default consentirebbe agli utenti di prelevare direttamente dalla rete. Inoltre, è una soluzione impiantistica che garantisce una buona gestione termica del sistema centrale di produzione [35].

Questi vantaggi rendono la configurazione Mandata su Ritorno quella più utilizzata come combinazione prosumer teleriscaldamento quando si è in possesso di una tecnologia che rispetta i vincoli di temperatura richiesti.

Capitolo 6

Integrazione impianto fotovoltaico con pompa di calore nella rete di teleriscaldamento

Il caso studio analizzato vede l'installazione di un impianto fotovoltaico connesso ad una pompa di calore aria-acqua presso un edificio residenziale di Torino. Questa sottostazione è stata scelta tra le diverse utenze della sottorete 419 della rete di teleriscaldamento risultando la più consona a rappresentare i vantaggi e gli svantaggi di questa tecnologia.

L'obiettivo è quello di valutare come questa configurazione può inserirsi all'interno di un sistema di riscaldamento ormai consolidato. Lo studio svolto si basa su un'analisi progettuale, prima energetica e poi economica, che evidenzia la reale praticità della tecnologia installata. Per questo sono stati scelti dei pannelli fotovoltaici e una pompa di calore presenti in commercio.

6.1 Analisi dei dati e realizzazione profilo tipo

Come detto precedentemente, lo studio è stato svolto considerando i dati di un database di una delle sottostazioni presenti all'interno nella sottorete 419 della TRL di Torino. Quest'utenza è orientata verso Sud-Ovest, il che la rende particolarmente idonea per l'installazione di un impianto solare su tetto. I dati forniti con un time step di 5 minuti riguardano il periodo di riscaldamento (ottobre-aprile) degli anni 2015, 2016 e 2017. Essi sono:

- T_1 temperatura di mandata lato rete [$^{\circ}\text{C}$];
- T_2 temperatura di ritorno lato rete [$^{\circ}\text{C}$];
- T_3 temperatura di mandata lato utenza [$^{\circ}\text{C}$];
- T_4 temperatura di ritorno lato utenza [$^{\circ}\text{C}$];
- G portata lato rete [kg/s];
- Φ potenza scambiata nella sottostazione [W];
- T_{sp} temperatura di set point [$^{\circ}\text{C}$];
- T_{est} temperatura esterna [$^{\circ}\text{C}$].

Si precisa che i valori di potenza termica scambiata nella sottostazione sono stati considerati pari alla richiesta di fabbisogno energetico dell'edificio. Si è trascurata l'efficienza dello scambiatore, considerandolo ideale, ed eventuali perdite lato utente, ritenuti parametri non essenziali per un'analisi di questo tipo.

Essendo la mole dei dati molto ampia, si è preferito realizzare un profilo tipo del fabbisogno energetico dell'utenza, così da poter svolgere un'analisi di massima e non specifica dei singoli anni. Questo processo di *Data Analysis* è stato svolto utilizzando la piattaforma RStudio basata sul linguaggio di programmazione R.

Innanzitutto, il primo step eseguito è il *data pre-processing* del dataset utile a identificare la presenza di outliers o inconsistenze varie che potessero influenzare l'andamento corretto del fabbisogno energetico. Come evidenziato dalla figura sottostante sono stati considerati outliers i valori di potenza termica superiori a 400 kW. Essendo delle inconsistenze puntuali, sono stati eliminati utilizzando un'interpolazione lineare.

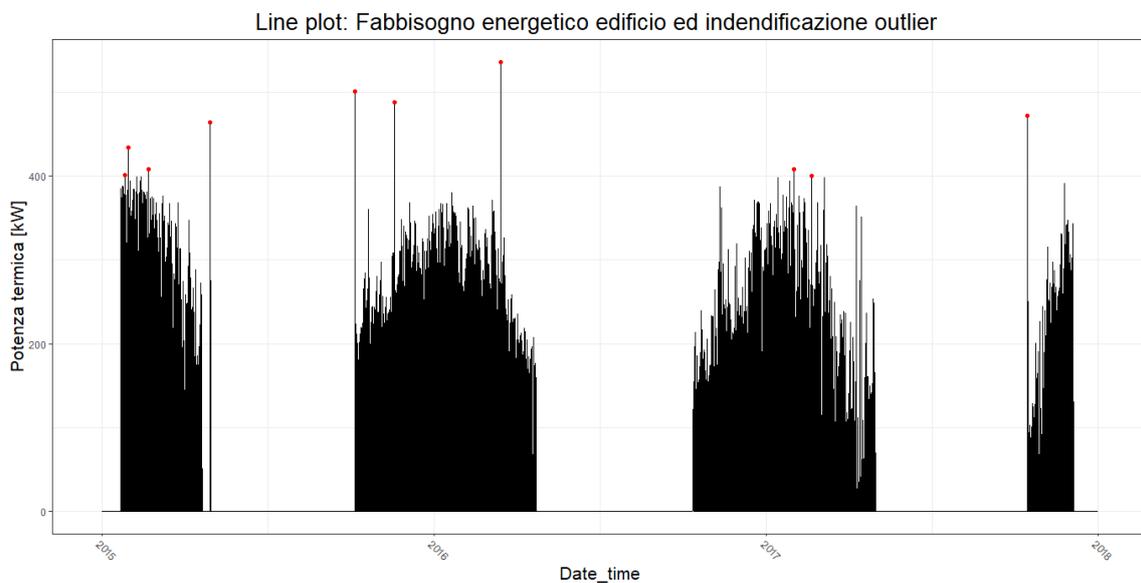


Figura 28: Identificazione outliers nel dataset

Come secondo step è stato effettuato un processo di *Aggregazione dei Dati* passando da un time-step di 5 minuti ad uno orario. Questo ha permesso di ridurre la mole dei dati, ottenendo un profilo di carico abbastanza significativo dei tre diversi anni. Infine, i dati sono stati ordinati rispettando il periodo di riscaldamento (ottobre-aprile), come è mostrato in figura 29.

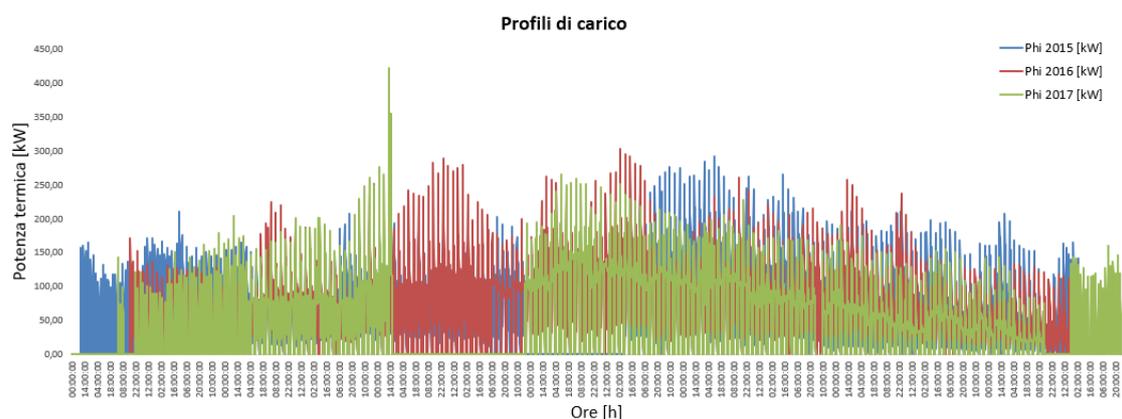


Figura 29: Andamento fabbisogno energetico richiesto nei tre anni

In prima approssimazione, nei tre anni l'andamento del fabbisogno energetico dell'utenza è abbastanza simile. Tuttavia, per valutare la variabilità dei tre profili è stato individuato:

- il profilo medio, calcolando il valore medio orario,
- il profilo medio massimo;
- il profilo medio minimo;

questi ultimi due sono stati calcolati sommando e sottraendo la deviazione standard al valor medio considerato.

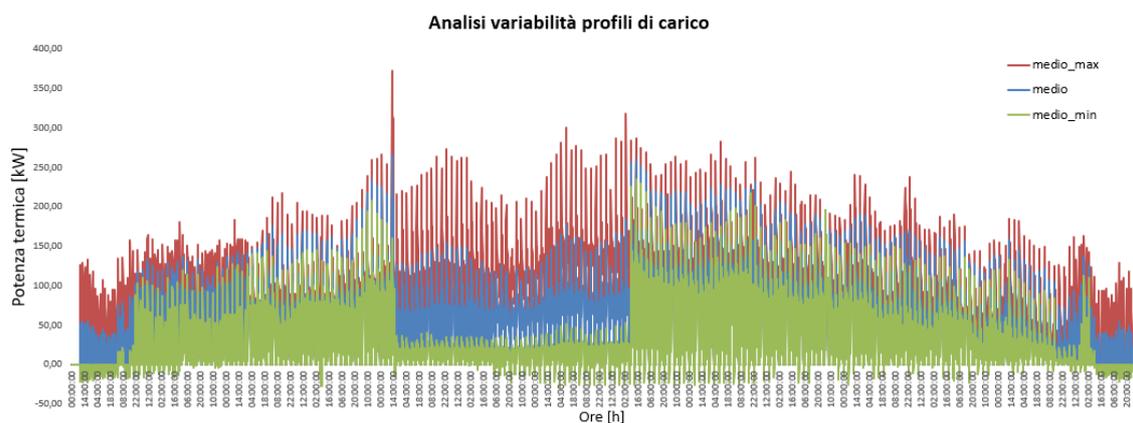


Figura 30: Analisi variabilità profilo medio

La figura 30 evidenzia come durante il periodo di riscaldamento la variabilità dei dati è minima, fatta eccezione di alcuni intervalli temporali. Innanzitutto, tra metà dicembre e

metà gennaio si evidenzia una forte discrepanza rispetto al profilo medio dovuto a valori nulli di consumo nell'anno 2017, i quali sono stati trascurati nella realizzazione del profilo tipo. Inoltre, è presente un altro leggero scostamento dal profilo medio nei primi giorni di ottobre e gli ultimi di aprile. Analizzando i dati è emerso che i giorni di accensione e spegnimento dell'impianto nei tre anni variavano leggermente e i consumi presentavano dei picchi per poche ore della giornata. Di conseguenza si è scelto di ridurre l'arco temporale dal 13 ottobre al 21 aprile, così da avere un profilo di carico che rispecchia la domanda di riscaldamento invernale.

Dai risultati emerge che:

- la potenza termica massima richiesta è 277 [kW];
- il fabbisogno energetico durante il periodo di riscaldamento è circa 283 [MWh].

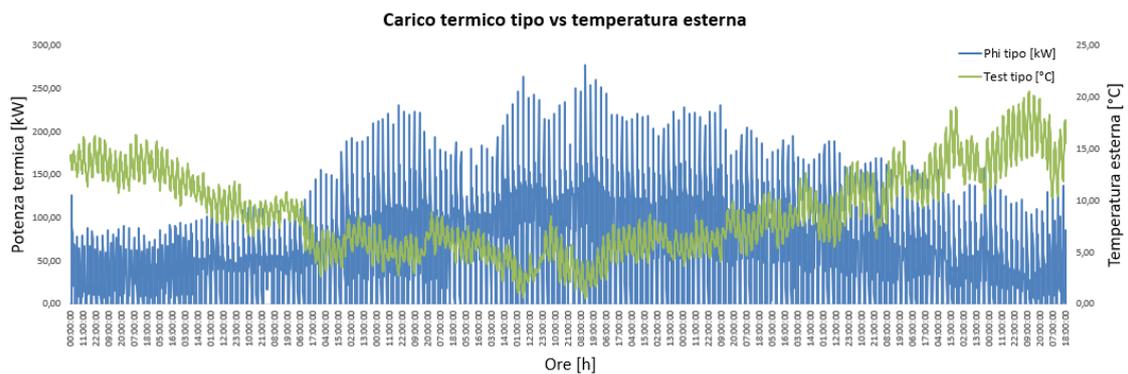


Figura 31: Andamento fabbisogno energetico richiesto dall'edificio rispetto alla temperatura esterna

Un processo di data analysis è stato svolto per individuare l'andamento della temperatura esterna. La figura 31 evidenzia come la temperatura esterna rilevata nei tre anni non assume mai valori al di sotto dei 0°C. Inoltre, il ridursi della temperatura esterna determina un incremento del fabbisogno energetico della sottostazione. Questa relazione rispecchia a pieno la firma energetica dell'edificio.

6.2 Descrizione dell'impianto

Il caso studio in esame analizza le performance di un impianto fotovoltaico installato su tetto connesso ad una pompa di calore aria-acqua. Quest'impianto, considerato di proprietà di un gestore della rete, è collegato alla rete di teleriscaldamento mediante una configurazione 'Ritorno su Mandata'. Lo scopo principale è auto consumare l'energia termica prodotta, immettendo in rete eventuale surplus.

È stato ipotizzato di installare l'impianto fotovoltaico su un'abitazione di nove piani nel centro di Torino e le sue caratteristiche, di seguito riportate, sono in parte fornite dal database e in parte valutate mediante l'ausilio di Google Earth:

- Volumetria: 9230 m³;
- Altezza: 26,5 m;
- Tetto a falda con pendenza: 17°;
- Superficie tetto: 376 m².

