

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare



**Politecnico
di Torino**

Tesi di Laurea Magistrale

Strategia di decarbonizzazione con pompa di calore alimentata da fonti rinnovabili

Relatore:
Prof. Marco Badami

Candidato:
Simone De Luca

Anno Accademico 2023-2024

Indice

Introduzione	5
Capitolo 1 Decarbonizzazione, un obiettivo globale.....	7
1.1 Politica energetica dell'UE.....	19
1.1.1 2020: Climate & Energy Package.....	25
1.1.2 2030: Clean Energy for all Europeans Package	29
1.1.3 2050: Green Deal Europeo	33
1.2 Strategia italiana	36
1.2.1 2030: Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)....	41
1.2.2 Energie Rinnovabili	44
1.2.3 Efficienza Energetica	53
1.2.4 Riduzioni gas a effetto serra	58
Capitolo 2 Introduzione della tecnologia	65
2.1 Ciclo termodinamico.....	65
2.1.1 Ciclo inverso di Carnot	65
2.1.2 Ciclo inverso reale	68
2.2 Classificazione delle pompe di calore	70
2.2.1 Pompe di calore a compressione meccanica di vapore	71
2.2.2 Pompe di calore ad assorbimento	75
2.3 Indice di prestazione energetica delle pompe di calore	78
2.3.1 Coefficient Of Performance (COP)	79

2.3.2 Energy Efficient Ratio (EER)	81
2.4 Classificazione delle pompe di calore a compressione in funzione del tipo di sorgente termica	82
2.4.1 Sorgente aria	83
2.4.2 Sorgente acqua.....	85
2.4.3 Sorgente geotermica.....	87
2.5 Vantaggi nell'utilizzo delle pompe di calore.....	93
2.5.1 Confronto economico tra pompa di calore e caldaia	94
2.5.2 Confronto energetico tra pompa di calore e caldaia	95
2.6 Limiti delle pompe di calore	97
Capitolo 3 Implementazione pratica di una strategia di decarbonizzazione con pompa di calore: Caso studio	99
3.1 Inquadramento del caso studio	99
3.2 Descrizione dello stato di fatto	99
3.3 Attuazione delle modifiche all'impianto esistente	101
3.3.1 Pompa di calore aria-acqua	102
3.3.2 Pompa di calore acqua-acqua	103
3.4 Calcolo del fabbisogno energetico dell'edificio	106
3.4.1 Analisi dei dati in input	106
3.4.2 Firma energetica del fabbricato	116
3.5 Risparmi energetici ed economici	129
3.5.1 Valutazione dei consumi e dei costi di produzione ante intervento di efficientamento energetico	136

3.5.2 Scenario 1: regolazione a punto fisso	136
3.5.2.1 Caso 1: utilizzo di una singola pompa di calore	138
3.5.2.2 Caso 2: utilizzo di due pompe di calore funzionanti in cascata...	149
3.5.2.3 Caso 3: utilizzo di due pompe di calore funzionanti in parallelo	153
3.5.3 Scenario 2: regolazione a gradini.....	156
3.5.3.1 Caso 1: utilizzo di una singola pompa di calore	157
3.5.3.2 Caso 2: utilizzo di due pompe di calore funzionanti in cascata...	160
3.5.3.3 Caso 3: utilizzo di due pompe di calore funzionanti in parallelo	163
3.5.4 Scenario 3: regolazione climatica	166
3.5.4.1 Caso 1: utilizzo di una singola pompa di calore	168
3.5.4.2 Caso 2: utilizzo di due pompe di calore funzionanti in cascata...	171
3.5.4.3 Caso 3: utilizzo di due pompe di calore funzionanti in parallelo	174
3.5.5 Analisi dei risultati ottenuti	177
Conclusioni	183
Bibliografia	187

Introduzione

La drammatica situazione sui cambiamenti climatici che sta investendo il nostro pianeta, è conseguenza di un sempre maggiore e costante aumento delle temperature sulla superficie terrestre, dovuto all'aumento delle emissioni di CO₂ in atmosfera. In virtù di queste urgenti problematiche, l'Unione Europea ha posto la decarbonizzazione al centro delle politiche energetiche globali come obiettivo prioritario da raggiungere.

In questo contesto di emergenza climatica, la transizione verso un'economia a basse emissioni di gas serra, improntata sull'efficienza energetica, è diventata una priorità imprescindibile per affrontare le sfide legate al cambiamento climatico e garantire la sostenibilità ambientale della nostra società.

L'industria e le infrastrutture rappresentano una fetta significativa delle emissioni globali di CO₂, spesso derivanti dall'impiego di combustibili fossili per il riscaldamento, il raffrescamento degli edifici, la produzione di acqua calda sanitaria e per i processi industriali.

Una delle tecnologie più promettenti per ridurre l'impronta di carbonio, sia nel settore industriale che nelle infrastrutture residenziali e commerciali, sono le pompe di calore. Questa tecnologia offre un'alternativa efficiente ed ecologica all'uso dei combustibili fossili, sfruttando fonti di energia rinnovabile come l'aria, il suolo o l'acqua per trasferire o sottrarre calore da un ambiente a un altro. In questo modo, è possibile ridurre significativamente le emissioni di gas serra.

In collaborazione con Trigenia Srl di Torino, questo lavoro di tesi si propone di esaminare il ruolo delle pompe di calore alimentate da fonti rinnovabili all'interno di una strategia complessiva di decarbonizzazione, che sfocerà nell'installazione di un sistema a pompa di calore, per la quale si valuterà la fonte rinnovabile più adeguata da sfruttare come sorgente termica, e si manterrà l'impianto esistente di generazione di calore alimentato da combustibili fossili come back-up. L'obiettivo è quello di contribuire ad aumentare l'efficienza energetica, ridurre i consumi e le emissioni di CO₂, di un impianto esistente a servizio di uno stabilimento adibito a uso uffici.

In questo elaborato sono stati approfonditi molteplici aspetti.

Nel primo capitolo si vuole dare un'impronta chiara sul concetto di decarbonizzazione. L'obiettivo sarà fornire un quadro generale evidenziando le politiche, le strategie e gli obiettivi che l'Unione Europea sta attuando al fine di determinare un'economia a basse emissioni di carbonio. Verrà inoltre, approfondito il recepimento della legislazione europea da parte del governo italiano e le strategie operative per raggiungere gli obiettivi fissati dalla comunità europea.

Nel secondo capitolo verrà esaminata la tecnologia alla base delle pompe di calore, approfondendo i principi termodinamici, le diverse tipologie di pompe e i principali parametri di prestazione.

Il terzo e ultimo capitolo, nonché fulcro dell'elaborato, si pone come focus l'implementazione pratica di una strategia di decarbonizzazione con pompe di calore in un impianto esistente, attuando i concetti esplorati nei capitoli precedenti e considerando tre differenti scenari di regolazione, per ognuno dei quali si esamineranno tre diversi casi definiti da tre tipologie impiantistiche diverse. L'obiettivo è ridurre l'impatto ambientale e i costi energetici, migliorando al contempo l'efficienza dell'impianto di riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria. Vengono analizzati i dettagli tecnici dell'impianto preesistente, le modifiche apportate, e le soluzioni adottate per ottimizzare i consumi energetici. Attraverso l'analisi dei vari scenari operativi, il caso studio evidenzia i risparmi economici ed energetici derivanti dall'introduzione della pompa di calore, con particolare attenzione alle implicazioni ambientali e ai benefici a lungo termine.

Al termine di ciò saranno analizzati i risultati ottenuti, confrontandoli a vicenda e riportandoli nelle conclusioni derivanti, mettendo in evidenza i corrispettivi punti di forza e le strategie migliori da attuare.

Capitolo 1 **Decarbonizzazione, un obiettivo globale**

Secondo un'analisi condotta dagli scienziati del National Centers for Environmental Information (NCEI) della NOAA, National Oceanic and Atmospheric Administration, del Dipartimento del Commercio degli Stati Uniti e pubblicata il 12 gennaio 2024, il 2023 è stato l'anno più caldo mai registrato sul pianeta dal 1850.

“Non solo il 2023 è stato l'anno più caldo nei 174 anni di dati climatici della NOAA, ma è stato di gran lunga il più caldo. Un pianeta che si riscalda significa che dobbiamo essere preparati agli impatti del cambiamento climatico che si stanno verificando qui e ora, come gli eventi estremi che diventano più frequenti e gravi”, ha affermato la dottoressa Sarah Kapnick, scienziata capo della NOAA. “Continueremo a vedere record infranti e eventi estremi finché le emissioni non arriveranno a zero”, continua Kapnick. “La politica governativa può affrontare sia le emissioni, sia le azioni per ridurre gli impatti climatici rafforzando la resilienza” [1].

A supporto di quanto affermato dalla dottoressa Kapnick, in Figura 1.1 sono riportate le variazioni di temperatura superficiale terrestre ed oceanica, rispetto alla media, per il 2023.

Land & Ocean Temperature Departure from Average Jan–Dec 2023 (with respect to a 1991–2020 base period)

Data Source: NOAA GlobalTemp v5.1.0–20240108

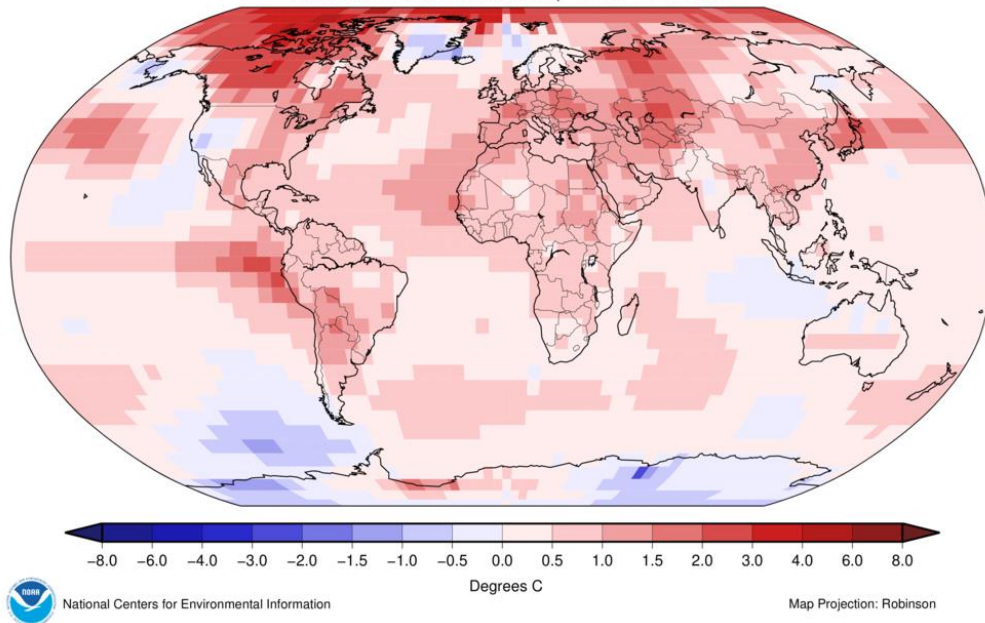


Figura 1.1: Anomalie della temperatura superficiale da gennaio a dicembre 2023 (Fonte: NOAA, NCEI) [2]

L'anno 2023, quindi, è stato quello più caldo da quando sono iniziate le registrazioni globali nel 1850, con $1,18\text{ °C}$ in più rispetto alla media del XX secolo di $13,9\text{ °C}$. Questo valore è di $0,15\text{ °C}$ in più rispetto al precedente record stabilito nel 2016. I 10 anni più caldi nei 174 anni di registrazione si sono verificati tutti nell'ultimo decennio (2014-2023). Infatti, la temperatura media globale per il 2023 ha superato la media preindustriale (1850-1900) di $1,35\text{ °C}$. Inoltre, la temperatura annuale globale è aumentata a un tasso medio di $0,06\text{ °C}$ per decennio dal 1850 e a un tasso più di tre volte superiore ($0,20\text{ °C}$) dal 1982.