Data la superficie totale del tetto, per l'installazione dei pannelli fotovoltaici è stata utilizzata una superficie ridotta pari a 300 m², garantendo il corretto spazio per il montaggio e le regolari attività di ispezione e manutenzione. Si è deciso di sfruttare tutta la superficie disponibile per l'installazione dell'impianto essendo di proprietà del gestore della rete. Lo scopo è impiegare al meglio questa tecnologia basata sullo sfruttamento di risorse rinnovabile, essendo in linea con le direttive Europee attuali. I pannelli utilizzati presentano le seguenti caratteristiche:

Tipologia pannello	FuturaSun 360 M Silk Pro
Superficie pannello [m ²]	1,82
Potenza pannello [W]	360
Efficienza pannello [%]	19,76

Tabella 1: Caratteristiche principali impianto fotovoltaico

Le proprietà presenti in Tabella 1 sono valutate in condizioni STC con irraggiamento solare 1000W/m² e temperatura del pannello 25°C, come specificato da scheda tecnica [36]. Il numero massimo di pannelli installabili è 164.

Per individuare la radiazione solare diretta incidente sui pannelli è stato utilizzato il tool PVGIS. Esso è un software gratuito fornito dalla Commissione Europea che consente di valutare la resa di un impianto fotovoltaico, inserendo in input dati relativi alla geolocalizzazione del sito e informazioni specifiche dell'impianto da installare.

Sono stati inseriti i seguenti dati:

- Latitudine: 45,063;
- Longitudine: 7,654;
- Montaggio dei pannelli su tetto;
- Inclinazione dei pannelli: 17°, pari all'inclinazione del tetto a falda;
- Angolo di azimuth: 20°;
- Pannelli in silicio cristallino.

Questi dati consentono di ricavare l'andamento medio giornaliero della radiazione solare diretta di ogni mese.

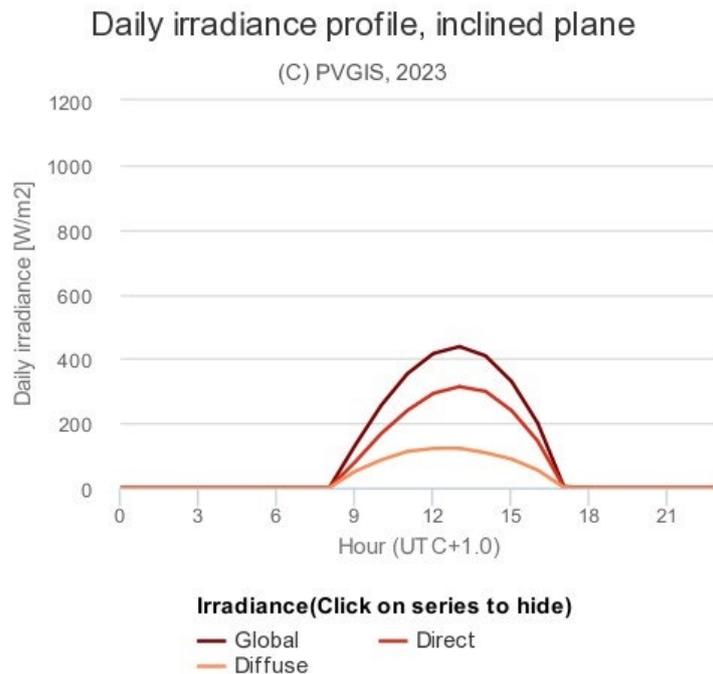


Figura 32: Andamento radiazione solare Gennaio

La figura 32 evidenzia come in output il software fornisce i risultati relativi alla radiazione solare globale, diretta e diffusa. Si ipotizza che la radiazione solare diretta presenti lo

stesso andamento tutti i giorni per ogni mese. Questo determina che in un mese la potenza elettrica prodotta giornalmente è costante.

Le prestazioni dell'impianto fotovoltaico sono state valutate al variare sia della radiazione solare diretta sia della temperatura della cella. I parametri di ombreggiamento e fouling sui pannelli sono stati trascurati, non avendo informazioni a riguardo. Applicando le formule (1) e (2) è stata ricavata la potenza elettrica oraria prodotta dall'impianto.

Dai risultati si nota come l'efficienza oraria calcolata per ciascun mese si discosta molto dal rendimento fornito dal costruttore, perché le condizioni operative dell'impianto sono molto diverse da quelle nominali. Come mostra la figura 33, durante il mese di luglio, nonostante la radiazione solare diretta è maggiore, non si raggiunge mai l'efficienza massima, a causa dell'incremento della temperatura dei pannelli che ne riduce le performance. I suoi valori risultano essere circa il doppio di quelli ottenuti durante il mese di gennaio. Si nota anche come l'impianto fotovoltaico in estate ha una produzione che comprende un arco temporale maggiore.

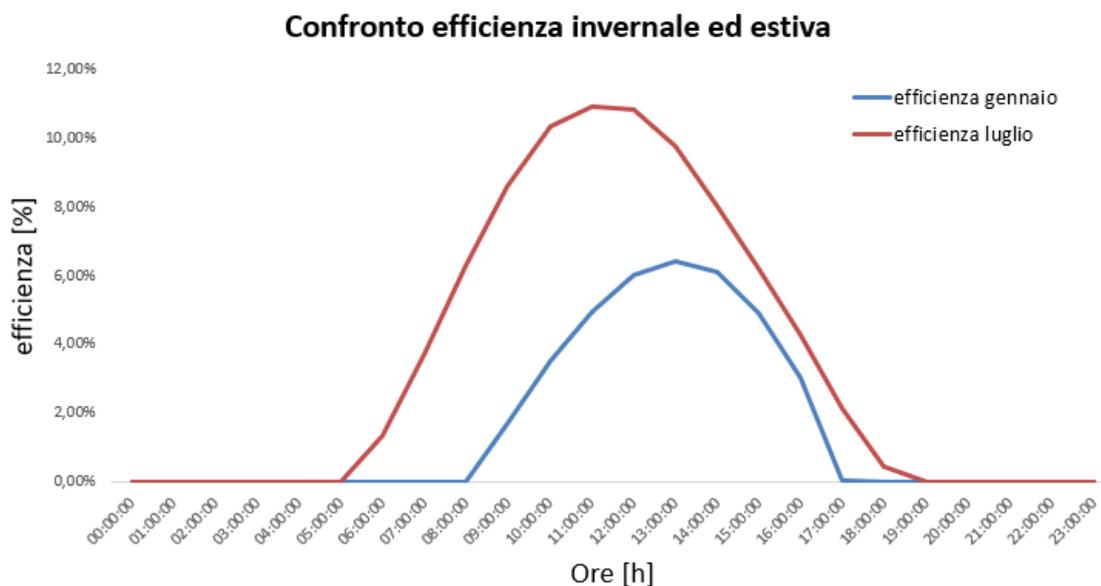


Figura 33: Confronto efficienza stagione invernale ed estiva

Il valore massimo ottenuto di potenza prodotta durante il periodo di riscaldamento è circa 27kW, nel mese di aprile, mentre un valore di moda emerso durante l'intera stagione invernale è circa 18kW. Questa variabilità si ripercuote nella scelta della pompa di calore.

La pompa di calore è alimentata solo dall'energia elettrica fornita dall'impianto fotovoltaico. Per questo essa è stata selezionata considerando come parametro di progetto la potenza elettrica assorbita e non il carico termico da sopperire, come di normale consuetudine. Inoltre, per far fronte all'andamento variabile nella produzione di energia elettrica, si è scelto di utilizzare una pompa di calore che abbia una potenza di assorbimento nominale pari a 21,6 kW e una potenza di assorbimento massima di 33 kW. Si è optati per questa decisione affinché la macchina operi durante l'intera stagione di riscaldamento nelle condizioni più vicine a quelle nominali, così da garantire un funzionamento continuo a rendimenti elevati. Si sottolinea che quando l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico è superiore al 10% della potenza nominale assorbita dalla pompa di calore, l'eccesso di energia elettrica è utilizzato per alimentare le utenze presenti nell'abitazione.

La pompa di calore scelta presenta le seguenti caratteristiche, evidenziabili anche da scheda tecnica [37]:

Tipologia pompa di calore	Viessmann Energycal AWH PRO HT-100.1
Temperatura evaporazione [°C]	-7
Temperatura condensazione [°C]	90
Potenza massima assorbita [kW]	33
Potenza termica prodotta [kW]	65,3
COP [-]	3,02
Fluido refrigerante	R744

Tabella 2: Caratteristiche tecniche pompa di calore aria-acqua

La pompa di calore utilizzata ha una temperatura di evaporazione superiore rispetto alla temperatura esterna di progetto -8°C, definita dalla norma UNI EN 12831 per la città di Torino. Questa scelta si è basata sui dati di temperatura esterna forniti dal database i quali non presentano valori al di sotto di 0°C nei tre anni. Di conseguenza l'evaporatore può operare sempre nelle condizioni ottimali.

La temperatura di condensazione è pari a 90°C perché è stata ipotizzata una riduzione della temperatura di mandata della rete di teleriscaldamento a 80°C, come sarà ben chiarito nel capitolo successivo.

6.3 Configurazione ritorno su mandata

Come già detto nel capitolo 5.2, la configurazione *Ritorno su Mandata* consiste nel prelevare della portata dal condotto di ritorno della TRL. Essa viene poi riscaldata con il surplus di energia termica derivante dall'impianto di produzione distribuita (DG) ed immessa nel condotto di mandata.

Nel caso studio in esame, la temperatura del condotto di mandata della rete di teleriscaldamento è ridotta ad 80°C. In questo modo è possibile integrare come impianto di produzione distribuita una pompa di calore alimentata da fotovoltaico, sistema a basso contenuto exergetico.

La figura seguente mostra con maggior dettaglio come le due tecnologie interagiscono.

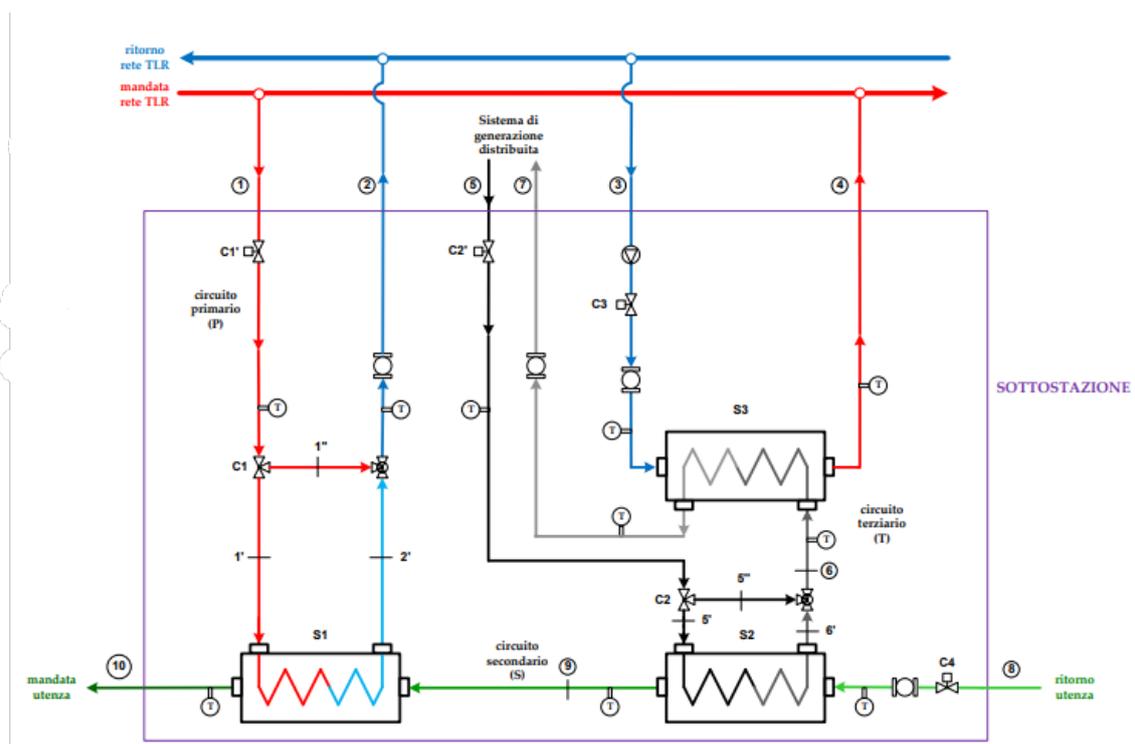


Figura 34: Schema del design sella sottostazione nella configurazione ritorno su mandata [38]

Lo schema evidenzia tre circuiti idraulici:

- il circuito primario (rosso e blu) che collega la sottostazione al condotto di mandata e di ritorno della rete di teleriscaldamento;
- il circuito secondario (verde) che connette la sottostazione all'utente;

- il circuito terziario (nero e grigio) che connette la sottostazione al sistema di produzione distribuita.

La sottostazione è dotata di tre scambiatori, ognuno dei quali collegati ad un circuito, affinché lo scambio termico avvenga in base alla richiesta di calore dell'utenza.

Lo scambiatore di calore S1 è presente all'interno della configurazione classica di un edificio connesso alla rete di teleriscaldamento. Esso è dimensionato in modo da soddisfare completamente la richiesta dell'utenza in assenza di generazione distribuita.

Gli scambiatori S2 e S3 sono inseriti nel sistema per realizzare la configurazione Ritorno su Mandata. Il primo è dimensionato in modo da soddisfare completamente la richiesta dell'utenza in condizioni di design, sfruttando l'energia termica prodotta dal sistema di produzione distribuita. Il secondo scambiatore è dimensionato in modo che la potenza termica massima producibile dal sistema di generazione possa essere ceduta alla rete bypassando completamente S2.

Mediante tale configurazione, lo scopo principale del sistema di produzione distribuita è quello di favorire innanzitutto l'autoconsumo. Il carico termico dell'utente è soddisfatto dal teleriscaldamento e/o dal sistema di produzione distribuita mediante gli scambiatori S1 e S2. Se il sistema DG copre la richiesta termica dell'utente lo scambiatore S1 non lavora, viceversa esso integra S2. Nelle ore notturne in cui il DG non produce energia termica, a causa dell'assenza dell'energia solare, tutto il fabbisogno energetico è coperto dal TRL. Quando, invece, l'energia termica prodotta è superiore rispetto alla domanda, il surplus è immesso in rete mediante S3, rispettando i vincoli di temperatura imposti.

Il corretto funzionamento della sottostazione avviene grazie a logiche di controllo applicate alle valvole presenti nel sistema. Esse sono di due tipi:

- C1', C2' e C3 controllano la portata del circuito corrispondente;
- C1 e C2 regolano la portata al lato primario dei rispettivi scambiatori, in base alla temperatura di setpoint stabilita all'uscita lato secondario degli S [38].

Tra le diverse valvole, la C3 è quella che regola la portata prelevata dal ramo di ritorno della rete di teleriscaldamento affinché, attraversando S3, possa incrementare la sua temperatura fino a 80°C, temperatura del ramo di mandata della rete.

La configurazione Ritorno su Mandata non modifica la temperatura di ritorno nella rete, così da non ridurre il rendimento del cogeneratore in centrale termica e non causare

l'insorgenza di sollecitazioni meccaniche dovute a gradienti termici variabili. D'altro canto, però, da un punto di vista teorico è una configurazione che necessita di una pompa di alimentazione ad alta prevalenza per re-immettere il fluido termovettore nel ramo di mandata. Per questo, un'analisi ottimale dell'investimento fatto richiederebbe uno studio economico ben approfondito, che consideri sia i costi di installazione sia i consumi elettrici, valutando quanto realmente sia conveniente la tecnologia scelta. Tuttavia, in questo lavoro di tesi ci si è concentrati prevalentemente su come i sistemi di produzione distribuita possano meglio integrarsi all'interno di una rete di teleriscaldamento attiva, trascurando questi costi aggiuntivi.

6.4 Analisi energetica

Come già accennato nel capitolo 4.4, le prestazioni della pompa di calore variano in base alle condizioni al contorno e al suo funzionamento a carichi parziali.

Per valutare come questa macchina opera in funzione della temperatura esterna, non avendo dati da scheda tecnica, si è creato un suo modello prendendo come riferimento di baseline il caso studio ‘*Seasonal performance evaluation of electric air-to-water heat pump systems*’ [39]. In questo paper si analizza il funzionamento di una pompa di calore aria-acqua con inverter, che lavora con una temperatura di condensazione fissa a 35°C, e si valuta come varia la potenza termica prodotta in funzione della temperatura esterna. I dati di potenza termica in funzione della temperatura esterna sono forniti dal produttore della pompa di calore. Da questo modello, essendo molto simile al caso studio in esame, è stata calcolata la potenza termica che la pompa di calore è in grado di produrre all’aumentare della temperatura esterna, mantenendo la temperatura di condensazione costante a 90°C.

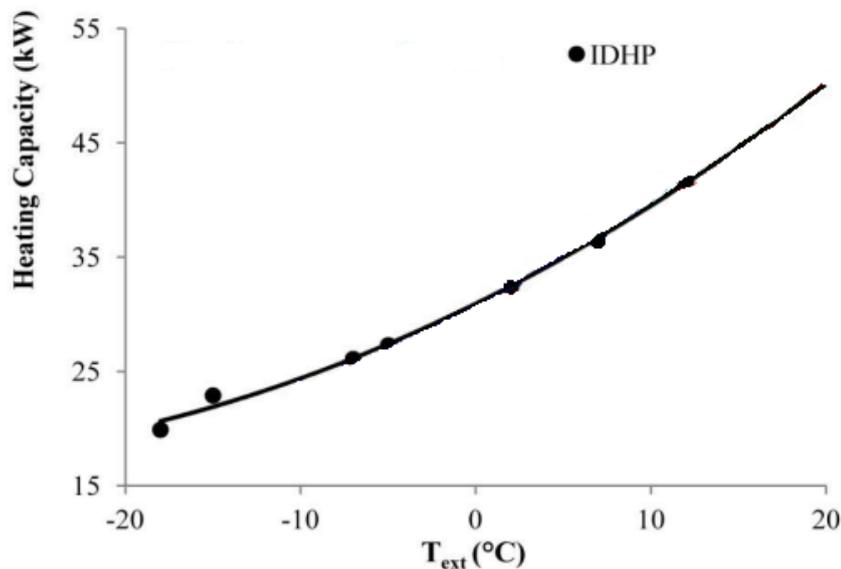


Figura 35: Andamento della potenza termica prodotta in funzione della temperatura esterna [39]

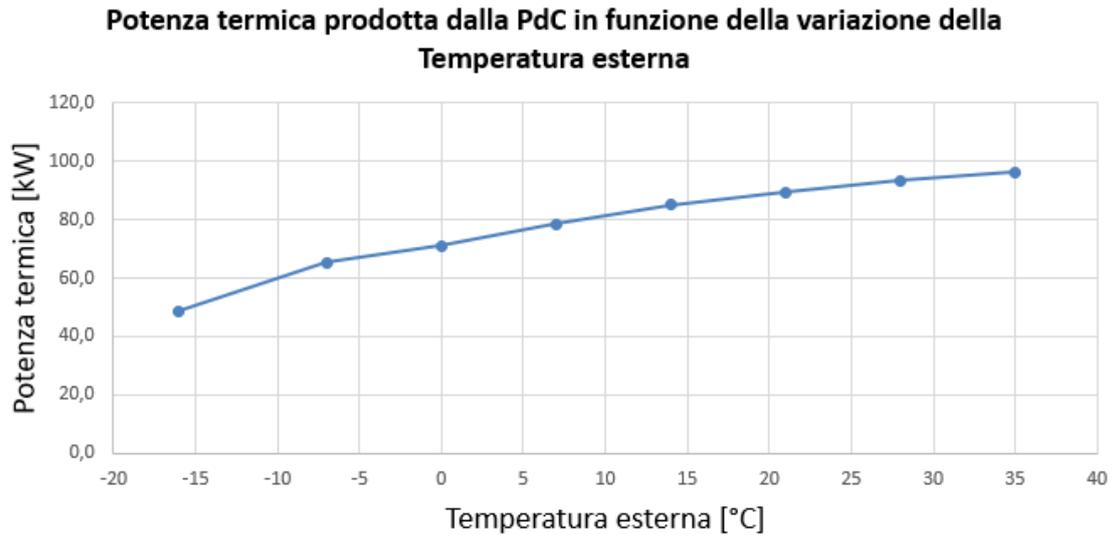


Figura 36: Andamento della potenza termica prodotta in funzione della temperatura esterna

Dalle due figure si osserva come l'incremento della temperatura esterna determina un aumento della potenza termica prodotta dalla macchina. Tuttavia, rispetto al modello, la pompa di calore evidenzia un andamento meno crescente perché la temperatura di condensazione è elevata e il delta con quella di evaporazione risulta sempre notevole.

Ricavando i valori di potenza termica prodotta dalla figura 36, è stato calcolato il $COP_{nom|\theta}$ della macchina, con la formula (14). La figura seguente evidenzia l'andamento crescente del COP nominale in funzione dell'incremento della temperatura esterna. In questo caso la variazione della radiazione solare non influenza tale coefficiente.

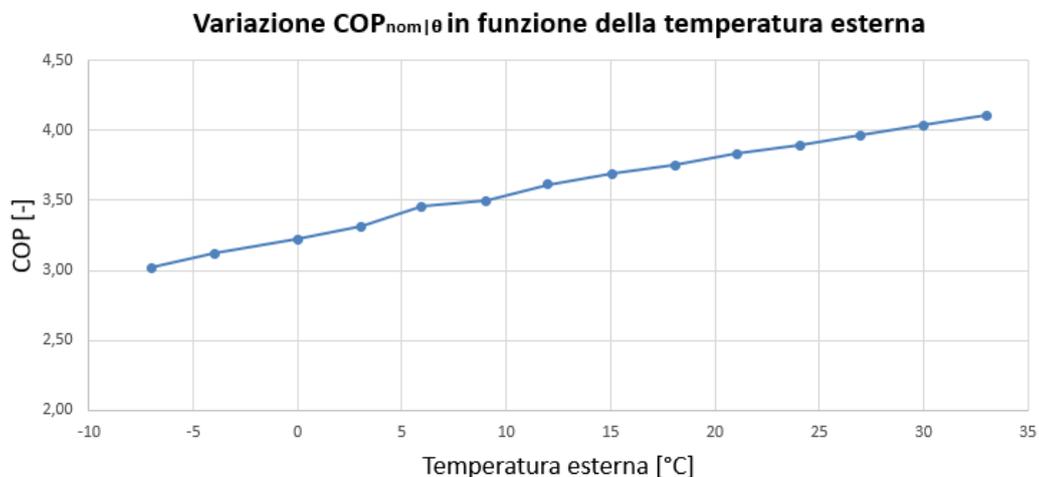


Figura 37: Incremento del COP in funzione della temperatura esterna

Con riferimento alle formule menzionate nel capitolo 4.4, è stata calcolata la potenza termica oraria prodotta dalla pompa di calore nei diversi mesi.

Noto il fabbisogno energetico richiesto dall'utenza, è stata valutata l'energia termica che la rete di teleriscaldamento deve fornire quando la pompa di calore non è in grado di sopperire completamente al carico termico. Essa corrisponde all'area sottesa tra la curva del fabbisogno energetico richiesta dall'edificio e quella dell'energia termica prodotta. Quando tale differenza è positiva è la rete di TRL a sopperire al carico termico, viceversa è la pompa di calore a immettere il surplus di energia termica prodotta in rete. Le figure sottostanti mostrano quanto appena descritto per i mesi di Gennaio e Aprile.

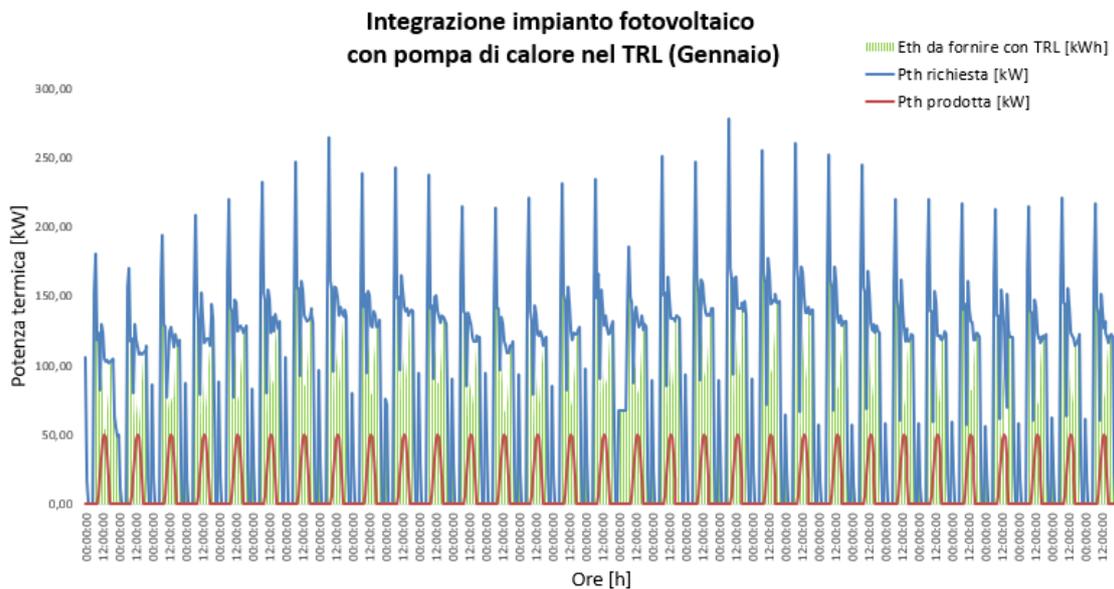


Figura 38: Profilo di carico impianto fotovoltaico con pompa di calore integrato nella rete di teleriscaldamento (gennaio)

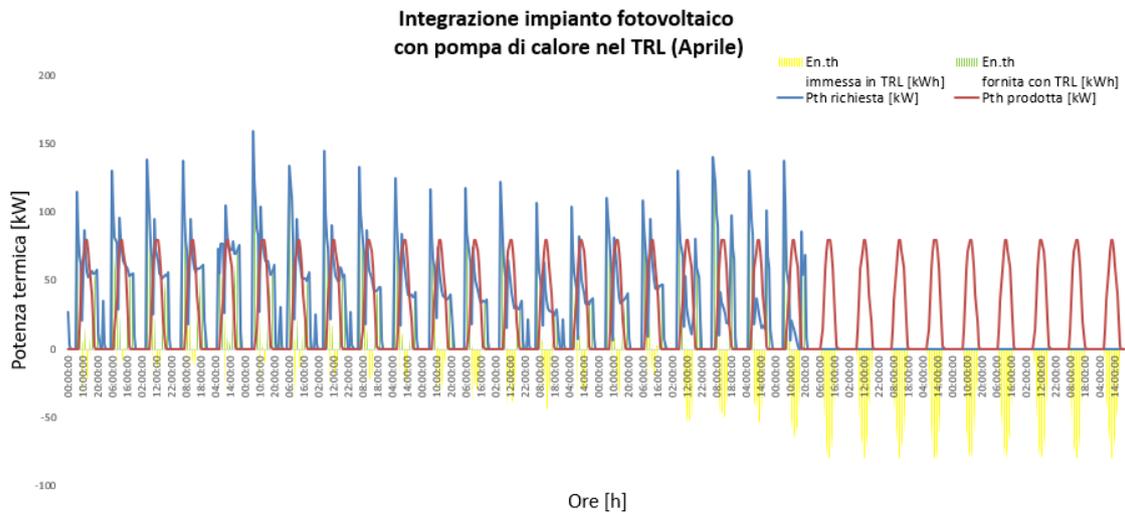


Figura 39: Profilo di carico impianto fotovoltaico con pompa di calore integrato nella rete di teleriscaldamento (aprile)

Dalle due figure si nota come ciascuna mensilità presenta sia un diverso fabbisogno energetico richiesto dall'utenza sia una diversa potenza termica prodotta dalla pompa di calore. Come è facilmente intuibile, con l'avanzar dei mesi la richiesta da parte dell'utenza si riduce e contemporaneamente si ha un incremento nella produzione di energia termica, dovuto ad un aumento della radiazione solare e della temperatura esterna. Durante il mese di gennaio, l'energia termica prodotta è minima rispetto al fabbisogno energetico richiesto, il quale è coperto prevalentemente dalla rete di teleriscaldamento. Infatti, tutta l'energia termica prodotta è auto consumata, non essendoci immissione in rete.