L'Europa ha avuto temperature mensili superiori alla media durante tutto l'anno, con la più alta variazione di temperatura mensile di $+3,50\text{ °C}$ verificatasi a gennaio, risultando il gennaio più caldo mai registrato. Oltre a gennaio, anche settembre si è classificato come il mese più caldo mai registrato, superando il precedente record stabilito nel 2020 con un margine di $+1,02\text{ °C}$. La più piccola variazione di temperatura mensile per l'anno è stata di $+1,05\text{ °C}$ a maggio.

Nel complesso, il 2023 si è classificato come il secondo anno più caldo mai registrato in Europa, segnando il 27° anno consecutivo con temperature superiori alla media. I 10 anni più caldi in Europa si sono verificati dal 2007. La temperatura

annuale in Europa è aumentata a un tasso medio di 0,15 °C per decennio dal 1910; tuttavia, dal 1982 questo tasso è triplicato, raggiungendo 0,47 °C per decennio.

Guardando al futuro, c'è una probabilità su tre che il 2024 sarà più caldo del 2023 e una probabilità del 99% che il 2024 si classificherà tra i primi cinque anni più caldi [2].

L'impatto di questi record è sotto gli occhi di tutti: ogni giorno le cronache raccontano di disastri associati al riscaldamento globale, quali siccità, innalzamento dei mari ed eventi meteorologici estremi, che colpiscono sempre più spesso non solo i cittadini del mondo, ma anche le aziende e le istituzioni pubbliche, con costi umani ed economici estremamente elevati.

L'aumento delle temperature ed il cambiamento climatico sono dovuti alle emissioni dei Green House Gases (GHG), ovvero i gas ad effetto serra, che intrappolano il calore nell'atmosfera causando il cosiddetto "effetto serra". Questi GHG sono legati all'attività umana: trasporti alimentati da combustibili fossili, così come il riscaldamento nell'edilizia, l'industria, ma anche l'agricoltura. Queste emissioni stanno accumulandosi nell'atmosfera a un ritmo superiore a quello con cui la natura possa assorbirle.

Il principale gas a effetto serra è l'anidride carbonica (CO₂). A causa delle attività antropiche quali la combustione di gas serra o la deforestazione, dall'inizio dell'industrializzazione la concentrazione di CO₂ nell'atmosfera è aumentata di oltre il 50%. Circa due terzi del riscaldamento globale sono dovuti a questo gas, che rappresenta così la principale causa del riscaldamento climatico globale. L'impatto sul clima a causa della CO₂ è da attribuire al consumo di combustibili e carburanti fossili (petrolio e gas naturale) e parte preponderante è dovuta al traffico motorizzato, ma contano anche i riscaldamenti a gas e petrolio [3].

In Figura 1.2 si riportano dei grafici che mostrano il trend della concentrazione media mensile dell'anidride carbonica a livello globale misurata al Mauna Loa Observatory, Hawaii dal 1960 ad oggi.

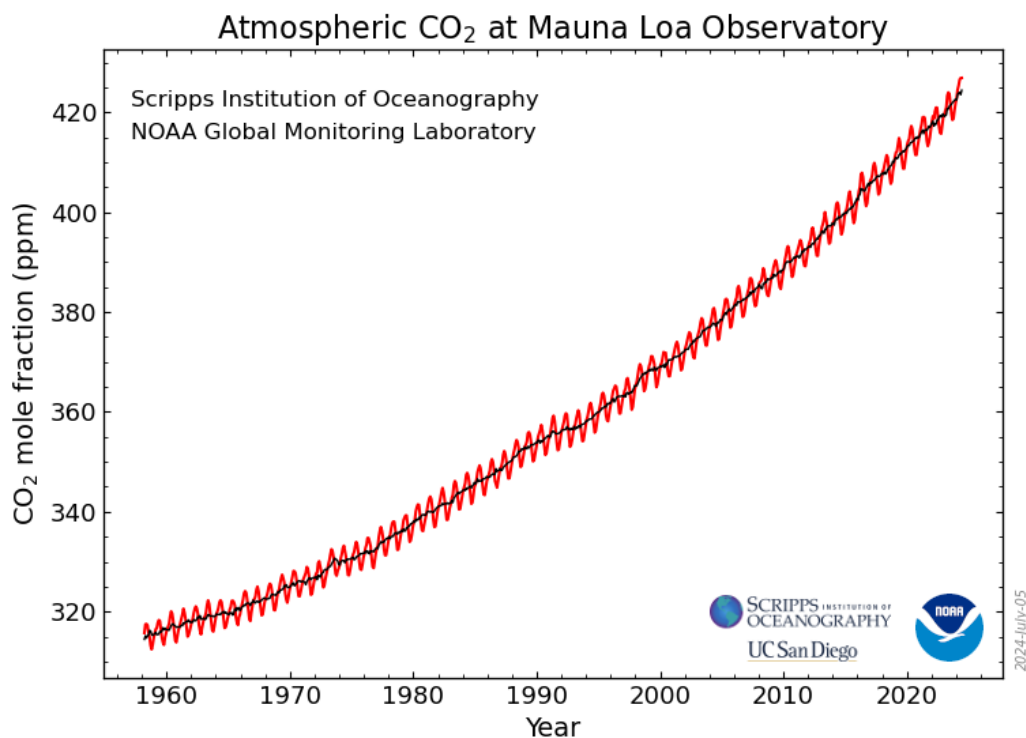


Figura 1.2: Trend concentrazioni medie mensili di CO₂ dal 1960 a oggi (Fonte: GML, NOAA) [4]

I dati sull'anidride carbonica sul Mauna Loa costituiscono la più lunga registrazione di misurazioni dirette della CO₂ nell'atmosfera. Sono stati avviati da C. David Keeling dello Scripps Institution of Oceanography nel marzo del 1958 presso una struttura della National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) [Keeling, 1976]. La NOAA ha avviato le proprie misurazioni di CO₂ nel maggio del 1974 e da allora sono state eseguite parallelamente a quelle effettuate dallo Scripps [Thoning, 1989].

La curva rossa rappresenta i valori medi mensili, centrati sulla metà di ogni mese; mentre la curva nera rappresenta la media mobile epurata dalle variazioni stagionali [4].

Il metano, CH₄, si colloca nella categoria dei GHG e contribuisce per circa il 18% al riscaldamento globale. Le principali cause delle emissioni di metano sono l'aumento degli allevamenti intensivi, il consumo di petrolio, gas e carbone, nonché le discariche. Dall'inizio dell'industrializzazione, si è registrato un aumento di oltre il 500% delle concentrazioni di metano nell'atmosfera, gran parte del quale emesso nell'ultimo decennio. Il metano ha un effetto climatico a breve termine molto maggiore dell'anidride carbonica: rispetto alla CO₂, il metano danneggia il clima

circa 28 volte di più per chilo, anche se nell'atmosfera si scompone molto più rapidamente. La sua vita media ammonta a 12,4 anni [3].

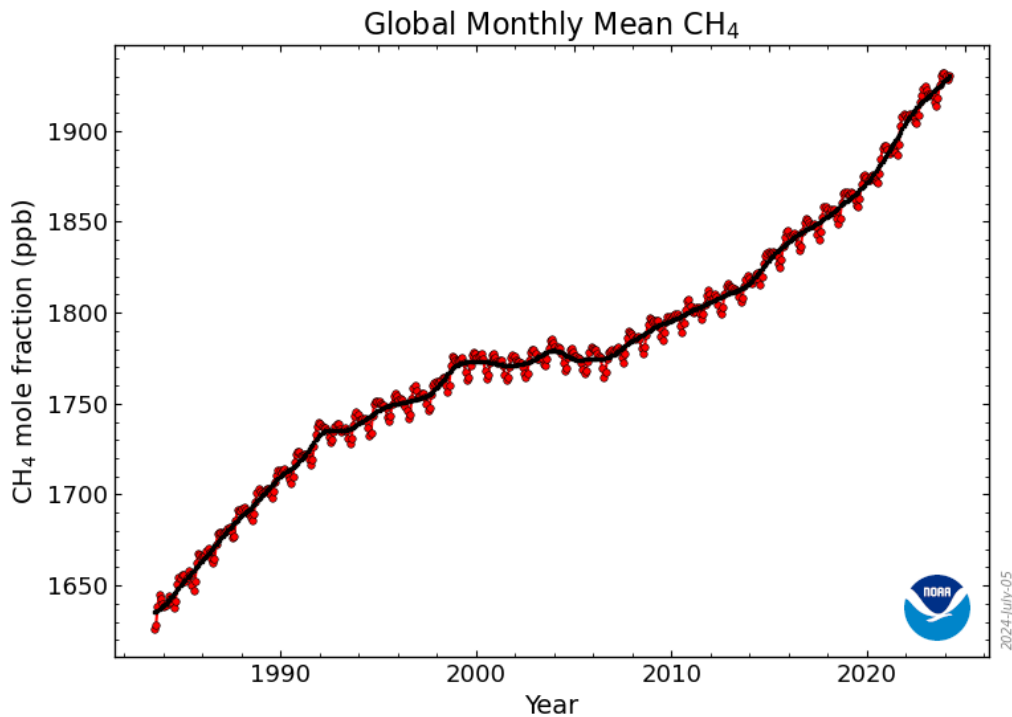


Figura 1.3: Trend concentrazioni medie mensili di CH₄ dal 1983 a oggi (Fonte: GML, NOAA) [5]

Il grafico di Figura 1.3 mostra la serie temporale completa del NOAA a partire dal 1983 della concentrazione media mensile di metano atmosferico media a livello globale determinata da siti di superficie marina. La Global Monitoring Division dell'Earth System Research Laboratory della NOAA ha misurato il metano dal 1983 in una rete di siti di campionamento dell'aria distribuiti a livello globale (Dlugokencky et al., 1994). Nella figura, la linea rossa rappresenta i valori medi mensili mediati globalmente, centrati sulla metà di ogni mese. La linea nera mostra la tendenza a lungo termine (in linea di principio, simile a una media mobile di 12 mesi) in cui il ciclo stagionale medio è stato rimosso [5].

Altri gas ad effetto serra includono il protossido di azoto (N₂O), responsabile del 6% circa del riscaldamento climatico globale e contribuisce anche all'assottigliamento dello strato di ozono. Deriva principalmente dalla fertilizzazione intensiva dei terreni agricoli e dalla combustione di vettori energetici fossili e della biomassa. Nell'atmosfera il protossido di azoto ha una vita media di 121 anni ed è circa 298 volte più dannoso rispetto alla CO₂.

I gas fluorurati, alla cui famiglia appartengono i fluorurati (PFC) e gli idrofluorocarburi alogenati (HFC), trovano impiego principalmente negli impianti di condizionamento dell'aria (refrigeratori e pompe di calore), nella produzione di schiume sintetiche e semiconduttori. Sebbene contribuiscano in misura minore all'effetto serra, rimangono nell'atmosfera per secoli o millenni, rendendoli particolarmente dannosi nel lungo termine [3].