Ad aprile, invece, l'incremento di produzione di energia termica determina una riduzione della richiesta dell'utenza dal TRL. In questo modo parte dell'energia prodotta è immessa in rete garantendo uno scambio bidirezionale con l'impianto. Il carico termico prodotto ad aprile raggiunge picchi intorno a 80 kW durante le ore centrali della giornata. Tuttavia, nonostante l'elevata produzione di energia termica, parte dell'energia deve essere fornita dalla rete a causa di un dis-matching tra domanda e fornitura.

Durante il periodo estivo tutta l'energia termica prodotta è immessa in rete a causa di una mancata richiesta di energia dall'utenza.

6.5 Risultati

La tabella seguente mostra i risultati ottenuti.

	gen	feb	mar	apr	ott	nov	dic	tot
Energia termica richiesta [MWh]	68,88	57,04	44,06	19,04	11,85	28,13	54,56	283,58
Energia termica prodotta [MWh]	8,06	9,72	14,30	16,00	9,36	6,35	7,03	170,51
Energia termica fornita con TRL [MWh]	60,77	47,30	29,93	10,50	8,26	21,83	47,49	226,07
Energia termica immessa in TRL [MWh]	0,00	0,00	0,17	7,47	5,76	0,04	0,00	113,14

Tabella 3: Risultati analisi energetica

Dalla tabella 3 si nota come durante il periodo di riscaldamento gran parte dell'energia termica prodotta è impiegata per l'autoconsumo, simile a quanto detto precedentemente per il mese di gennaio. L'immissione di surplus in rete si verifica prevalentemente durante i mesi di ottobre ed aprile, quando il fabbisogno richiesto dall'utenza è basso.

L'energia che la rete di TRL deve fornire all'utenza risulta ancora abbastanza elevata. Infatti, il diagramma sottostante mostra come solo il 20% del fabbisogno energetico dell'edificio è coperto dall'impianto installato, la restante parte è fornita dalla rete. Nonostante ciò, l'energia termica immessa in rete è elevata grazie alla produzione durante il periodo estivo. Dalla figura 41 si evidenzia come con la configurazione connessa alla rete di TRL l'energia termica utilizzabile è circa tre volte superiore a quella di una configurazione stand alone.

Autoconsumo in Impianto fotovoltaico + PdC

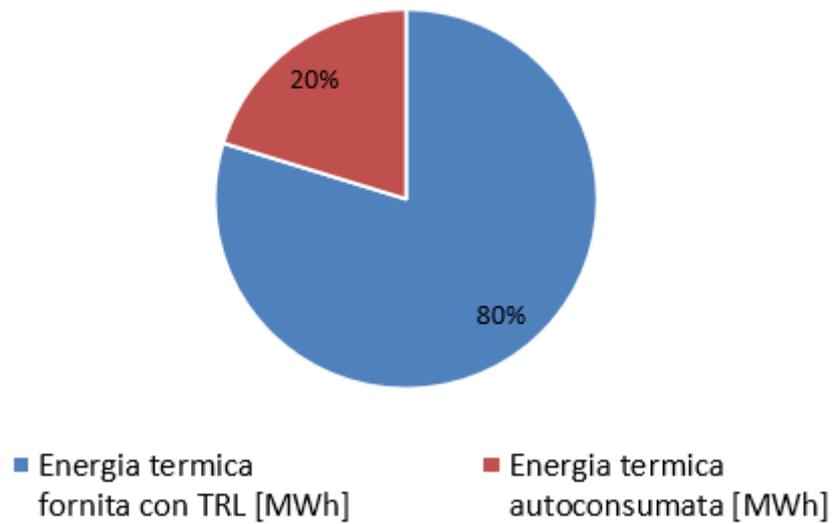


Figura 40: Autoconsumo rispetto alla totale richiesta di energia

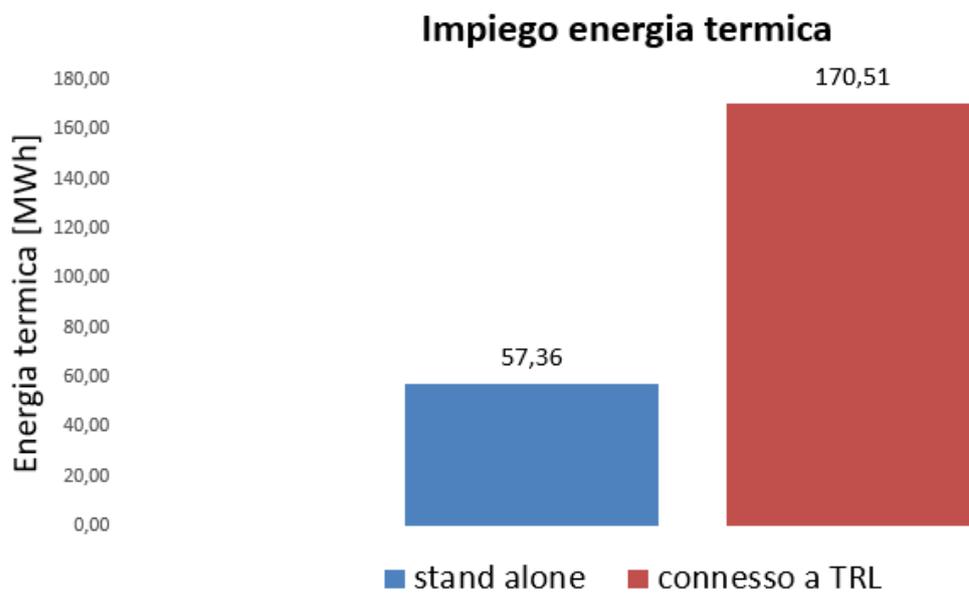


Figura 41: Utilizzo energia termica autoprodotta

6.6 Confronto energetico con un edificio di volumetria inferiore

Nel capitolo seguente si valuta l'introduzione della tecnologia appena descritta su un edificio avente una volumetria ridotta del 30% rispetto al caso studio analizzato, mantenendo costante la superficie del tetto utilizzata a 300 m². Il fabbisogno energetico è ridotto della stessa quantità, lasciando invariato l'andamento dei profili di carico durante il periodo di riscaldamento.

Si ipotizza l'installazione di un impianto fotovoltaico connesso ad una pompa di calore in un edificio le cui condizioni al contorno non variano, sia quelle geografiche sia quelle climatiche, al fine di migliorare il confronto energetico dei due scenari.

Dalle ipotesi effettuate l'energia termica prodotta dall'impianto nell'intero anno resta invariata. È possibile calcolare per entrambi gli scenari la seguente relazione:

$$\frac{\text{Superficie disponibile}}{\text{Fabbisogno energetico dell'edificio}} = \frac{m^2}{MWh}$$

La tabella seguente evidenzia i dati principali.

	Scenario 1	Scenario 2
Volumetria [m³]	9230	6153
Fabbisogno energetico [MWh]	283,00	203,88
$\frac{\text{Superficie disponibile}}{\text{Fabbisogno energetico}} \left[\frac{m^2}{MWh} \right]$	1,06	1,47

Tabella 4: Dati relativi ai due diversi scenari

La tabella 4 evidenzia per lo scenario 2 un incremento nel rapporto tra la superficie disponibile e il fabbisogno energetico dell'edificio. Questa condizione determina una percentuale di energia auto consumata superiore rispetto allo scenario 1 di circa il 6%, nonostante in termini assoluti l'energia auto consumata si riduce a 53,64 MWh.

La seguente tecnologia impiantistica applicata ad un edificio di dimensioni ridotte porta ad un'integrazione migliore della configurazione Ritorno su Mandata nella rete di teleriscaldamento.

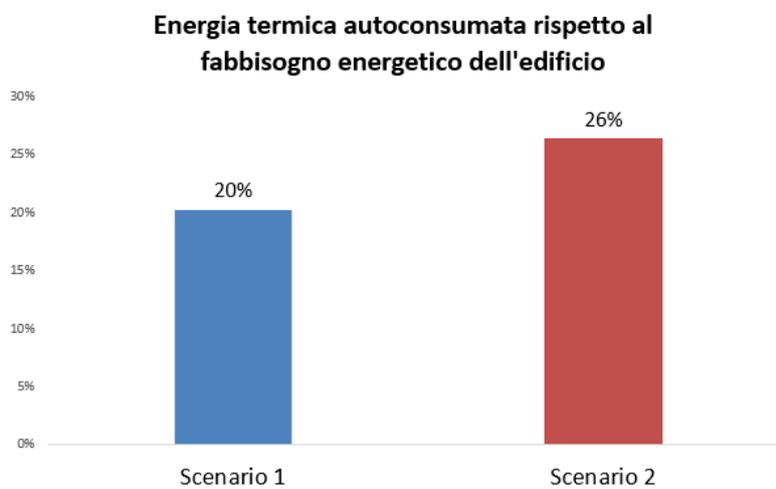


Figura 42: Confronto energia auto consumata nei due scenari

6.7 Analisi economica

All'interno di uno studio di fattibilità, l'analisi economica possiede un ruolo cruciale. Essa consente di valutare quanto realmente conveniente è l'introduzione di questa nuova tecnologia all'interno di una configurazione già ben consolidata.

Nel lavoro di tesi, l'analisi economica consente di individuare quanto redditizio è per un gestore di rete installare un impianto fotovoltaico con pompa di calore nella rete di teleriscaldamento. In questo modo egli può valutare con mano se l'investimento, oltre a rispettare le Direttive Europee attuali sull'integrazione delle risorse rinnovabili nei cicli produttivi, può portare anche un profitto concreto.

6.7.1 Metodo del Discounted Cash Flow

Lo studio economico ha seguito l'analisi del '*Discounted Cash Flow*'. Esso è uno dei metodi più utilizzati in ambito aziendale e consente di determinare il valore attuale dei flussi di cassa attesi dell'investimento effettuato. Attraverso l'utilizzo di un tasso di sconto si valuta quanto redditizio è l'investimento fatto, considerando un arco temporale pari all'intera vita dell'impianto.

Lo studio basato sui flussi di cassa è svolto in funzione di tre parametri fondamentali:

- l'entità del flusso di cassa;
- la distribuzione cronologica dei flussi;
- il tasso di attualizzazione.

Con questo metodo sono inserite tutte le voci economiche che influenzano un investimento, considerando anche le spese future.

Di seguito sono elencati gli indicatori economici presenti.

VAN: il Valore Attuale Netto (in inglese Net Present Value NPV) originato da un investimento è valutato con la seguente formula:

$$VAN = \sum_{i=1}^N \frac{FC_i}{(1+r)^i} - I_0 \quad (15)$$

dove:

- FC_j è il flusso di cassa netto;
- r è il tasso di sconto;
- N è la vita utile dell'impianto;
- I_0 è l'investimento iniziale.

Questo indicatore consente di valutare l'effettivo ritorno monetario dell'investimento, considerando la variazione della moneta negli anni. Confrontando diversi investimenti, quello che presenta un VAN più alto risulta essere quello più redditizio.

PBT: il Tempo di Ritorno dell'investimento (in inglese Pay Back Time) è valutato con la seguente formula:

$$\sum_{i=1}^N \frac{FC_i}{(1+r)^i} - I_0 = 0 \quad (16)$$

Questo indicatore definisce il tempo τ per cui i flussi di cassa negativi uguagliano quelli positivi. In altre parole, esso indica il tempo richiesto affinché l'investitore possa recuperare l'investimento fatto. Confrontando diversi investimenti, solitamente è scelto quello con il PBT più breve.

È importante sottolineare che spesso i risultati offerti da questi indicatori portano a scegliere investimenti differenti. Per questo la decisione finale è sempre nelle mani dell'investitore [40].

6.7.2 Metodologia applicata

Di seguito sono riportati i dati relativi ai costi dei componenti. Si precisa che i valori indicati in tabella sono stati reperiti da fonti in letteratura, affinché l'analisi risulti il più attendibile possibile.