Dai trend riportati in precedenza risulta chiaro come la quantità di emissioni di gas ad effetto serra sia in continua crescita, rendendo indispensabile l'adozione di contromisure per ridurre questo fenomeno. Per affrontare questa situazione, si fa riferimento a strategie integrate mirate alla decarbonizzare delle economie.

La decarbonizzazione si configura come il processo di riduzione o eliminazione dei gas serra attraverso la graduale eliminazione dell'uso di combustibili fossili e il passaggio a fonti di energia rinnovabili come la luce solare, il vento, l'acqua e il calore geotermico. Il percorso verso la decarbonizzazione prevede molte strategie che possono aiutare a raggiungere l'obiettivo delle emissioni zero e quindi mitigare le conseguenze peggiori del riscaldamento globale e dei cambiamenti climatici.

Il primo passo è l'elettrificazione delle attività residenziali e commerciali, nonché della mobilità a sfavore delle fonti di energia fossili; fortunatamente, i progressi tecnologici stanno rendendo l'elettricità rinnovabile sempre più conveniente e in molti casi anche più dei combustibili fossili. Questa può generare sostanziali risparmi energetici, grazie alla maggiore efficienza rispetto ad altre forme di energia, a parità di prestazioni.

Un altro passo verso la decarbonizzazione è quello di investire nella produzione di energia pulita. Se l'elettrificazione rappresenta l'obiettivo finale, è importante che venga raggiunta attraverso l'uso di fonti energetiche sostenibili: il solare, l'eolico, l'idroelettrico e il geotermico.

Importante è anche la digitalizzazione: l'introduzione di tecnologie digitali e di applicazioni Internet-of-Things (IoT) renderà l'uso di energia sempre più efficiente, contribuendo a ridurre le emissioni di gas serra e aiutando le aziende, i governi e i privati cittadini a risparmiare sulle bollette energetiche.

Legato al concetto della decarbonizzazione c'è quello della transizione energetica. Secondo S&P Global, la definizione di transizione energetica si riferisce al “passaggio del settore energetico globale dai sistemi di produzione e consumo di energia basati sui combustibili fossili (tra cui petrolio, gas naturale e carbone) a fonti di energia rinnovabili come l'energia eolica e solare” [6]. La transizione energetica rinnovabile è uno spostamento graduale e costante della produzione energetica globale verso un sistema a zero emissioni di carbonio che, secondo il Green New Deal emanato dall'Unione Europea, dovrebbe avvenire entro il 2050.

Secondo le Nazioni Unite, la transizione energetica (net zero) è importante perché rappresenta un percorso per mantenere l'aumento della temperatura globale entro +1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali. Attualmente, la Terra è già circa 1,1 °C più calda rispetto alla fine del 1800 e le emissioni continuano ad aumentare. Per mantenere il riscaldamento globale a non più di 1,5 °C, come richiesto dall'accordo di Parigi, le emissioni devono essere ridotte del 45% entro il 2030 e raggiungere il net zero entro il 2050. Il raggiungimento di questi obiettivi è considerato fondamentale per mitigare gli effetti destabilizzanti del cambiamento climatico e preservare un pianeta vivibile [7].

Il Programma delle Nazioni Unite per lo Sviluppo (UNDP) afferma che “il 73% delle emissioni globali di gas serra provengono del settore energetico”, per cui l'importanza della transizione energetica non può essere sopravvalutata. Il Programma afferma inoltre che “le emissioni annuali di CO₂ legate all'energia devono scendere del 70% rispetto ai livelli odierni entro il 2050 per impostare il mondo sulla strada giusta per raggiungere gli obiettivi climatici”. Il Programma conferma che “le energie rinnovabili, l'efficienza energetica e un'elettrificazione sostanziale possono fornire oltre il 90% della riduzione necessaria” [8].

È chiaro come far sì che la transizione avvenga nel breve termine sia un obiettivo poco realistico; essa rappresenta un processo che richiede tempo in quanto necessita di molteplici cambiamenti nella società e coinvolge una grande varietà di enti, sia pubblici che privati. Il processo di transizione energetica non è unico e semplice, limitato all'adozione di una nuova tecnologia o alla diffusione di una nuova fonte energetica. Ogni transizione energetica è composta da numerose transizioni che si influenzano e alimentano reciprocamente, interessando diverse componenti di un

sistema energetico, tra cui le fonti primarie, le tecnologie per la conversione di energia, i vettori e i servizi energetici, nonché transizioni legate alle infrastrutture, alla politica ed alle istituzioni.

La transazione può essere avviata da diversi fattori, cioè variabili, o driver, il cui cambiamento può indirizzare l'evoluzione del sistema energetico in varie direzioni e a velocità differenti, portando gradualmente a un nuovo paradigma energetico.

L'attuale paradigma energetico globale si basa sull'uso dei combustibili fossili per soddisfare i nostri bisogni ed esigenze. Sono stati progettati e predisposti tutti i sistemi, dalla produzione alle infrastrutture, dai trasporti alle abitazioni al fine di utilizzare questi combustibili. Più dell'80% dell'approvvigionamento energetico mondiale proviene da combustibili fossili, il che li rende essenziali nei sistemi energetici. Al momento, quindi, l'umanità dipende fortemente dall'energia derivata dai combustibili fossili.

Da diversi decenni, ormai, è subentrata la consapevolezza della necessità di cambiare il sistema di approvvigionamento e consumo di energia per ridurre le emissioni di gas serra. Questo cambiamento è particolarmente urgente nei settori che maggiormente contribuiscono alle emissioni: i trasporti, il riscaldamento e il raffreddamento degli edifici, e la produzione di elettricità.

La transizione attuale si distingue dalle precedenti per l'urgenza di intraprendere azioni volte a mitigare gli effetti del cambiamento climatico e a ridurre la dipendenza dai combustibili fossili.

Ovviamente ci sono delle difficoltà e degli ostacoli allo sviluppo della transizione energetica data la mole di transizioni da attuare e quindi di attori coinvolti. L'Agenzia Internazionale per le Energie Rinnovabili (IRENA), definisce i principali ostacoli alla transizione energetica e le relative soluzioni come mostrato in Figura 1.4.



Figura 1.4: Principali barriere alla transizione energetica e possibili soluzioni (Fonte: IRENA [9])

Accelerare il progresso della transizione in tutto il mondo richiede un allontanamento dalle strutture e dai sistemi costruiti per l'era dei combustibili fossili. La transizione energetica può essere un mezzo per costruire proattivamente un mondo più equo ed inclusivo. Questo richiede, però, il superamento delle attuali barriere nelle infrastrutture, nelle politiche, nella forza lavoro e nelle istituzioni che, come indicato in Figura 1.4, ostacolano il progresso e limitano l'inclusività.

Le infrastrutture attuali, infatti, risultano inadeguate per anettere l'energia rinnovabile ai mercati, mancando di sistemi di stoccaggio dell'energia e integrazione nella rete. Inoltre, c'è una carenza di infrastrutture di distribuzione per elettricità, gas e combustibili, e gli impianti per gli usi finali non sono pronti a supportare l'uso delle energie rinnovabili. Da un punto di vista legislativo, i quadri politici e normativi sono ancora fortemente orientati verso i combustibili fossili, con finanziamenti pubblici insufficienti per sostenere la transizione energetica. Manca una pianificazione integrata della produzione e del consumo di energia e insufficiente attenzione alla dimensione socioeconomica. Mentre a livello istituzionale esiste un disallineamento tra le perdite di posti di lavoro nel settore dei combustibili fossili e la creazione di nuovi posti di lavoro con lo sviluppo delle energie rinnovabili, con differenze significative in termini di competenze, settori, e tempi. Risultano, inoltre, carenti le competenze a causa di un'istruzione inadeguata e opportunità lavorative insufficienti e manca la consapevolezza delle opportunità offerte dalle energie rinnovabili. Vi sono, ulteriormente, problemi legati alla qualità del lavoro, come salari, salute e sicurezza sul lavoro.

Occorre, quindi, modernizzare, pianificare ed ampliare a lungo termine le infrastrutture di supporto, siano esse terrestri o marittime. Questo miglioramento agevolerà lo sviluppo, lo stoccaggio, la distribuzione, la trasmissione ed il consumo di energie rinnovabili. È necessario definire politiche e quadri normativi che favoriscano la diffusione, l'integrazione e il commercio di energia da fonti rinnovabili così da migliorare i risultati socioeconomici e ambientali, promuovendo al contempo l'equità e l'inclusione. Tali strumenti normativi devono supportare la transizione energetica a vari livelli, dal locale al globale, riflettendo le nuove dinamiche di approvvigionamento di energia. Al fine di guidare e sostenere la transizione energetica è fondamentale sensibilizzare e sviluppare le capacità di istituzioni, comunità e singoli individui per acquisire le conoscenze e le competenze necessarie.

Il sistema energetico in generale è fondamentale per conseguire gli obiettivi della transizione energetica e della decarbonizzazione, che dovrà essere più flessibile e decentralizzato al fine di assorbire senza problemi la generazione rinnovabile aggiuntiva. La recente diminuzione dei costi delle tecnologie rinnovabili, la

digitalizzazione e le tecnologie emergenti applicate a pile, pompe di calore, veicoli elettrici o idrogeno, possono accelerare la trasformazione del sistema energetico e della sua struttura nei prossimi vent'anni. Il futuro energetico dell'Europa deve basarsi su una crescente quota di energie rinnovabili distribuite, integrare diversi vettori energetici in modo flessibile e, al tempo stesso, restare efficiente sotto il profilo delle risorse ed evitare inquinamento e perdita di biodiversità. L'attuale sistema, basato su catene del valore energetico rigide e settoriali, risulta inefficiente e inadatto per un'economia climaticamente neutra, causando perdite considerevoli sotto forma di calore di scarto e bassa efficienza energetica. In Figura 1.5 è rappresentato, in maniera concettuale, il confronto fra il sistema energetico attuale, monodirezionale e basato su flussi lineari e spreco di energia, e il futuro sistema energetico integrato promosso dall'UE incentrato su flussi energetici tra utenti e produttori bidirezionali, e sulla riduzione dello spreco di risorse e denaro a favore di una maggiore efficienza tecnico-economica.

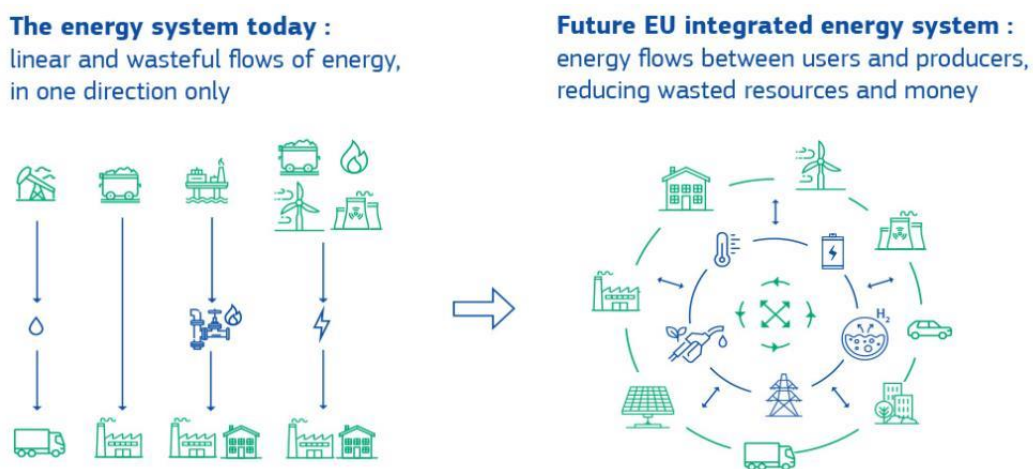


Figura 1.5: Confronto fra il sistema energetico attuale e quello integrato promosso dall'UE
(Fonte: European Commission) [10]

L'obiettivo ultimo si configura, quindi, come l'attuazione di un sistema energetico integrato. Per integrazione del sistema energetico si intendono la pianificazione e il funzionamento dell'intero sistema energetico in modo coordinato, che contiene diversi vettori energetici, infrastrutture e settori di consumo. Questo approccio mira a creare connessioni più forti tra questi elementi per fornire servizi energetici a basse emissioni di carbonio, affidabili ed efficienti in termini di risorse, al minor

costo possibile per la società. L'integrazione del sistema energetico rappresenta, secondo la Commissione Europea, "la via che conduce a una decarbonizzazione dell'economia europea profonda, efficace e a costo accessibile, in linea con l'accordo di Parigi e l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite per lo sviluppo sostenibile" [11].

Secondo la Commissione Europea [11], l'idea di un sistema energetico integrato abbraccia tre concetti complementari e sinergici:

- Un sistema energetico più circolare, imperniato sull'efficienza energetica in cui sia data priorità alle scelte meno energivore, siano utilizzati a fini energetici i flussi di rifiuti inevitabili e siano sfruttate le sinergie in tutti i settori, come già avviene negli impianti di cogenerazione o attraverso l'uso di determinati rifiuti o residui. Tuttavia, c'è ancora un potenziale significativo, come il riutilizzo del calore di scarto proveniente da processi industriali o centri dati, e la produzione di energia dai rifiuti organici o dagli impianti di trattamento delle acque reflue;
- Una maggiore elettrificazione diretta dei settori d'uso finale. Con la rapida crescita e il costo competitivo dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, è possibile soddisfare una parte sempre più significativa della domanda di energia. Ad esempio, si possono utilizzare pompe di calore per il riscaldamento degli ambienti o per processi industriali a bassa temperatura, veicoli elettrici nel settore dei trasporti o forni elettrici in alcuni settori;
- L'uso di combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, incluso l'idrogeno, per le applicazioni finali in cui il riscaldamento o l'elettrificazione diretta non sono realizzabili, non sono efficienti e risultano troppo costosi. Questi combustibili, compresi i gas e i liquidi rinnovabili derivati dalla biomassa o l'idrogeno rinnovabile a basse emissioni, possono immagazzinare energia da fonti rinnovabili intermittenti e sfruttare le sinergie tra i settori dell'energia elettrica, del gas e d'uso finale.

Un sistema più integrato sarà anche multidirezionale, in cui i consumatori svolgono un ruolo attivo nell'approvvigionamento energetico. "Verticalmente", le unità produttive decentrate e gli utenti contribuiscono attivamente all'equilibrio e alla

flessibilità complessivi del sistema. “Orizzontalmente”, avvengono sempre più scambi di energia tra settori di consumo; ad esempio, con gli utenti della rete dell’energia che scambiano calore nei sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento intelligenti o immettono in rete l’energia elettrica che producono individualmente o in quanto parte di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), delineando la figura che prende il nome di prosumer.

La transizione energetica in Europa è guidata dagli obiettivi fissati dall’Unione Europea per contrastare il cambiamento climatico. In particolare, le Direttive Europee argomento del “Clean Energy for all European Package” hanno delineato il percorso da seguire; ampliare la produzione di energia da fonti rinnovabili e promuovere un uso razionale dell’energia. Ciò implica migliorare l’efficienza energetica negli usi finali attraverso cambiamenti sia tecnologici e infrastrutturali (interventi di efficienza energetica) che comportamentali (riduzione degli sprechi).

Nei paragrafi successivi, viene esaminata in dettaglio la recente politica adottata dall’UE per attenuare gli effetti del cambiamento climatico in Europa.

1.1 Politica energetica dell’UE

La transizione energetica per ricevere un ulteriore spinta alla sua diffusione necessita di una collaborazione da parte di tutti gli utenti del settore energetico al fine di contenere e ridurre i cambiamenti climatici derivati dall’innalzamento delle temperature e dal sempre maggiore inquinamento da gas serra. È chiaro che le p.m.i e gli utenti del settore residenziale incontrano difficoltà nel preferire e implementare soluzioni di efficientamento energetico, poiché questi richiedono investimenti economici che non sono sempre alla loro portata.

Da qui emerge la necessità di adottare nuove politiche energetiche, frutto di accordi e conferenze internazionali, che definiscono una legislazione orientata alla decarbonizzazione favorendo opere di sostenibilità ambientale che poi daranno luogo a incentivazioni così da favorirne la diffusione in tutto il sistema energetico. In Tabella 1.1 è presente uno schema riassuntivo delle principali conferenze mondiali sul tema della sostenibilità [12] che viene brevemente trattato in questo paragrafo.

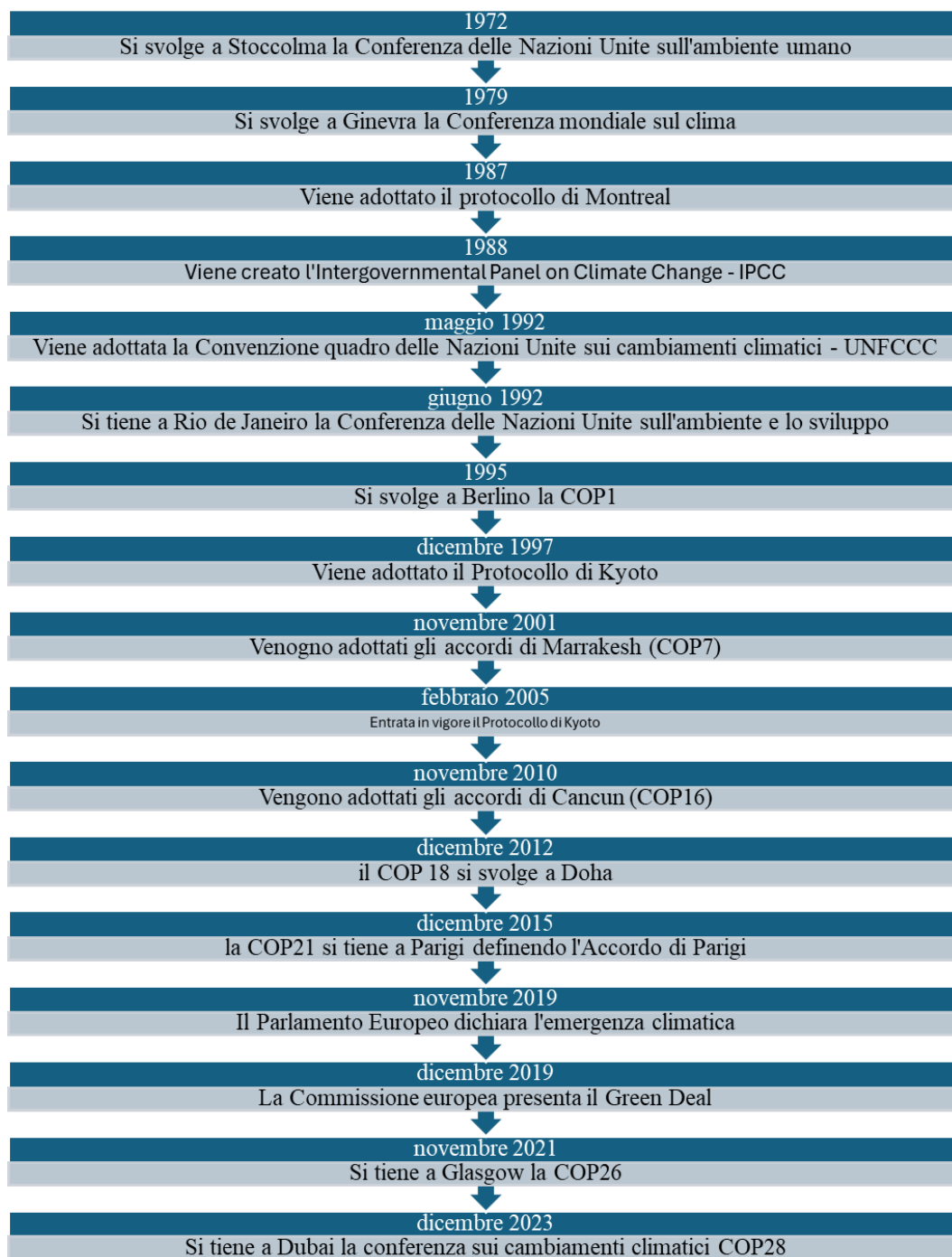


Tabella 1.1: Principali conferenze mondiali sul tema della sostenibilità

Nel 1972, a Stoccolma si svolge la Conferenza delle Nazioni Unite sull'ambiente umano, la più grande conferenza su questioni climatiche internazionali e segna un punto di svolta nello sviluppo della politica ambientale internazionale.

Nel 1979, si svolge a Ginevra la Conferenza mondiale sul clima. Questa conferenza è uno dei più grandi incontri internazionali sul cambiamento climatico. Si tratta di un evento essenzialmente scientifico e vede la partecipazione di scienziati

provenienti da molte discipline. Questa conduce alla creazione del programma mondiale sugli effetti del clima.

Nel 1987 viene adottato il protocollo di Montreal, che limita l'uso di sostanze chimiche in grado di danneggiare lo strato di ozono. Questo piano di eliminazione graduale include sia la produzione che il consumo di queste sostanze. L'accordo è stato firmato nel 1987 ed è entrato in vigore nel 1989.

Nel 1988 viene creato il Gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico (Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC). È un'istituzione scientifica e intergovernativa sotto la tutela delle Nazioni Unite, che offre al mondo una visione scientifica chiara dell'attuale stato delle conoscenze in materia di cambiamento climatico e le sue potenziali ripercussioni ambientali e socio-economiche.

Nel maggio del 1992, viene adottata la Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC) presso il quartier generale delle Nazioni Unite a New York. Si tratta del trattato internazionale fondamentale per ridurre il riscaldamento globale e aiutare a gestire le conseguenze del cambiamento climatico. Infatti, nell'art.2 della Convenzione quadro si legge in merito agli obiettivi che: “La presente Convenzione e gli strumenti giuridici connessi che la Conferenza delle Parti può adottare, hanno come obiettivo ultimo di raggiungere [...] una stabilizzazione delle concentrazioni di gas a effetto serra nell'atmosfera ad un livello che impedisca pericolose interferenze antropogeniche con il sistema climatico. Tale livello dovrebbe essere raggiunto entro un lasso di tempo sufficiente a consentire agli ecosistemi di adattarsi naturalmente ai cambiamenti climatici, [...] e a permettere uno sviluppo economico sostenibile” [12]. Vengono, inoltre, stabiliti per la prima volta nei confronti dei paesi industrializzati degli obiettivi vincolanti di riduzione delle emissioni di gas. Tale Convenzione, è stata adottata durante l'evento “Earth Summit” del 1992 a Rio de Janeiro ed è entrata in vigore il 21 marzo 1994 dopo essere stata ratificata da 50 Stati (a fine 2015, era stata ratificata da 196 Paesi). Per valutare l'efficacia delle misure adottate per contrastare il cambiamento climatico, le parti firmatarie della Convenzione si riuniscono annualmente in

incontri formali noti come Conferenze delle Nazioni Unite sul Cambiamento Climatico (UNCCC), o Conferenza ONU sul cambiamento climatico (COP).