Costo pannello [€/W] [41]	1,7
Costo impianto fotovoltaico [€]	100368
Costo pompa di calore [€]	23000
Costo scambiatori [€]	8000
Vita utile impianto [anni]	25
Tasso di sconto [%] [42]	4,5
Imposte [%]	28
Costo manutenzione [€]	4181
Costo totale investimento [€]	167242

Tabella 5: Dati per analisi economica

Nella tabella 5 si precisa che:

- il costo dell'impianto fotovoltaico è stato calcolato considerando la sua potenza di picco in condizioni STD pari a 59,04 kW_p;
- i costi relativi alla manutenzione dei singoli impianti sono stati calcolati considerandoli pari al 3% del costo di investimento;
- il costo totale dell'investimento comprende anche una quota relativa ai costi di installazione, valutati incrementando del 20% il costo dell'impianto fotovoltaico. La percentuale di incremento è un po' alta perché la configurazione Ritorno su Mandata modifica notevolmente il sistema TRL-utenza.

I 'Ricavi' di questo investimento sono dovuti:

- vendita di tutta l'energia termica prodotta dall'impianto, sia quella auto consumata sia quella immessa in rete. Su quest'ultima si ipotizza che le utenze a valle possano sfruttarla;
- energia elettrica prodotta dall'impianto a ciclo combinato a causa della mancata produzione di energia termica.

Per la stima del prezzo di vendita dell'energia termica si è fatto riferimento allo studio [43], che considera le tariffe di teleriscaldamento di Iren Mercato per la zona di Torino. La tariffa considerata è di tipo monomia e il costo dell'energia termica è pari a 0,0961766 €/kWh.

Per valutare l'energia elettrica prodotta in surplus si considera il paper: *'Peak-shaving in district heating systems through optimal management of the thermal request of buildings.'* Da dati misurati si evidenzia come per la mancata produzione di 1kWh di energia elettrica si producono circa 4,76 kWh di energia termica [44]. Si stima per il prezzo di vendita dell'energia elettrica una tariffa monoraria pari a 0,185 €/kWh [45], e il rendimento elettrico dell'impianto in funzionamento non cogenerativo pari a 0,58 [46].

Inoltre, per il calcolo del flusso di cassa netto si considera un ammortamento lineare e un valore di imposte pari al 28%.

Il tasso di sconto è pari al 4,5%, come da letteratura.

6.7.3 Risultati

Dall'analisi economica descritta nel capitolo precedente è possibile trarre il seguente grafico.

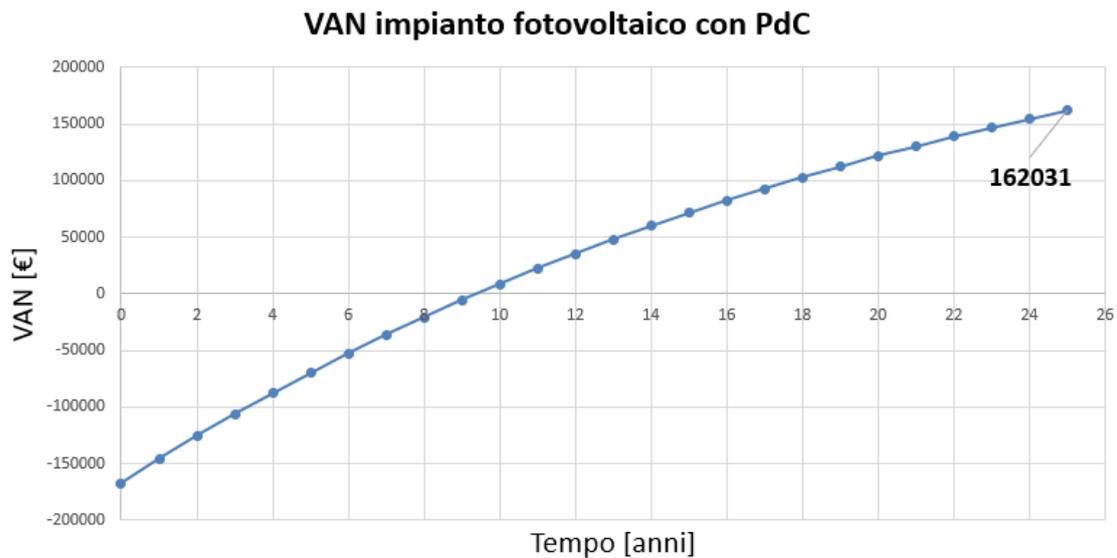


Figura 43: Valore Attuale Netto relativo all'impianto fotovoltaico con pompa di calore

La figura 43 mostra come il Valore Attuale Netto risultante a fine vita utile dell'impianto è nettamente positivo e sia aggira intorno ai 160000 €.

Il Tempo di Ritorno dell'investimento è superiore a 9 anni.

6.8 Analisi emissioni

Nell'era attuale, un'analisi tecnico-economica che mette in luce la fattibilità di un investimento è sempre accompagnata da uno studio delle emissioni. Tale analisi rileva l'impatto ambientale derivante dall'investimento. I risultati ottenuti possiedono lo stesso peso degli indicatori economici, perché mostrano la sostenibilità ambientale dell'azienda e quanto essa è in linea con le politiche attuali.

Nel lavoro di tesi, con l'analisi delle emissioni si valutano i benefici ambientali derivanti dall'inserimento di un impianto fotovoltaico con pompa di calore all'interno di una rete di teleriscaldamento. Inoltre, si evidenziano anche i ricavi economici provenienti dalla mancata emissione di CO₂ in ambiente.

6.8.1 Risultati

Si considera come fattore di emissione di energia termica fornita ai punti di consegna della rete di teleriscaldamento 94,8 gCO_{2eq}/kWh, relativo all'anno 2022 per la rete di teleriscaldamento di Torino [47]. Esso esprime il quantitativo di anidride carbonica (CO₂) emessa dal sistema di teleriscaldamento per fornire al cliente finale una unità di calore utile.

Moltiplicando questo fattore per l'energia termica prodotta annualmente, si ricava la quantità di CO₂ evitata. Essa è pari a 16164 kgCO_{2eq}/anno.

La mancata emissione di gas serra consente all'azienda di ricevere annualmente un ricavo economico. Si stima come prezzo unitario di CO_{2eq} 84 €/tCO_{2eq}, valore medio nel II trimestre 2023 [48]. Il ricavo economico ottenuto è 1358 €/anno.

Il grafico seguente evidenzia l'andamento del Valore Attuale Netto inserendo nei ricavi l'introito dovuto alle mancate emissioni.

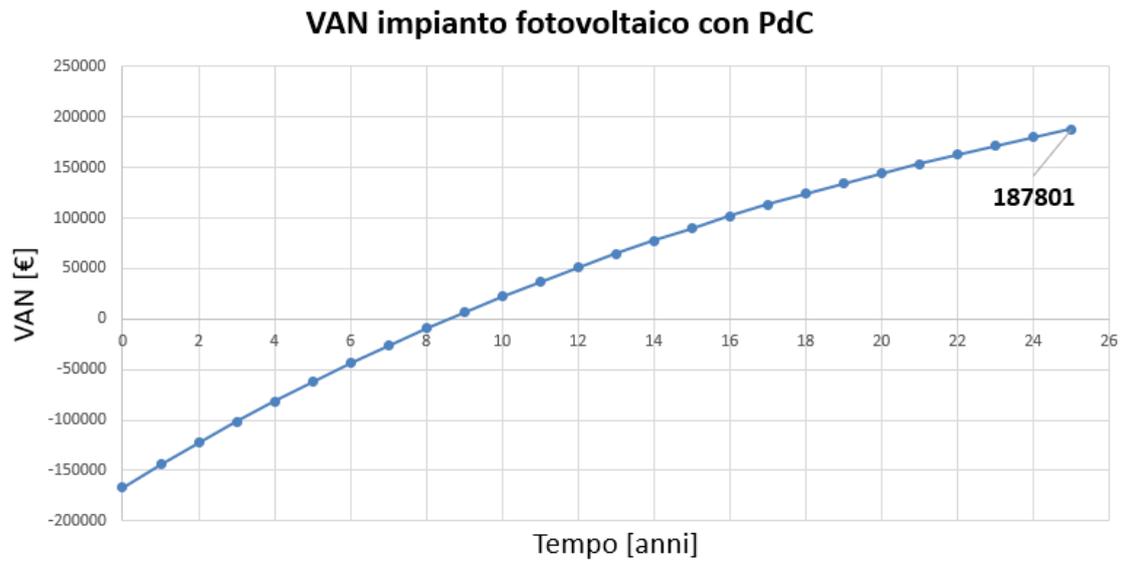


Figura 44: Valore Attuale Netto considerando le emissioni

Capitolo 7

Integrazione solare termico nella rete di teleriscaldamento

Il secondo caso studio riguarda l'inserimento di un impianto costituito da collettori solari termici con tubazioni in sottovuoto nel circuito secondario della rete di teleriscaldamento. Si ipotizza l'installazione dell'impianto sul tetto dell'edificio precedentemente individuato, così da poter mantenere costanti le condizioni al contorno.

Lo scopo è determinare, mediante un'analisi energetica ed economica, la configurazione più adeguata di integrazione di questa tecnologia all'interno della rete di teleriscaldamento ed effettuare anche un confronto con il caso studio analizzato in precedenza. Inoltre, anche in questo caso, per cercar di evidenziare quanto concreta possa essere questa soluzione impiantistica, sono stati scelti dei collettori solari realmente presenti in commercio, così da poter evidenziare i reali vantaggi e svantaggi.

7.1 Descrizione impianto

I collettori solari termici sottovuoto individuati sono una tecnologia che consente di operare con temperature elevate fino a 100°C. Di seguito sono evidenziate le caratteristiche tecniche principali che essi possiedono [49].

Tipologia collettore	Vitosol 300 TM
Tipologia costruttiva	Collettore solare a tubi sottovuoto
Numero tubi	12
Superficie di assorbimento [m ²]	1,51
Superficie lorda [m ²]	2,36
Grado rendimento ottico [%]	79,7
Coefficiente di dispersione termica α_1 [W/m ² K]	2,02
Coefficiente di dispersione termica α_2 [W/m ² K]	0,006

Tabella 6: Caratteristiche tecniche collettori solari a tubi sottovuoto

7.2 Configurazione Ritorno su Ritorno

In questo caso studio, a differenza di quello analizzato precedentemente, è stata impiegata la configurazione 'Ritorno su Ritorno'. La modalità con cui questa soluzione si integra nella rete di TRL presenta delle differenze da quanto emerge dalla figura 27. La figura 45 evidenzia come il solare termico immette a monte dello scambiatore di connessione tra la rete e l'utenza termica: tutta l'energia prodotta dal ST è immessa nel ramo di ritorno della rete.

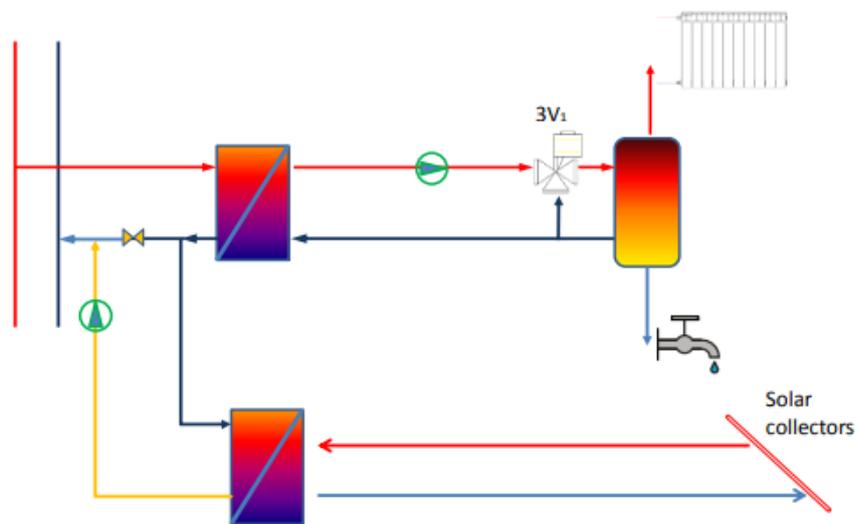


Figura 45: Configurazione Ritorno su Ritorno

Questa soluzione consente di non coinvolgere direttamente l'impianto dell'edificio come accade nella modalità 'Ritorno su Mandata'. La sola modifica che l'impianto subisce è dovuta all'inserimento di uno scambiatore di calore tra il circuito dell'impianto solare termico e quello della rete di teleriscaldamento. Quindi, questa tecnologia è ritenuta adatta per il caso studio analizzato in cui l'impianto è di proprietà del gestore della rete termica.

La modalità 'Ritorno su Ritorno' con solare termico offre dei vantaggi rispetto alla 'Ritorno su Mandata', perché consente di massimizzare il rendimento e la resa dell'impianto ST.

Questa configurazione comporta minori costi di gestione grazie alle ridotte temperature di funzionamento dei collettori solari. Sebbene in teoria il solare termico consente di riscaldare il fluido termovettore a temperature intorno ai 100°C, in pratica tale condizione operativa porterebbe i pannelli a lavorare con basse efficienze. Riprendendo la formula 7 si nota come le performance di un collettore solare termico diminuiscono all'aumentare della differenza tra la sua temperatura media e la temperatura esterna. Durante la stagione di riscaldamento, questo delta è significativo, riducendo di gran lunga il rendimento. Pertanto, nella soluzione impiantistica scelta è stata imposta una temperatura media del collettore di 65°C, ottimale per questa tecnologia, considerando una temperatura di mandata e ritorno dal collettore di 70°C e 60°C, rispettivamente, in condizioni nominali.