Nel giugno 1992, si è tenuta la Conferenza delle Nazioni Unite sull'ambiente e lo sviluppo (UNCED), nota anche come "Earth Summit", a Rio de Janeiro in Brasile. Questa conferenza globale ha riunito leader politici, diplomatici, scienziati, rappresentanti dei media e organizzazioni non governative (ONG) di 179 Paesi per un massiccio sforzo volto a focalizzare l'impatto delle attività socioeconomiche umane sull'ambiente. La conferenza di Rio de Janeiro ha sottolineato l'interdipendenza tra fattori sociali, economici e ambientali, evidenziando che il successo in un settore richiede azioni coordinate in altri settori. L'obiettivo principale del "Summit della Terra" di Rio era creare un'agenda globale e un nuovo modello di azione internazionale per affrontare questioni ambientali e di sviluppo, guidando la cooperazione e le politiche nel ventunesimo secolo. L'Earth Summit ha concluso che il concetto di sviluppo sostenibile era un obiettivo raggiungibile per tutte le persone del mondo, a ogni livello.

Nel 1995, a Berlino, si svolge la COP1. In questa Conferenza le parti concordano sul fatto che gli impegni contenuti nella Convenzione sono "inadeguati" per raggiungere gli obiettivi stabiliti dalla Convenzione stessa. Stabiliscono, quindi, un processo per negoziare degli impegni più incisivi per i paesi sviluppati, ponendo le basi per il protocollo di Kyoto.

Il Protocollo di Kyoto è il primo trattato al mondo sulla riduzione delle emissioni di gas serra, adottato nella COP3 e svoltasi nella città giapponese di Kyoto l'11 dicembre 1997. Il protocollo pone, per i paesi sviluppati, degli obiettivi di riduzione delle emissioni giuridicamente vincolanti: circa l'8% per il periodo 2008-2012 rispetto alle emissioni registrate nel 1990 con ampie differenze negli obiettivi per ciascun paese. Il trattato è entrato in vigore il 16 febbraio 2005.

Nel novembre 2001 vengono adottati gli accordi di Marrakesh (COP7); questi precisano le regole per l'attuazione del protocollo di Kyoto, stabiliscono nuovi finanziamenti e strumenti di pianificazione per l'adattamento e creano un quadro per il trasferimento di tecnologia per assistere i paesi in via di sviluppo nella lotta al cambiamento climatico.

Nel novembre 2010 vengono adottati gli accordi di Cancun (COP16). Gli accordi consistono in un pacchetto generale adottato dai governi per dare assistenza alle nazioni in via di sviluppo che si trovano ad affrontare il cambiamento climatico. Viene, inoltre, istituito un Fondo verde per il clima per fornire finanziamenti a progetti, programmi, politiche e altre attività nei paesi in via di sviluppo attraverso finestre di finanziamento tematiche.

L'8 dicembre 2012, il COP18 si svolge a Doha nel quale i governi decidono di lavorare con rapidità per un accordo universale sul cambiamento climatico entro il 2015 e per trovare un modo per aumentare gli sforzi prima del 2020 oltre gli impegni già esistenti per ridurre le emissioni. Adottano anche l'Emendamento di Doha al protocollo di Kyoto che aggiunge nuovi obiettivi di riduzione delle emissioni per i paesi partecipanti per il periodo 2012-2020.

Da tutte queste Conferenze risulta evidente come nel corso degli anni sia aumentata la consapevolezza e la preoccupazione inerenti alle problematiche ambientali. Questa presa di coscienza, è stata ribadita a Parigi, Francia, il 12 dicembre 2015 durante la COP21, nella quale 196 Paesi hanno manifestato il loro impegno nei confronti della lotta contro i cambiamenti climatici stipulando il primo accordo universale e giuridicamente vincolante: l'Accordo di Parigi, il quale è entrato in vigore il 4 novembre 2016. L'obiettivo dell'Accordo è mantenere l'aumento della temperatura globale ben al di sotto di 2°C in più rispetto ai livelli preindustriali, e allo stesso tempo sforzarsi nel limitare l'aumento a 1,5°C; questo perché il Gruppo intergovernativo sui cambiamenti climatici delle Nazioni Unite indica che il superamento di quella soglia rischia di scatenare impatti sui cambiamenti climatici molto più gravi e frequenti.

Il 28 novembre 2019, il Parlamento Europeo dichiara l'emergenza climatica in Europa e nel mondo. Il Parlamento chiede, quindi, alla Commissione di garantire che tutte le proposte legislative e di bilancio pertinenti siano pienamente in linea con l'obiettivo di limitare il riscaldamento globale al di sotto della soglia di 1,5°C.

L'11 dicembre 2019 la Commissione europea presenta il Green Deal. Attraverso la Legge europea sul clima, intende far diventare climaticamente neutra l'Europa entro il 2050.

Si tiene a Glasgow la COP26 a novembre 2021, nel corso della quale i paesi si sono accordati sull'obiettivo della neutralità climatica, su maggiori finanziamenti per i paesi vulnerabili in via di sviluppo e sulla riduzione di fondi per nuovi progetti sui combustibili fossili. Accordo invece mancato su una risposta comune alla graduale eliminazione dell'uso del carbone.

Dal 30 novembre al 12 dicembre 2023, si è tenuta la conferenza sui cambiamenti climatici COP28 a Dubai tramite la quale si approva una tabella di marcia volta a segnare “l'inizio della fine” dell'era dei combustibili fossili, gettando le basi per una transizione rapida, giusta ed equa, sostenuta da tagli radicali alle emissioni e finanziamenti su larga scala. In una dimostrazione di solidarietà globale, i negoziatori di quasi 200 parti si sono riuniti a Dubai con una decisione sul primo “bilancio globale” al mondo per aumentare l'azione per il clima prima della fine del decennio, con l'obiettivo generale di mantenere a portata di mano il limite di temperatura globale di 1,5°C. I Paesi partecipanti si accordano anche sull'impegno a triplicare la capacità delle fonti rinnovabili e a raddoppiare il tasso di miglioramento dell'efficienza energetica entro il 2030. Sono stati anche registrati progressi riguardo alle misure di adattamento ai cambiamenti climatici e i relativi finanziamenti.

L'Unione Europea, dall'Accordo di Parigi, ha assunto un ruolo centrale nella lotta contro i cambiamenti climatici. È stata fondamentale nella mediazione dell'Accordo di Parigi e continua a manifestare la sua leadership a livello mondiale.

Il legislatore europeo, con il “Climate & Energy Package” ha posto gli obiettivi al 2020 per combattere i cambiamenti climatici: una quota del 20% da fonti rinnovabili sul consumo finale dell'UE; un risparmio energetico del 20% sui consumi e una riduzione del 20% delle emissioni di gas ad effetto serra rispetto ai livelli del 1990.

In continuità con il Climate & Energy Package, l'Unione Europea afferma che è necessario spingere sull'uso delle fonti rinnovabili e proclama il “Clean Energy for all Europeans Package”, in cui ha aggiornato gli obiettivi da raggiungere al 2030. Gli obiettivi con questo pacchetto diventano: 32% di quota da fonti rinnovabili sul consumo finale; 32,5% di risparmio energetico sui consumi e 40% in meno nelle

emissioni di gas ad effetto serra rispetto ai livelli del 1990. L'obiettivo del pacchetto è la decarbonizzazione del sistema energetico dell'UE, da raggiungere garantendo la sicurezza di approvvigionamento.

Con la definizione del Green New Deal, l'Unione Europea mira a rendere climaticamente neutra l'Europa entro il 2050. Gli obiettivi delineati nei due pacchetti al 2020 e al 2030 sono steps di fondamentale importanza al fine di raggiungere l'ambizioso target di neutralità climatica entro il 2050. Per soddisfare gli obiettivi proposti nel Green Deal, la Comunità Europea ha ritenuto necessario rendere gli obiettivi definiti nel Clean Energy for all Europeans Package ancora più ambiziosi con il pacchetto "Fit for 55", adottato il 14 luglio 2021.

La decarbonizzazione dell'economia è una delle principali sfide dei nostri tempi, la quale deve essere raggiunta al fine di combattere e limitare i cambiamenti climatici che ormai investono costantemente e quotidianamente la Terra e sono visibili agli occhi di tutti. Per questo motivo il clima e i suoi cambiamenti sono sempre più il fulcro di tutte le politiche pubbliche del nostro millennio.

Nei paragrafi successivi vengono approfonditi i contenuti dei Pacchetti sopraelencati emanati dall'UE; viene, poi, effettuato un approfondimento sul recepimento di tali Pacchetti da parte del governo italiano e la relativa strategia per raggiungere i target previsti a livello nazionale.

1.1.1 2020: Climate & Energy Package

Il Climate & Energy Package, o "Pacchetto Clima–Energia 20 20 20", è un pacchetto di misure pensate dall'UE, entrato in vigore nel 2009 ma che di fatto detta delle indicazioni per il periodo successivo al termine del Protocollo di Kyoto, che ha trovato la sua naturale scadenza al termine del 2012. Questo pacchetto di misure è valido, quindi, da gennaio 2013 fino al 2020 ed è noto anche con il nome di "Piano 20 20 20" in quanto prevede:

- Riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra di almeno il 20% in meno rispetto al 1990, entro il 2020;

- Quota del 20% di energie rinnovabili (FER) valutate sul consumo finale lordo di energia dell'UE, entro il 2020;
- Risparmio dei consumi di energia finale dell'UE del 20% rispetto alle proiezioni per il 2020.

Questo pacchetto include una serie di riforme mirate a ridurre le emissioni in atmosfera di gas serra, aumentare la presenza di fonti rinnovabili sui consumi finali e promuovere risparmi energetici, con l'obiettivo di contrastare i cambiamenti climatici, aumentare la sicurezza energetica dell'UE e rafforzarne la competitività. Sono, inoltre, degli obiettivi principali della strategia europea al 2020 per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva [13].

Il Climate & Energy Package si traduce nelle seguenti direttive europee:

- Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE;
- Direttiva 2009/29/CE (Emission Trading - ETS) che modifica la direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra;
- Direttiva 2009/30/CE sulla qualità dei carburanti: si prescrive che almeno il 10% del carburante usato per i trasporti in ogni paese deve provenire da fonti rinnovabili come ad esempio idrogeno, biocarburanti e quest'ultimi devono rispettare criteri di sostenibilità concordati;
- Direttiva 2009/31/CE relativa al Carbon Capture and Storage (CCS). Questa direttiva istituisce un quadro giuridico per l'uso non dannoso per l'ambiente di tecnologie di cattura e stoccaggio del carbonio;
- Decisione 2009/406/CE (Effort Sharing) concernente gli sforzi degli Stati membri per ridurre le emissioni dei gas a effetto serra al fine di adempiere agli impegni della Comunità in materia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2020.

Ai fini dello sviluppo del lavoro di tesi emerge che la Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, sia di fondamentale importanza e necessita di un breve approfondimento per capire i piani d'azione e la politica energetica che è stata portata avanti dall'Unione Europea, che continua con i più recenti pacchetti di riforme e che ha portato a una sempre maggiore diffusione dell'energia da fonti rinnovabili nel sistema energetico europeo. L'art.1 della Direttiva afferma che: “La presente direttiva stabilisce un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili. Fissa obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e per la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti. Detta norme relative ai trasferimenti statistici tra gli Stati membri, ai progetti comuni tra gli Stati membri e con i paesi terzi, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative, all'informazione e alla formazione nonché all'accesso alla rete elettrica per l'energia da fonti rinnovabili. Fissa criteri di sostenibilità per i biocarburanti e i bioliquidi” [14].

L'art.3 della Direttiva dichiara, inoltre, che ogni Stato membro deve assicurare che la propria quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia nel 2020, sia almeno pari al proprio obiettivo nazionale generale per quell'anno, indicato nella tabella all'allegato I, parte A della Direttiva. In Tabella 1.2 sono riportati gli obiettivi nazionali per i singoli stati al 2020, mettendo in risalto quello dell'Italia.

ALLEGATO I

Obiettivi nazionali generali per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia nel 2020 ⁽¹⁾

A. Obiettivi nazionali generali

	Quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia, 2005 (S_{2005})	Obiettivo per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia, 2020 (S_{2020})
Belgio	2,2 %	13 %
Bulgaria	9,4 %	16 %
Repubblica ceca	6,1 %	13 %
Danimarca	17,0 %	30 %
Germania	5,8 %	18 %
Estonia	18,0 %	25 %
Irlanda	3,1 %	16 %
Grecia	6,9 %	18 %
Spagna	8,7 %	20 %
Francia	10,3 %	23 %
Italia	5,2 %	17 %
Cipro	2,9 %	13 %
Lettonia	32,6 %	40 %
Lituania	15,0 %	23 %
Lussemburgo	0,9 %	11 %
Ungheria	4,3 %	13 %
Malta	0,0 %	10 %
Paesi Bassi	2,4 %	14 %
Austria	23,3 %	34 %
Polonia	7,2 %	15 %
Portogallo	20,5 %	31 %
Romania	17,8 %	24 %
Slovenia	16,0 %	25 %
Repubblica slovacca	6,7 %	14 %
Finlandia	28,5 %	38 %
Svezia	39,8 %	49 %
Regno Unito	1,3 %	15 %

Tabella 1.2: Obiettivi nazionali generali per la quota energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia nel 2020 [14]

Tali obiettivi nazionali generali sono coerenti con l'obiettivo di una quota pari almeno al 20% di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia della Comunità Europea nel 2020.

L'art.4 afferma che ogni Stato membro deve adottare un Piano di Azione Nazionale (PAN) per le energie rinnovabili. Questi PAN fissano gli obiettivi nazionali degli Stati membri per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell'elettricità e del riscaldamento e raffreddamento nel 2020.

L'art.15 è riferito alle garanzie di origine dell'elettricità, del calore e del freddo prodotto da fonti energetiche rinnovabili; la Direttiva dichiara che “Per provare ai clienti finali la quota o la quantità di energia da fonti rinnovabili nel mix energetico di un fornitore di energia, in conformità dell'articolo 3, paragrafo 6, della direttiva 2003/54/CE, gli Stati membri assicurano che l'origine dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili sia garantita” [14]. L'articolo continua affermando che “gli Stati membri assicurano che sia rilasciata una garanzia di origine su richiesta di un produttore di elettricità da fonti rinnovabili. Gli Stati membri possono provvedere affinché siano emesse garanzie di origine in risposta a una richiesta dei produttori di calore e freddo da fonti energetiche rinnovabili. Tale provvedimento può essere subordinato a un limite minimo di capacità. La garanzia di origine corrisponde a una quantità standard di 1 MWh. Per ogni unità di energia prodotta non può essere rilasciata più di una garanzia di origine” [14].

Nell art.16 viene affrontato il tema dell'accesso ed il funzionamento delle reti considerando l'ulteriore aggiunta proveniente dall'energia da fonti rinnovabili. In particolare, “Gli Stati membri adottano le misure appropriate per sviluppare l'infrastruttura di rete di trasmissione e di distribuzione, reti intelligenti, impianti di stoccaggio e il sistema elettrico, in modo da consentire il funzionamento sicuro del sistema elettrico nel far fronte all'ulteriore sviluppo della produzione di elettricità da fonti energetiche rinnovabili” [14]. Inoltre, “gli Stati membri assicurano che, nel dispacciamento degli impianti di produzione dell'elettricità, i gestori del sistema di trasmissione diano la priorità agli impianti di produzione che utilizzano le fonti energetiche rinnovabili nella misura consentita dal funzionamento sicuro del sistema elettrico nazionale e sulla base di criteri trasparenti e non discriminatori. Gli Stati membri assicurano che siano adottate appropriate misure operative relative al mercato e alla rete, affinché vi siano meno limitazioni possibili dell'elettricità prodotta dalle fonti rinnovabili” [14].

1.1.2 2030: Clean Energy for all Europeans Package

Il Clean Energy for all Europeans Package si configura come un pacchetto di misure che hanno come obiettivo quello di offrire un'opportunità per accelerare sia la transizione verso l'energia pulita e quindi, volte a rispettare gli impegni assunti dall'UE nell'accordo di Parigi per la riduzione delle emissioni di gas serra, sia la

crescita e la creazione di posti di lavoro. Queste nuove regole forniranno benefici ai consumatori, all'ambiente e all'economia. Infatti, mobilitando fino a 177 miliardi di euro supplementari all'anno di investimenti pubblici e privati a partire dal 2021, nel prossimo decennio il pacchetto potrà generare un aumento sino all'1% del PIL e creare 900 000 nuovi posti di lavoro, oltre a consentire, nel 2030, un calo del 43% rispetto al dato attuale dell'intensità media di carbonio dell'economia UE, quando l'energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili rappresenterà circa la metà del mix di produzione di energia elettrica dell'Unione [15]. Coordinando questi cambiamenti a livello europeo, la legislazione sottolinea anche la leadership dell'UE nella lotta al riscaldamento globale e fornisce un importante contributo alla strategia a lungo termine dell'UE per raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050.

Con tale pacchetto vengono definiti gli obiettivi al 2030 in materia di fonti rinnovabili, efficienza energetica ed emissione di gas serra, che aggiornano quelli stabiliti per il 2020 nel Climate & Energy Package, che risultano i seguenti (Figura 1.6):

- Quota di energia da fonti rinnovabili pari al 32% del consumo finale lordo dell'UE;
- Riduzione del 32,5% dei consumi finali tramite l'aumento dell'efficienza energetica nei diversi settori produttivi e negli usi finali;
- Riduzione del 40% delle emissioni dei gas serra rispetto ai livelli del 1990.



Figura 1.6: Obiettivi da raggiungere a livello Europeo per il 2020 e per il 2030

Il Pacchetto per l'energia pulita è stato presentato dalla Commissione Europea nel novembre 2016, ed è composto da 8 atti legislativi, entrati in vigore a maggio 2019 e che dovranno essere recepiti in diritto nazionale di tutti i paesi membri entro due anni dalla data di promulgazione. Gli atti legislativi sopracitati sono i seguenti:

- Direttiva 2018/2001/UE (RED II) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- Direttiva 2018/844/UE (Direttiva EPBD – Energy Performance of Buildings Directive) che aggiorna la Direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica;
- Direttiva 2018/2002/UE sull'efficienza energetica che modifica la Direttiva 2012/27/UE;
- Regolamento UE n. 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima;
- Regolamento UE n. 2019/941 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica, che abroga la Direttiva 2005/89/CE;
- Regolamento UE n. 2019/942 che istituisce l'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia;

- Regolamento UE n. 2019/943 sul mercato interno dell'energia elettrica;
- Direttiva 2019/944/UE inerente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

Al fine di raggiungere gli obiettivi fissati per il 2030, il pacchetto definisce delle linee d'azione:

- Mettere l'efficienza energetica al primo posto: la transizione verso una totale decarbonizzazione deve iniziare da un uso razionale e ottimizzato dell'energia. Particolare enfasi è posta sul settore edilizio, con una revisione della direttiva riguardante l'efficienza energetica in quanto questi sono responsabili del 40% del consumo totale di energia e, nel 75% circa dei casi, sono a bassa efficienza energetica;
- Ottenere la leadership mondiale nel campo delle energie rinnovabili: la crescita nel campo dell'energia rinnovabile deve essere guidata dalle tecnologie più innovative che consentono di ridurre le emissioni di gas a effetto serra. Le soluzioni legate alle energie rinnovabili, in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione, devono essere promosse ed incentivate al fine di raggiungere il target stabilito per l'UE al 2030 del 32%;
- Regolazione della governance: ogni Stato membro deve redigere un National Energy and Climate Plan (NECP), nel quale deve definire i contributi che si impegna a fornire per il raggiungimento dei target Europei al 2030. Tali piani sono poi esaminati dalla Commissione, che dovrebbe designare eventuali modifiche e/o integrazioni. In Italia il Ministero dello Sviluppo Economico ha redatto il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC);
- Garantire un trattamento equo ai consumatori: le nuove norme puntano a garantire ai consumatori energia a prezzi accessibili e trasparenti, un elevato livello di sicurezza nelle forniture e una transizione graduale verso un sistema energetico sostenibile e a basse emissioni di carbonio;

- Progettazione del mercato elettrico: il crescente share di rinnovabili richiede sforzi notevoli per l'integrazione in rete della produzione e la sicurezza di approvvigionamento, senza trascurare la qualità del servizio e il cliente finale [15].

1.1.3 2050: Green Deal Europeo

Fin dal primo giorno, la Commissione Europea si è impegnata a fondo per trasformare l'UE in un'economia pulita, efficiente in termini di risorse e competitiva, in linea con gli obiettivi dell'accordo di Parigi. Il Green Deal europeo è stato concepito come la bussola dell'UE per raggiungere tali obiettivi. Mira a garantire zero emissioni entro il 2050, rendendo l'Europa il primo continente al mondo a impatto climatico zero. Gli sviluppi sociali, economici e geopolitici degli ultimi anni hanno confermato che questa linea d'azione è critica. La transizione verso energie e tecnologie pulite è diventata, ancora più di prima, un incentivo per la crescita economica e l'innovazione. Inoltre, l'aggressione della Russia contro l'Ucraina ha sottolineato la necessità di ridurre le dipendenze da partner inaffidabili e di aumentare l'autonomia energetica grazie alle energie rinnovabili, all'efficienza energetica e ad altre politiche del Green Deal. Nel 2021 l'UE ha adottato la sua prima legge europea sul clima. Ha fissato gli obiettivi dell'Europa di diventare climaticamente neutra entro il 2050, nonché un obiettivo del 55% in meno di emissioni entro il 2030, rispetto al 1990. Come richiesto dalla legge sul clima, la Commissione ha anche raccomandato, a febbraio 2024, un ulteriore obiettivo intermedio del 90% in meno di emissioni entro il 2040, confermando la direzione di viaggio [16].

Ma il Green Deal europeo non riguarda solo la definizione di obiettivi, ma anche la creazione del giusto ambiente abilitante. Si tratta innanzitutto di mettere le persone al centro della transizione. Ecco perché l'UE si è assicurata che la transizione pulita fosse giusta ed equa, supportando sia coloro che sono più vulnerabili nella transizione pulita sia coloro che sono maggiormente colpiti dagli effetti del cambiamento climatico. Con il Just Transition Fund, l'Unione ha voluto supportare lavoratori e regioni nello sviluppo di nuove competenze e nel prosperare nell'economia verde. Allo stesso modo, il Social Climate Fund, finanziato in parte tramite il sistema di scambio di quote di emissione dell'UE, fornirà agli Stati

membri finanziamenti dedicati per supportare i gruppi vulnerabili grazie a investimenti nell'efficienza energetica, nella ristrutturazione degli edifici e nel riscaldamento pulito. Per raggiungere l'obiettivo di neutralità climatica, è necessario che ci sia un sistema energetico più pulito, più efficiente e non più dipendente dai combustibili fossili. Per questo, si deve garantire che il capitale scorra nella giusta direzione e che le persone e le aziende possano accedere ai finanziamenti di cui hanno bisogno per effettuare investimenti verdi. A tal fine, l'UE ha mobilitato finanziamenti privati e pubblici che sostengono l'impiego di fonti energetiche a basse emissioni di carbonio e che aumentano l'efficienza energetica degli edifici. Si stima che circa 275 miliardi di euro dei fondi NextGenerationEU e REPowerEU sosterranno gli investimenti puliti, mentre 118 miliardi di euro della politica di coesione fino al 2027 sono destinati alla transizione pulita [16].