In quest'analisi, un ruolo fondamentale è assunto dalla temperatura di ritorno lato sottostazione T_2 , fornita dal database. È stato individuato, a seguito di un processo di aggregazione di dati, l'andamento della T_2 durante l'intera stagione di riscaldamento. Da un punto di vista teorico, per far sì che l'energia termica prodotta dal solare termico possa essere immessa in rete, è fondamentale che la temperatura del fluido in uscita dal generatore distribuito superi di almeno 1°C la temperatura del fluido proveniente lato sottostazione (T_2). In quest'analisi progettuale è stato imposto un $\Delta T=4^\circ\text{C}$ tra le due temperature, così da garantire un corretto funzionamento dello scambiatore riducendone anche le dimensioni. Quando la temperatura in uscita dallo scambiatore lato sottostazione è superiore ai limiti imposti non avviene immissione di energia termica in rete. In questo caso la temperatura in ingresso e uscita dello scambiatore ST rimane costante, pari a T_2 .

Quando avviene immissione, si ipotizza che la potenza termica prodotta dal campo solare Q_{coll} , sia direttamente aggiunta all'accumulo termico virtuale rappresentato dall'intera rete di teleriscaldamento.

Una volta determinata la potenza immessa, si calcola la temperatura a cui avviene l'immissione con la seguente formula:

$$T_{rit} = T_{da\ edificio} + \frac{Q_{coll}}{\dot{m}c_p} \quad (17)$$

dove:

- T_{rit} è la temperatura a cui avviene l'immissione;
- $T_{da\ edificio}$ è la temperatura in uscita dallo scambiatore dell'utenza, T_2 ;
- Q_{coll} è la potenza termica prodotta dal collettore solare;
- \dot{m} è la portata circolante nello scambiatore ST lato rete.

Affinché questa configurazione funzioni correttamente, si ipotizza che in uscita dallo scambiatore lato sottostazione sia presente una valvola che regoli la portata destinata allo scambiatore del ST. Essa deve garantire le seguenti condizioni:

- tutta l'energia termica prodotta dal collettore solare deve essere scambiata;
- la temperatura in uscita dallo scambiatore del collettore solare non deve superare i 66°C. Anche in questo caso è stato imposto un delta di temperatura di 4°C con la temperatura di mandata del collettore solare.

La configurazione 'Ritorno su Ritorno' presenta anche degli svantaggi a causa dell'incremento di temperatura sul ramo di ritorno. Ciò comporta una riduzione dell'efficienza dell'impianto centrale, incrementando le irreversibilità del sistema. Inoltre, in un contesto reale in cui più utenze sono collegate a valle dell'edificio, l'aumento di temperatura sul ramo di ritorno potrebbe causare una riduzione della produzione complessiva dell'impianto ST.

7.3 Analisi energetica

Come detto nel capitolo 3.6, le prestazioni di un impianto solare termico con tubazioni sottovuoto sono influenzate dalle condizioni al contorno. Prendendo come riferimento la formula (7) e i coefficienti di efficienza e dispersione termica presenti in tabella 6, è stata valutata l'efficienza oraria per l'intera stagione di riscaldamento dell'impianto. Si sottolinea che alcuni valori di efficienza sono risultati negativi e di conseguenza posti pari a zero, perché i termini di dispersione sono risultati maggiori del coefficiente di efficienza ottica del solare termico.

La figura 46 evidenzia come l'efficienza durante la stagione estiva è circa il doppio di quella invernale. Durante le ore centrali della giornata le prestazioni risultano essere circa pari a quelle nominali definite in scheda tecnica. Inoltre, come per l'impianto fotovoltaico, il range temporale coperto durante il funzionamento estivo è maggiore di quello invernale.

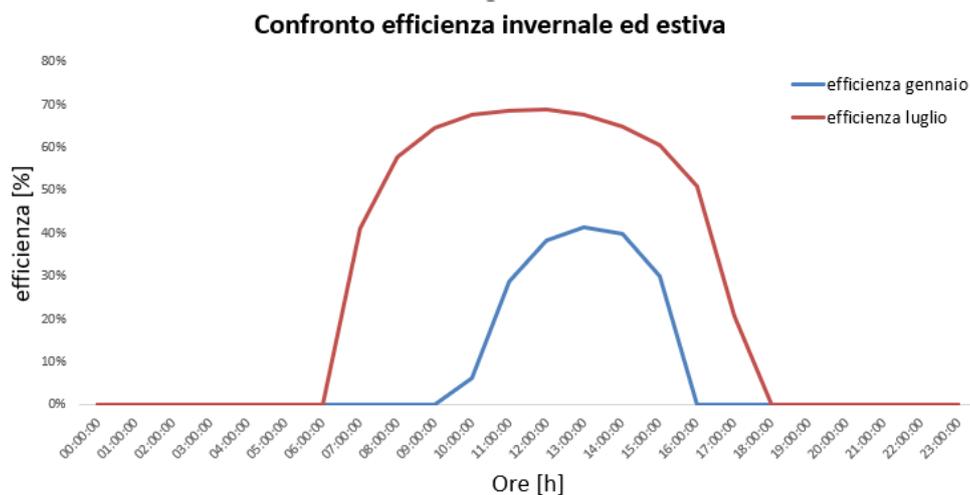


Figura 46: Confronto efficienza stagione invernale ed estiva

La potenza termica prodotta dal ST ed immessa all'interno del condotto di ritorno della rete di TRL è stata valutata considerando i vincoli citati nel capitolo precedente legati alla T_2 e alla temperatura in uscita dallo scambiatore ST T_{rit} .

Le figure seguenti mostrano il profilo di carico della potenza termica richiesta e prodotta.

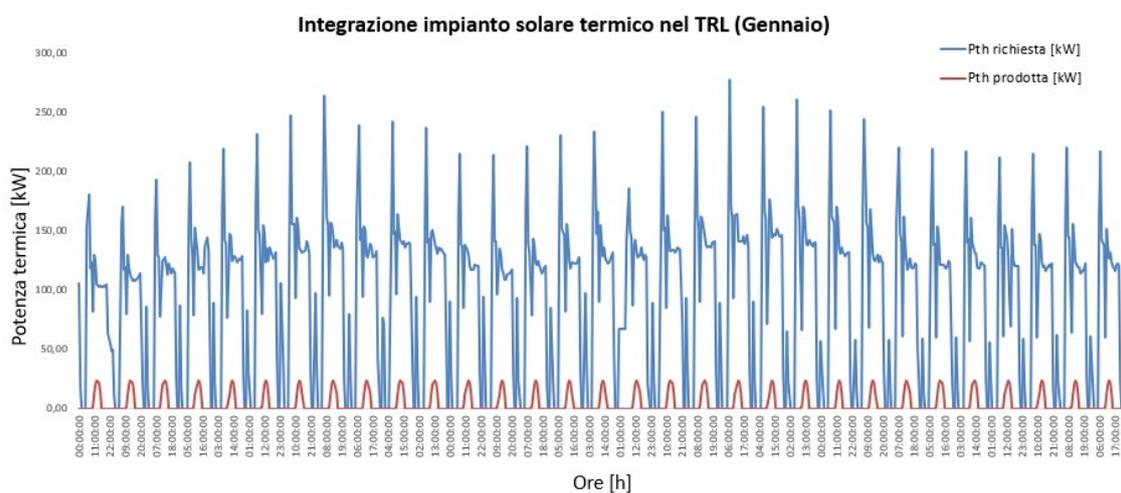


Figura 47: Profilo di carico impianto solare termico integrato nella rete di teleriscaldamento (gennaio)

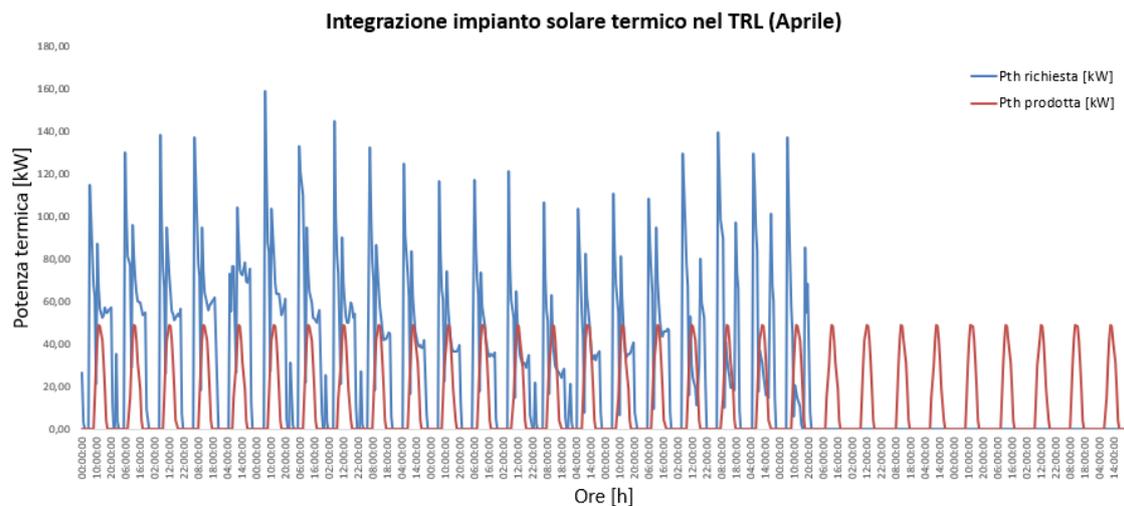


Figura 48: Profilo di carico impianto solare termico integrato nella rete di teleriscaldamento (aprile)

Come per l'impianto fotovoltaico con pompa di calore, anche in questo caso la potenza termica prodotta ad aprile risulta essere circa il doppio di quella prodotta a gennaio. Questo incremento, che rispecchia a pieno quanto detto per l'efficienza, è dovuto ad un miglioramento delle condizioni al contorno che con il passar dei mesi tendono ad avvicinarsi sempre più a quelle di design definita dalla scheda tecnica.

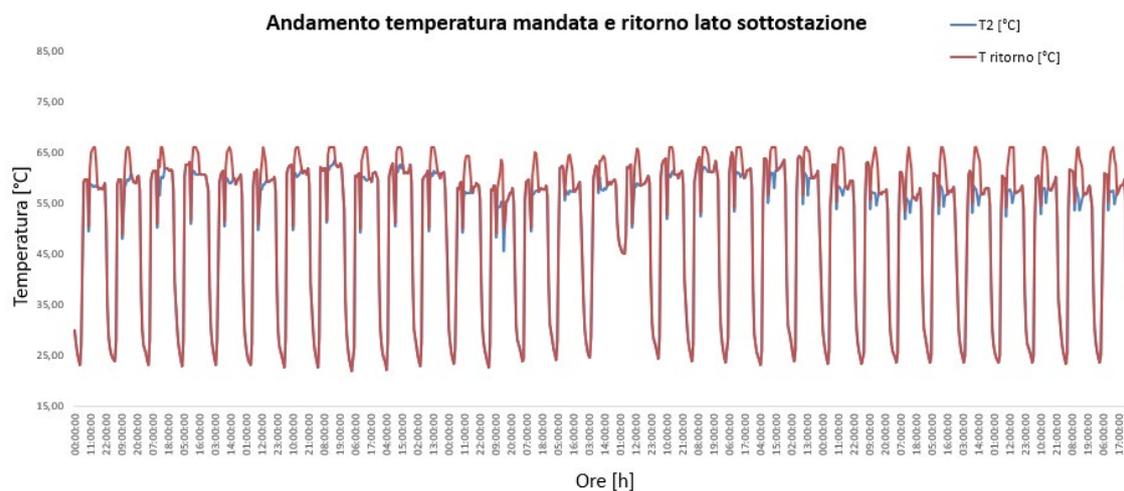


Figura 49: Confronto tra temperatura in ingresso e uscita dello scambiatore del solare termico lato rete (gennaio)

Dalla figura 49 è possibile evidenziare come la temperatura in uscita dallo scambiatore del solare termico lato rete è pari a quella in ingresso quando l'energia termica fornita è

nulla. Essa varia da valori minimi intorno ai 25°C durante le ore notturne, quando l'impianto di teleriscaldamento è spento, a valori intorno ai 60°C durante il funzionamento dell'impianto. Tuttavia, quando il ST cede calore alla rete, si ha un incremento di temperatura che spesso raggiunge il valore limite imposto di 66°C. Come detto precedentemente, in questo caso si effettua una regolazione sulla portata circolante, per garantire che l'intera energia termica prodotta dal sistema di produzione distribuita venga ceduta alla rete.

7.4 Risultati

La tabella seguente mostra i risultati ottenuti.

	gen	feb	mar	apr	ott	nov	dic	tot
Energia termica richiesta [MWh]	68,88	57,04	44,06	19,04	11,85	28,13	54,56	283,58
Energia termica prodotta [MWh]	2,87	4,01	7,21	8,42	3,75	1,96	2,27	91,95

Tabella 7: Risultati analisi energetica

La tabella 7 evidenzia come la potenza termica prodotta durante l'intero periodo di riscaldamento risulta essere molto bassa. Questo risultato conferma quanto era stato detto in precedenza per il mese di gennaio, cioè quando le condizioni climatiche si discostano molto da quelle di design questa tecnologia lavora con performance ridotte. Al contrario, in estate la produzione risulta essere molto elevata.

Dalla figura sottostante è possibile notare come la produzione estiva è il doppio di quella invernale.

Impiego energia termica

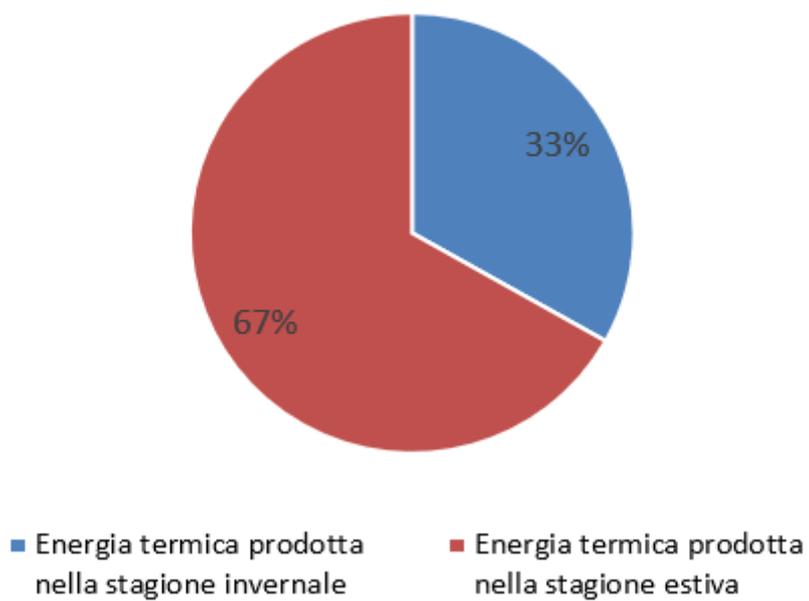


Figura 50: Confronto energia termica prodotta durante il periodo invernale rispetto quello estivo

7.5 Confronto energetico con un edificio di volumetria inferiore

Anche per il seguente caso studio, si ipotizza l'installazione di un impianto con solare termico su un edificio di dimensioni ridotte. Si seguono tutte le ipotesi menzionate nel capitolo 6.6.

La figura seguente evidenzia come per lo Scenario 2 l'energia termica prodotta rispetto al fabbisogno energetico richiesto dall'edificio è aumentata del 13%.

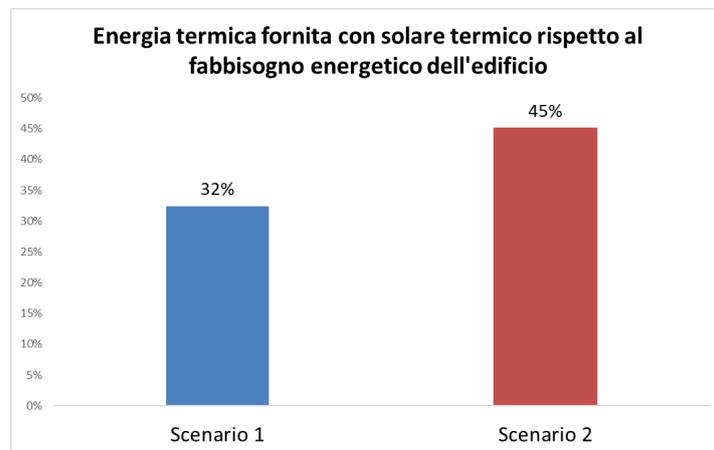


Figura 51: Confronto energetico tra i due Scenari

7.6 Analisi economica

Anche per questo caso studio si effettua un'analisi economica per evidenziare la fattibilità della soluzione impiantistica implementata. Gli step metodologici seguiti e le ipotesi fatte sono le stesse menzionate per il caso studio fotovoltaico con pompa di calore. Solo i costi di installazione sono stimati essere il 10% dei costi dell'impianto solare termico, poiché la configurazione Ritorno su Ritorno non modifica né l'impianto dell'utente né il sistema di regolazione.

La tabella seguente menziona i costi sostenuti per la realizzazione dell'impianto.

Costo singolo pannello [€]	740
Costo impianto solare termico [€]	88800
Costo scambiatore [€]	8000
Costo manutenzione [€]	2904
Costo totale investimento [€]	106480

Tabella 8: Dati per analisi economica

I risultati ottenuti sono evidenziati nel seguente grafico.

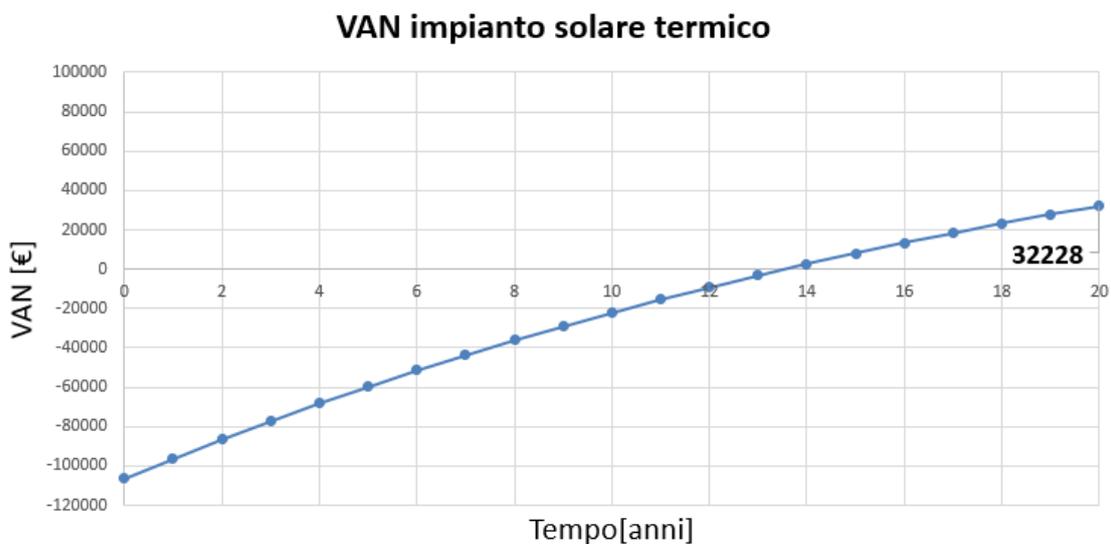


Figura 52: Valore Attuale Netto impianto solare termico

La figura 52 mostra come il Valore Attuale Netto a fine vita dell'impianto è positivo e assume un valore attorno ai 32000 €.

Il Tempo di Ritorno dell'investimento è circa 14 anni.

7.7 Analisi emissioni

Seguendo le ipotesi fatte per il caso studio fotovoltaico con pompa di calore, si ottiene che la quantità di emissioni evitate è pari a 8718 kgCO_{2eq}/anno, ottenendo un ricavo economico pari a 732 €/anno.

Il grafico seguente mostra l'andamento del VAN inserendo nella voce ricavi l'introito dovuto alle emissioni evitate.

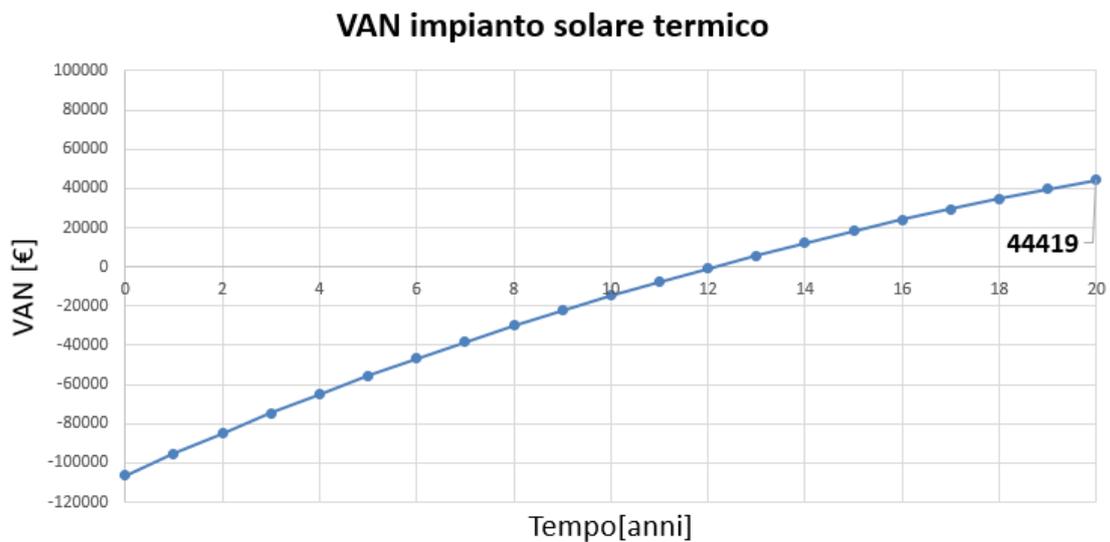


Figura 53: Valore Attuale Netto considerando le emissioni

Capitolo 8

Conclusioni

Il lavoro di tesi è stato svolto con l'obiettivo di valutare i vantaggi energetici, economici e la riduzione delle emissioni ottenibili da un gestore di rete tramite l'introduzione di due diverse configurazioni termiche nel circuito secondario di una rete di teleriscaldamento.

Come primo step è stato individuato il profilo tipo relativo al fabbisogno energetico richiesto da un edificio di Torino, orientato a sud ovest, attraverso un processo di analisi e aggregazione di dati. In seguito, sono state analizzati i due casi studio.

Il primo consiste nell'installazione di una pompa di calore aria-acqua alimentata esclusivamente da un impianto fotovoltaico, inserita nella rete mediante una configurazione *Ritorno su Mandata*. Sono state analizzate le reali performance dell'impianto fotovoltaico in funzione della variazione della temperatura della cella e dell'irraggiamento solare e dai risultati è emerso un andamento variabile dell'efficienza durante l'intero anno, la quale non raggiunge mai i valori definiti in scheda tecnica. Uno studio analogo è stato svolto per la pompa di calore valutando le sue performance in funzione della temperatura esterna e del carico parziale a cui essa opera. Per la seguente macchina è emerso che, se da un lato l'incremento della temperatura esterna, rispetto a quella di progetto, porta ad un aumento del suo COP, dall'altro l'andamento variabile dell'energia elettrica che l'alimenta determina una riduzione delle sue prestazioni. Combinando queste due variabili, è stato valutato il COP reale dalla pompa di calore. Accoppiando per ogni mese l'energia termica fornita dalla macchina con il fabbisogno energetico richiesto dall'edificio, è stato valutato quando l'edificio immette energia termica in rete e quando la preleva per sopperire alla richiesta termica. Dai risultati è emerso che nel periodo di riscaldamento nonostante gran parte dell'energia termica prodotta è auto consumata, essa copre solo il 20% del fabbisogno termico dell'edificio. Infine, confrontando l'edificio di riferimento con uno che presenta una volumetria e un fabbisogno energetico inferiore è emerso come quest'ultimo si integra meglio in una configurazione *Ritorno su Mandata*, grazie alla maggiore energia termica auto consumata.

L'analisi economica è stata condotta seguendo il metodo del *Discounted Cash Flow* e i risultati hanno evidenziato come l'investimento risulta essere redditizio con un Payback Time di circa 9 anni.

Infine, l'utilizzo di questa tecnologia ha portato una riduzione delle emissioni di CO₂ di circa 16t/anno con un rincaro economico di 1358€/anno, mostrando come la soluzione impiantistica introdotta sia in linea con le direttive Europee.

Il secondo caso studio ha riguardato l'installazione di un impianto solare termico inserito nella rete di teleriscaldamento con una configurazione *Ritorno su Ritorno*. Anche in questo caso, sono state valutate le reali performance dell'impianto in funzione della temperatura esterna. Dai risultati è emerso come l'impianto lavori con un'efficienza vicina a quella nominale solo nel periodo estivo, mentre in quello invernale, a causa dei bassi valori di efficienza, l'energia termica prodotta si riduca. Infatti, l'energia totale ottenuta è circa la metà di quella ricavata nel caso studio precedente: questo determina degli svantaggi economici ottenendo un tempo di ritorno dell'investimento intorno ai 14 anni. Infine, l'integrazione del solare termico ha contribuito a ridurre le emissioni di circa 9 t/anno, ottenendo un rincaro economico di circa 700€/anno.

In definitiva, entrambe le tecnologie portano a dei risultati positivi mostrando di integrarsi correttamente all'interno di un sistema di teleriscaldamento ben consolidato. Enormi sono i vantaggi energetici che entrambe potrebbero portare grazie alla produzione di energia in loco, riducendo di gran lunga le perdite di distribuzione dalla centrale alle utenze. Per questo, in studi futuri sarebbe interessante condurre un'analisi energetica ed economica valutando l'installazione di questa tecnologia su un distretto di edifici, analizzando gli scambi di energia che si instaurano sia tra edifici e rete di teleriscaldamento sia tra gli edifici stessi.