Con la legge europea sul clima, la Commissione Europea intende rendere un obbligo legale e giuridicamente vincolante il raggiungimento dell'obiettivo climatico di ridurre le emissioni UE di almeno il 55% entro il 2030 e di azzeramento delle emissioni nette di gas serra entro il 2050, in linea con quanto fissato nel Green Deal. La legislazione concreta che dovrebbe consentire all'Europa di raggiungere gli obiettivi del Green Deal è stata stabilita nel pacchetto climatico "Fit for 55". Questo pacchetto è stato presentato il 14 luglio 2021 dalla Commissione Europea e adottato nel 2023; include anche la revisione della legislazione sulla riduzione delle emissioni e sull'energia al fine di conseguire gli obiettivi climatici dell'UE per il 2030.

Il pacchetto legislativo "Fit for 55" viene completato il 9 ottobre 2023 con un comunicato stampa in occasione del quale la Presidente della Commissione Europea, Ursula von der Leyen, ha dichiarato: *"Il Green Deal europeo mette in atto i cambiamenti di cui abbiamo bisogno per ridurre le emissioni di CO2. Lo fa considerando gli interessi dei nostri cittadini e creando opportunità per l'industria europea. La legislazione che mira a ridurre le nostre emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 è ora in vigore e rilevo con molta soddisfazione che siamo persino sulla buona strada per superare questa ambizione. Questo è un*

segnale importante per l'Europa e per i nostri partner globali: la transizione verde è possibile e l'Europa sta mantenendo le sue promesse" [17].

Il pacchetto “Fit for 55” rende gli obiettivi stabiliti con il “Clean Energy for all European Package” al 2030 ancora più ambiziosi in quanto fissa i seguenti nuovi obiettivi:

- Una riduzione del 39% dell’energia primaria rispetto al 1990: viene modificata la Direttiva sull’efficienza energetica che prevedeva una riduzione del 32,5% ribadendo, però, il principio della priorità nei confronti dell’efficienza energetica;
- Aumento dal 32% al 40% delle FER nel mix energetico europeo; questo obiettivo più ambizioso potrà contare sulla riduzione dei costi per le rinnovabili;
- Riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra del 55% rispetto ai livelli del 1990, a differenza del pacchetto precedente che aveva come obiettivo una percentuale del 40%, con l’obiettivo di arrivare alla carbon neutrality per il 2050.

Il pacchetto è stato aggiornato quando la Commissione ha proposto una maggiore ambizione su energie rinnovabili ed efficienza energetica nel “piano REPowerEU” per rispondere all’invasione russa dell’Ucraina e rafforzare la sicurezza energetica dell’Europa. Questo ha come obiettivo quello di eliminare gradualmente la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili dalla Russia che si configura come uno dei principali fornitori per l’Europa. Il Piano REPowerEU ha ulteriormente elevato l’obiettivo delle FER nel mix energetico europeo, che è stato fissato dalla nuova direttiva 2023/2413/UE (RED III) al 42,5% vincolante ed al 45% orientativo (Figura 1.7).



Figura 1.7: Confronto dei target (%) al 2030 di FER nell'UE con le diverse Direttive (Fonte: Camera dei deputati) [18]

Il pacchetto legislativo definitivo dovrebbe ridurre le emissioni nette di gas a effetto serra dell'UE del 57% entro il 2030.

1.2 Strategia italiana

Il testo del PNIEC aggiornato a giugno 2024 afferma che “l'Italia condivide pienamente l'orientamento comunitario teso a rafforzare l'impegno per la decarbonizzazione dei sistemi energetici ed economici europei, e a portare l'Europa ad essere la prima area regionale ad avere una dimensione sociale, economica e produttiva totalmente ad emissioni nette nulle, anche al fine di ottenere una leadership in tale settore in ambito internazionale e quindi ad essere una guida delle altre economie mondiali. Tale percorso è tuttavia notevolmente complesso e non si presta a soluzioni semplici o a scelte precostituite, ma richiederà misure in grado di favorire l'utilizzo di tutte le tecnologie, comportamenti e fonti energetiche disponibili in grado di decarbonizzare l'economia del paese, adattando le diverse scelte in funzione delle esigenze collegate ai diversi ambiti produttivi, economici e sociali. In questo percorso di transizione, che impone una decisa accelerazione rispetto a quanto fatto fino ad oggi, occorrerà anche tenere in attenta considerazione i vari aspetti di sostenibilità economica e sociale, nonché di compatibilità con altri obiettivi di tutela ambientale. I recenti eventi che hanno colpito i sistemi sociali (la pandemia, la guerra della Russia all'Ucraina, l'aumento vertiginoso dei prezzi dell'energia) hanno infatti evidenziato la fragilità dei modelli di interdipendenza dei sistemi energetici ed economici, mostrando che le scelte verso la

decarbonizzazione, divenute sempre più urgenti in funzione del mutamento climatico ormai già in atto, con effetti che si manifestano in particolar modo nelle aree mediterranee, dovranno anche scontare dei fattori di resilienza, in modo da poter attenuare possibili nuovi eventi avversi. Occorre coniugare le politiche di decarbonizzazione con quelle volte a mantenere la qualità della vita e dei servizi sociali, la lotta alla povertà energetica, e il mantenimento della competitività e dell'occupazione, data la struttura del tessuto produttivo e manifatturiero italiano, non solo nei confronti dei paesi extraeuropei che ancora non attuano con pari determinazione e velocità le politiche di decarbonizzazione, ma anche evitando fenomeni di concorrenza intraeuropea, a causa di misure nazionali non armonizzate a livello comunitario. Si tratta quindi di sviluppare le misure descritte nel presente Piano in termini programmatici, declinandole in strumenti operativi che migliorino insieme sicurezza energetica, tutela dell'ambiente e accessibilità dei costi dell'energia, contribuendo agli obiettivi europei in materia di energia e ambiente” [19].

Nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima di dicembre 2019, il Ministero dello Sviluppo Economico insieme al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e insieme al Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti stabiliscono che gli obiettivi generali perseguiti dall'Italia sono:

- a. accelerare il percorso di decarbonizzazione, considerando il 2030 come una tappa intermedia verso una decarbonizzazione profonda del settore energetico entro il 2050 e integrando la variabile ambiente nelle altre politiche pubbliche;
- b. mettere il cittadino e le imprese (in particolare piccole e medie) al centro, in modo che siano protagonisti e beneficiari della trasformazione energetica e non solo soggetti finanziatori delle politiche attive;
- c. favorire l'evoluzione del sistema energetico, in particolare nel settore elettrico, da un assetto centralizzato a uno distribuito basato prevalentemente sulle fonti rinnovabili;
- d. adottare misure che migliorino la capacità delle stesse rinnovabili di contribuire alla sicurezza e, allo stesso tempo, favorire assetti,

infrastrutture e regole di mercato che, a loro volta contribuiscano all'integrazione delle rinnovabili;

- e. continuare a garantire adeguati approvvigionamenti delle fonti convenzionali, perseguendo la sicurezza e la continuità della fornitura, con la consapevolezza del progressivo calo di fabbisogno di tali fonti convenzionali, sia per la crescita delle rinnovabili che per l'efficienza energetica;
- f. promuovere l'efficienza energetica in tutti i settori, come strumento per la tutela dell'ambiente, il miglioramento della sicurezza energetica e la riduzione della spesa energetica per famiglie e imprese;
- g. promuovere l'elettrificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti, come strumento per migliorare anche la qualità dell'aria e dell'ambiente;
- h. accompagnare l'evoluzione del sistema energetico con attività di ricerca e innovazione che, in coerenza con gli orientamenti europei e con le necessità della decarbonizzazione profonda, sviluppino soluzioni idonee a promuovere la sostenibilità, la sicurezza, la continuità e l'economicità di forniture basate in modo crescente su energia rinnovabile in tutti i settori d'uso e favoriscano il riorientamento del sistema produttivo verso processi e prodotti a basso impatto di emissioni di carbonio;
- i. continuare il processo di integrazione del sistema energetico nazionale in quello dell'Unione [20].

Con il Pacchetto Clima-Energia 2020, il Consiglio europeo ha posto degli obiettivi, alcuni dei quali vincolanti, che sono stati recepiti nelle legislazioni nazionali degli Stati membri a partire dal 2009. Tra gli obiettivi vincolanti, l'Italia, nel campo della promozione delle fonti di energia rinnovabile (FER), ha come target da raggiungere nel 2020 una quota pari al 17% di energia da fonti rinnovabili nei consumi finali lordi (CFL) di energia e un sotto-obiettivo pari al 10% di energia rinnovabile nei CFL di energia nei trasporti. Il PAN definito con il Pacchetto fissa anche degli

obiettivi non vincolanti per l'Italia quali: quota pari al 26% dei CFL di energia nel settore elettrico e del 17% in quello termico.

Grafico F – Quota dei consumi finali lordi di energia coperta da FER
(Overall target fissato dalla Direttiva 2009/28/CE)

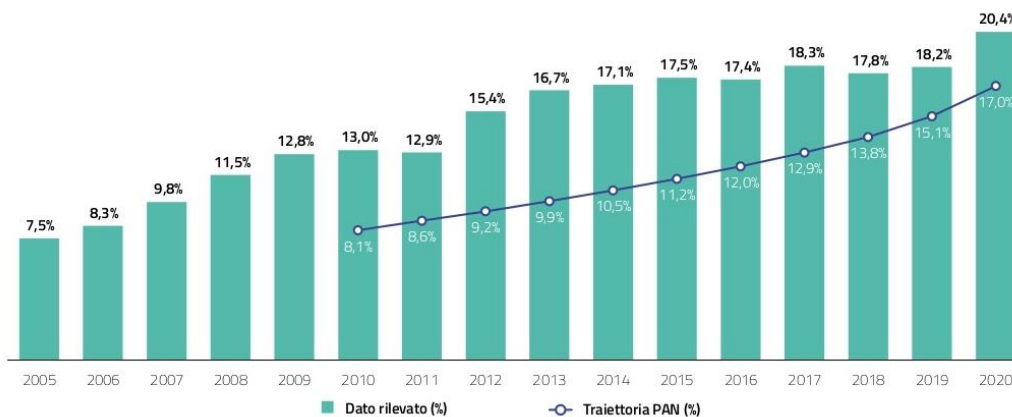


Figura 1.8: Andamento previsto e dati rilevati della quota FER sui consumi finali lordi di energia in Italia (Fonte: Rapporto Statistico 2020 GSE)

Grafico G – Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore Trasporti coperta da FER
(target fissato dalla Direttiva 2009/28/CE per il settore Trasporti)