Bibliografia

- [1] A. Vallati, P. Ocłon', C. Colucci, L. Mauri, R. de Lieto Vollaro, J. Taler. '*Energy analysis of a thermal system composed by a heat pump coupled with a PVT solar collector*'.
- [2] Roma, 10 maggio 2023 VIII Commissione ambiente, territorio e lavori pubblici Camera dei Deputati Audizione di Matteo Leonardi Presidente ECCO. '*Audizioni informali nell'ambito dell'indagine conoscitiva sull'impatto ambientale degli incentivi in materia edilizia.*'
- [3] (GSE). Martino dal Verme, Duilio Lipari, Paolo Liberatore. '*Teleriscaldamento e Teleraffrescamento 2020 - Diffusione delle reti ed energia fornita in Italia - nota di approfondimento Giugno 2022.*'
- [4] District Heating. IEA <https://www.iea.org/energy-system/buildings/district-heating>.
- [5] International Energy Agency. '*Italy 2023 Energy Policy Review.*'
- [6] ENEA, Politecnico di Torino. Marco Badami, Armando Portoraro. '*Studio e caratterizzazione di reti termiche distribuite.*'
- [7] Ordine degli ingegneri Torino- Iren Energia. '*Linee guida. Termoregolazione e contabilizzazione individuale in impianti allacciati a reti di teleriscaldamento.*'
- [8] Michel Gross, Babak Karbasi, Tobias Reiners, Lisa Altieri, Hermann-Josef Wagner, Valentin Bertsch. '*Implementing prosumers into heating networks.*'
- [9] Hanne Kauko, Karoline Husevåg Kvalsvik, Daniel Rohde, Natasa Nord, Åmund Utne. '*Dynamic modeling of local district heating grids with prosumers: A case study for Norway.*'
- [10] AIRU. '*Le buone ragioni del teleriscaldamento.*' <https://www.airu.it/teleriscaldamento/>
- [11] Terna. '*Lo storico dei dati statistici sull'energia elettrica e l'ultimo bilancio elettrico.*' <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>
- [12] Idraulica Caleffi. Ing. Marco e Mario Doninelli dello studio S.T.C. '*Gli impianti a pannelli solari. Tecniche e schemi di realizzazione.*'

- [13] Vincenzo Scimeca. *‘Impianti fotovoltaici, dal sopralluogo alla realizzazione.’*
- [14] Giovanni Grosso. Tesi di laurea Politecnico di Torino. *‘Misure di efficienza per due impianti fotovoltaici connessi alla rete del Politecnico e studio di fattibilità per un impianto FV con accumulo’.*
- [15] IEA Solar Heating & Cooling Programme, May 2022. Werner Weiss, Monika Spörk-Dür. *‘Solar heat worldwide.’* Edition 2022.
- [16] Idraulica Caleffi. Marco Doninelli, Mario Doninelli, Alberto Perini. *‘Impianti solari. Schemi di realizzazione.’*
- [17] Manuale di progettazione con analisi economica ed esempi di impianti. Riccardo Battisti. *‘Impianti solari termici per reti di teleriscaldamento.’*
- [18] Materiale del Corso - Politecnico di Torino. Prof. G.V. Fracastoro, Prof. M. Perino. *‘Solar collectors part I.’*
- [19] Materiale del Corso – Politecnico di Torino. Prof. Marco Simonetti. *‘Solar water thermal systems.’*
- [20] Viessmann. *‘Manuale di progettazione. Solare termico.’*
- [21] Materiale del Corso – Politecnico di Torino. Prof. Marco Simonetti. *‘Solar collectors. Part II Collector Efficiency Collector Performance Curves’.*
- [22] RSE. Agosto 2022. *‘Il ruolo delle pompe di calore per gli obiettivi di decarbonizzazione.’*
- [23] QualEnergia.it. Pompe di calore: detrazioni fiscali e incentivi in vigore nel 2023. <https://www.qualenergia.it/articoli/pompe-calore-detrazioni-fiscali-incentivi-vigore-2023/>
- [24] Materiale del corso: Progettazione di impianti termotecnici. Politecnico di Torino. Prof. Carlo Masoero. *‘Gruppi Frigoriferi e Pompe di Calore.’*
- [25] Materiale del corso: Laboratorio di impianti energetici. Davide Papurello. *‘Geotermia e Pompe di calore.’*
- [26] Idraulica Caleffi. Articolo di: Ing. Mattia Tomasoni, Alessia Soldarini. *‘Efficienza energetica e convenienza economica.’* <https://idraulica.caleffi.com/articolo/efficienza-energetica-e-convenienza-economica>.

[27] Materiale del corso: Impiego industriale dell'energia. Politecnico di Torino. Prof. Marco Badami. *'Refrigerazione & Pompe Di Calore.'*

[28] Roberto Bruno, Francesco Nicoletti, Giorgio Cuconati, Stefania Perrella and Daniela Cirone. *'Performance Indexes of an Air-Water Heat Pump Versus the Capacity Ratio: Analysis by Means of Experimental Data.'*

[29] Nota interpretativa sul calcolo delle prestazioni energetiche delle pompe di calore aria-acqua. CTI – Commissione Tecnica 251 *'Impianti di riscaldamento - Progettazione, fabbisogni di energia e sicurezza (UNI/TS 11300-2 e 11300-4)'*

[30] Materiale del corso: Tecnica del freddo e criogenia. Politecnico di Torino. Prof.ssa Chiara Silvi *'Fluidi frigoriferi.'*

[31] Idraulica Caleffi. Articolo di: Ing. Mattia Tomasoni ed Alessia Soldarini. *'Le tipologie di pompa di calore.'* <https://idraulica.caleffi.com/articolo/le-tipologie-di-pompa-di-calore>.

[32] Danhong Wang, Kristina Orehouig, Jan Carmeliert. *'A Study of District Heating Systems with Solar Thermal Based Prosumers.'*

[33] Daniel Zinsmeistera, Thomas Lickleder, Franz Christange, Peter Tzscheuschler, Vedran S. Peric. *'A comparison of prosumer system configurations in district heating networks'*.

[34] B. Di Pietra, F.Zanghirella, G.Puglisi. *'An evaluation of distributed solar thermal "net metering" in smallscale district heating systems'*.

[35] Maria Alessandra Ancona, Michele Bianchi, Lisa Branchini, Andrea De Pascale, Francesco Melino, Antonio Peretto and Jessica Rosati. *'Influence of the prosumer allocation and heat production on a district heating network.'*

[36] FuturaSun. *'Modulo fotovoltaico monocristallino 360.'* <https://www.futurasun.com/prodotti/pannelli-monocristallini/silk-pro-120-celle-multi-busbar-half-cut/>.

[37] Viessmann. *'Pompe di calore aria/acqua per soluzioni residenziali e commerciali'* https://www.viessmann.it/content/dam/vi-brands/IT/BROCHURE/2019/viessmann_pompa_di_calore_monoblocco_energycal_aw

[h_pro_ht_18.1_100.1.pdf/jcr_content/renditions/original./viessmann_pompa_di_calore_monoblocco_energycal_awh_pro_ht_18.1_100.1.pdf.](#)

[38] Mauro Pipiciello, Matteo Caldera, Marco Cozzini, Maria A. Ancona, Francesco Melino, Biagio Di Pietra. *'Experimental characterization of a prototype of bidirectional substation for district heating with thermal prosumers.'*

[39] Matteo Dongellini, Claudia Naldi, Gian Luca Morini. *'Seasonal performance evaluation of electric air-to-water heat pump systems.'*

[40] Materiale del corso: Ottimizzazione e progettazione di impianti energetici. Politecnico di Torino. Prof. Pierluigi Leone *'Economic Indicators.'*

[41] IEA. *'National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2022'*.

[42] BCE: il Tasso ufficiale di sconto.
<https://www.rivaluta.it/tus.htm#:~:text=Il%20Tasso%20BCE%20ovvero%20il,validit%C3%A0%2020%2F09%2F2023%20>.

[43] ENEA. M. Caldera, B. Di Pietra, G. Puglisi, F. Zanghirella. *'Sviluppo e aggiornamento funzionalità piattaforma di simulazione EnSim.'*

[44] Guelpa, E., Barbero, G., Sciacovelli, A., Verda, V. (2017). *Peak-shaving in district heating systems through optimal management of the thermal request of buildings*. Energy, 137, 706-714.

[45] <https://www.irenlucegas.it/casa/offerte-luce/iren-prezzo-fisso-luce-verde-web>

[46] Iren energia. *'Centrale termoelettrica di cogenerazione di Moncalieri. Dichiarazione Ambientale Secondo i requisiti del Regolamento (CE) n.1221/2009. Anno 2015'*.

[47] RINA. *'Validazione del fattore di emissione del teleriscaldamento'*.

[48] GSE. *'Rapporto aste CO₂ II trimestre 2023 monitoraggio del mercato del carbonio'*

[49] Viessmann. Vitosol 300-TM. *'Collettore solare a tubi sottovuoto secondo il principio heatpipe per l'utilizzo dell'energia solare.'*
[https://static.viessmann.com/resources/technical_documents/IT/it/VDP/6204836VDP00007_1.pdf?#pagemode=bookmarks&zoom=page-fit&view=Fit.](https://static.viessmann.com/resources/technical_documents/IT/it/VDP/6204836VDP00007_1.pdf?#pagemode=bookmarks&zoom=page-fit&view=Fit)

Elenco delle figure

Figura 1: Energia termica immessa per tipologia e fonte (cogenerativo: CHP/ solo produzione energia termica: Only Heat) [3].....	5
Figura 2: Sezione di una tubazione di una rete di teleriscaldamento [6].....	6
Figura 3: Configurazione indiretta [7].....	7
Figura 4: Sviluppo reti di teleriscaldamento [8].....	10
Figura 5: Risparmio energia grazie all'impiego del teleriscaldamento [10].....	11
Figura 6: Emissioni di CO ₂ evitate grazie all'impiego del teleriscaldamento [10].....	11
Figura 7: Irradiazione solare annua [kWh/anno] [12]	13
Figura 8: Layers di una cella fotovoltaica	14
Figura 9: Spettro solare	15
Figura 10: Diagramma solare riferito ad una latitudine di 44° Nord [12].....	16
Figura 11: Configurazioni impianti fotovoltaici.....	18
Figura 12: Caratteristica I-U e punto di massima potenza del modulo fotovoltaico al variare dell'irradianza [14]	19
Figura 13: Caratteristica I-U e punto di massima potenza del modulo fotovoltaico al variare della temperatura [14].....	19
Figura 14: Principali elementi di un collettore solare [17].....	23
Figura 15: Impianto a circolazione naturale vs impianto a circolazione forzata.....	25
Figura 16: Pannelli a fluido liquido con tubi sottovuoto	26
Figura 17: Serbatoio per accumulo termico a doppia serpentina [12].....	28
Figura 18: Bilancio energetico collettore solare [21]	30
Figura 19: Curva di efficienza collettore solare	32
Figura 20: Rappresentazione del funzionamento di una pompa di calore [24]	34
Figura 21: Componenti di una pompa di calore [25]	35
Figura 22: Variazione del COP al variare della temperatura di evaporazione per diverse temperature di condensazione [27].....	36
Figura 23: Variazione del COP al variare della temperatura esterna per diverse temperature di condensazione [24].....	37
Figura 24: Funzionamento pompa di calore modulante [26]	39
Figura 25: Fattore correttivo COP per pompe di calore modulanti secondo UNI/TS 11300-4 [29]	41

Figura 26: Vantaggi e svantaggi nell'utilizzo di una PdC aria-acqua [31]	45
Figura 27: Rappresentazione schematica delle quattro configurazioni: (A) Mandata su Ritorno, (B) Mandata su Mandata, (C) Ritorno su Ritorno, (D) Ritorno su Mandata [35]	49
Figura 28: Identificazione outliers nel dataset.....	51
Figura 29: Andamento fabbisogno energetico richiesto nei tre anni.....	52
Figura 30: Analisi variabilità profilo medio	52
Figura 31: Andamento fabbisogno energetico richiesto dall'edificio rispetto alla temperatura esterna.....	53
Figura 32: Andamento radiazione solare Gennaio	55
Figura 33: Confronto efficienza stagione invernale ed estiva	56
Figura 34: Schema del design sella sottostazione nella configurazione ritorno su mandata [38]	58
Figura 35: Andamento della potenza termica prodotta in funzione della temperatura esterna [39]	61
Figura 36: Andamento della potenza termica prodotta in funzione della temperatura esterna.....	62
Figura 37: Incremento del COP in funzione della temperatura esterna	62
Figura 38: Profilo di carico impianto fotovoltaico con pompa di calore integrato nella rete di teleriscaldamento (gennaio).....	63
Figura 39: Profilo di carico impianto fotovoltaico con pompa di calore integrato nella rete di teleriscaldamento (aprile).....	64
Figura 40: Autoconsumo rispetto alla totale richiesta di energia	66
Figura 41: Utilizzo energia termica autoprodotta.....	66
Figura 42 :Confronto energia auto consumata nei due scenari	68
Figura 43: Valore Attuale Netto relativo all'impianto fotovoltaico con pompa di calore	73
Figura 44: Valore Attuale Netto considerando le emissioni	75
Figura 45: Configurazione Ritorno su Ritorno.....	77
Figura 46: Confronto efficienza stagione invernale ed estiva	80
Figura 47: Profilo di carico impianto solare termico integrato nella rete di teleriscaldamento (gennaio).....	80
Figura 48: Profilo di carico impianto solare termico integrato nella rete di teleriscaldamento (aprile)	81

Figura 49: Confronto tra temperatura in ingresso e uscita dello scambiatore del solare termico lato rete (gennaio).....	81
Figura 50: Confronto energia termica prodotta durante il periodo invernale rispetto quello estivo.....	83
Figura 51: Confronto energetico tra i due Scenari	84
Figura 52: Valore Attuale Netto impianto solare termico	85
Figura 53: Valore Attuale Netto considerando le emissioni	86