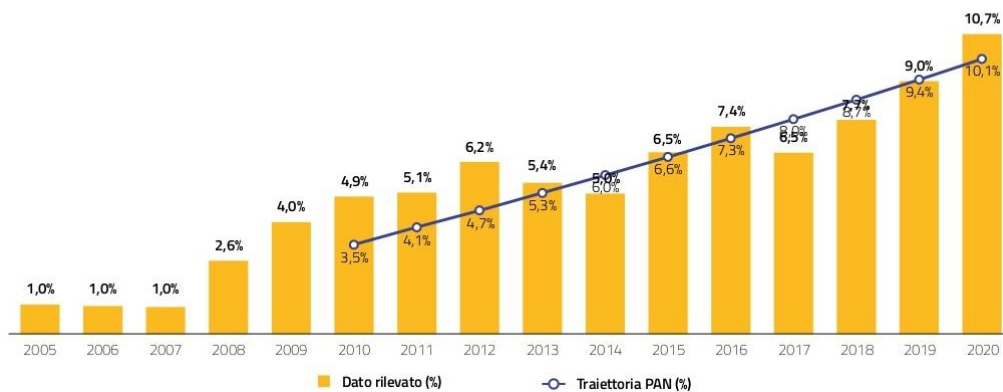


Figura 1.9: Andamento previsto e dati rilevati della quota FER sui consumi finali lordi di energia nel settore dei trasporti in Italia (Fonte: Rapporto Statistico 2020 GSE)

Grafico H – Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore Elettrico coperta da FER
(obiettivo settoriale Elettrico fissato dal PAN)



Figura 1.10: Andamento previsto e dati rilevati della quota FER sui consumi finali lordi di energia nel settore elettrico in Italia (Fonte: Rapporto Statistico 2020 GSE)

Grafico I – Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore Termico coperta da FER
(obiettivo settoriale Elettrico fissato dal PAN)



Figura 1.11: Andamento previsto e dati rilevati della quota FER sui consumi finali lordi di energia nel settore termico in Italia (Fonte: Rapporto Statistico 2020 GSE)

I dati di consumo illustrati nelle immagini precedenti consentono di calcolare e monitorare nel tempo il grado di raggiungimento degli obiettivi in termini di quota dei consumi finali lordi di energia coperti da fonti rinnovabili fissati dal PAN e dalla Direttiva 2009/28/CE. In particolare, i grafici confrontano l'andamento osservato della quota dei consumi finali di energia coperta da FER con:

- le traiettorie previste dal PAN dei due obiettivi vincolanti fissati per l'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020, ovvero – rispettivamente – l'overall target (Figura 1.8) e l'obiettivo relativo al settore Trasporti (Figura 1.9);

- le traiettorie previste dal PAN dei due obiettivi non vincolanti fissati per l'Italia dallo stesso Piano per il 2020, ovvero – rispettivamente – l'obiettivo specifico per il settore Elettrico (Figura 1.10) e l'obiettivo specifico per il settore Termico (Figura 1.11) [21].

Dai grafici precedenti si osserva che nel 2020 la quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili (Figura 1.8) risulta pari al 20,4%, in aumento rispetto al dato 2019 (18,2%) e, più in generale, significativamente superiore al target assegnato all'Italia per il 2020 (17%). Anche gli indicatori-obiettivo relativi al settore Elettrico e al settore Termico mostrano valori superiori alle previsioni: in entrambi i casi, infatti, nel 2020 la quota dei consumi complessivi coperti da FER risulta superiore a quelle previste per il 2020 (Figura 1.10 e Figura 1.11). L'indicatore per il 2020 per il settore Trasporti, infine, è pari a 10,7%, in crescita rispetto all'anno precedente (9,0%) e superiore alle previsioni del PAN (Figura 1.9) [21].

1.2.1 2030: Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)

Il 21 gennaio 2020 il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) nel quale è definita la strategia italiana a lungo termine per il raggiungimento dei target Europei al 2030, nonché le traiettorie e le misure che verranno introdotte.

Tramite la prescrizione del PNIEC, l'Italia ha definito gli obiettivi nazionali di utilizzo di fonti rinnovabili, di efficienza energetica e di riduzione delle emissioni di gas climalteranti, mostrati in Tabella 1.3, tenendo conto della sicurezza energetica e delle interconnessioni con il resto d'Europa. L'Italia si pone come obiettivo al 2030 quello di portare la quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia al 30% e di ridurre del 43% i consumi di energia primaria.

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% ¹
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

Tabella 1.3: Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030 (Fonte: PNIEC 2030)

Con il D.lgs. n. 199/2021, l'Italia ha recepito la direttiva 2018/2001/UE (RED II) ridisegnando la normativa di riferimento in materia di incentivi e autorizzazione degli impianti da fonti rinnovabili, fattori ritenuti cruciali per promuovere lo sviluppo delle rinnovabili e perseguire gli obiettivi in materia di clima ed energia. L'8 maggio 2023, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ha avviato una consultazione in vista della revisione del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima. Il 30 giugno 2023, il Ministero ha comunicato l'avvenuta trasmissione alla Commissione europea della proposta di aggiornamento del PNIEC. La versione definitiva dell'aggiornamento del PNIEC dovrebbe essere adottata secondo la tabella di marcia delineata nell'articolo 14 del regolamento europeo sulla governance dell'energia (regolamento 2018/1999/UE), con la trasmissione alla Commissione europea entro giugno 2024. La proposta di aggiornamento del PNIEC è stata presentata alle Istituzioni europee prima dell'adozione definitiva della direttiva c.d. RED III (direttiva 2023/2413/UE, pubblicata in GUUE il 31 ottobre 2023). La proposta tiene comunque conto, per espressa previsione, delle novità contenute nel testo dell'allora proposta di direttiva RED III. Per fornire una base

analitica al Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima sono stati realizzati due scenari: uno *scenario di riferimento*, che descrive l’evoluzione del sistema energetico con politiche e misure correnti, e uno *scenario di policy*, che considera gli effetti sia delle misure ad oggi programmate che di quelle ancora in via di definizione nel percorso verso gli obiettivi strategici al 2030 [19]. Nella Tabella 1.4 sono illustrati i principali obiettivi del piano al 2030 su emissioni e assorbimenti di gas serra, fonti energetiche rinnovabili (FER) ed efficienza energetica.

	unità di misura	Dato rilevato	PNIEC 2024: Scenario di riferimento	PNIEC 2024: Scenario di policy ¹	Obiettivi FF55 REPowerEU
		2022	2030	2030	2030
Emissioni e assorbimenti di gas serra					
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	%	-45%	-58%	-66%	-62% ²
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori ESR	%	-20%	-29,3%	-40,6%	-43,7% ^{3,4}
Emissioni e assorbimenti di GHG da LULUCF	MtCO ₂ eq	-21,2	-28,4	-28,4	-35,8 ³
Energie rinnovabili					
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia (criteri di calcolo RED 3)	%	19%	26%	39,4%	38,7%
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti (criteri di calcolo RED 3)	%	8%	15%	34%	29% ⁵
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento (criteri di calcolo RED 3)	%	21%	24%	36%	29,6% ³ - 39,1%
Quota di energia da FER nei consumi finali del settore elettrico	%	37%	53%	63%	non previsto
Quota di idrogeno da FER rispetto al totale dell'idrogeno usato nell'industria	%	0%	4%	54%	42% ³
Efficienza energetica					
Consumi di energia primaria	Mtep	140	133	123	111
Consumi di energia finale	Mtep	112	111	102	93
Risparmi annui cumulati nei consumi finali tramite regimi obbligatori di efficienza energetica	Mtep	3,8		73,4	73,4 ³

1. scenario costruito considerando le misure previste a giugno 2024
2. vincolante solo per le emissioni complessive a livello di Unione europea
3. vincolante
4. vincolante non solo il 2030 ma tutto il percorso dal 2021 al 2030
5. vincolante per gli operatori economici

Tabella 1.4: Principali indicatori di scenario e obiettivi su energia e clima al 2030 (Fonte: PNIEC 2030)

L’Italia presenta un livello di efficienza energetica elevato: nel 2021 l’indice di produttività energetica Eurostat per l’intera economia italiana è pari a 10,24 €/kgep, risultando il quarto paese tra i più performanti degli EU 27 la cui media è pari a 8,59 €/kgep. Anche il livello dei consumi di energia primaria pro-capite pari a 2,4 tep/ab risulta tra i più bassi degli EU 27 (ottavo paese) dove la media è di 3 tep/ab. I consumi finali di energia (esclusi gli usi non energetici) nel 2021 sono stati pari a 114,8 Mtep (fonte bilanci energetici Eurostat), in lieve diminuzione rispetto al 2015

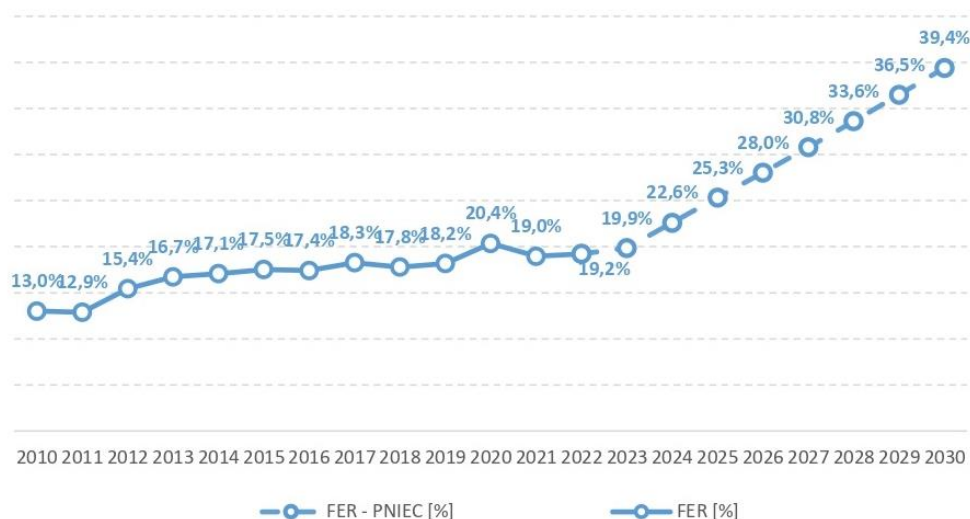
(-1%). Il settore dei trasporti è quello caratterizzato dai maggiori consumi di energia finale pari a 36,4 Mtep (-8% rispetto al 2015); il consumo del settore residenziale è stato pari a 32,7 Mtep. I settori servizi e industria, consumano rispettivamente 14,9 e 26,4 Mtep. Nel 2021 l'intensità energetica primaria dell'Italia è stata pari a 96,1 tep/mln€; il calo rispetto al 2015 del -3,9% è piuttosto contenuto, a fronte di un livello di quest'indice tra i migliori in Europa. La progressiva incidenza delle FER e la riduzione dell'intensità energetica hanno contribuito, negli ultimi anni, alla riduzione della dipendenza del nostro Paese dalle fonti di approvvigionamento estere; la quota di fabbisogno energetico nazionale soddisfatta da importazioni nette rimane elevata pari al 73,3%, ma inferiore di 8 punti percentuali rispetto a quanto rilevato nel 2011. Nel 2021 la domanda di energia primaria è cresciuta in maniera significativa rispetto all'anno precedente (+9%) in cui si era registrata una notevole contrazione collegata alle restrizioni del periodo pandemico; questa è soddisfatta sempre meno dal petrolio (che comunque rappresenta un terzo del totale), dai combustibili solidi (al 3,5%) e dall'energia elettrica importata (al 2,3%). Cresce, invece, il contributo del gas (al 40%) e si conferma quello delle fonti rinnovabili (pari a poco meno di un quinto). Alla luce di tale contesto, e in vista del 2030 e della roadmap al 2050, l'Italia sta compiendo uno sforzo per dotarsi di strumenti di pianificazione finalizzati all'identificazione di politiche e misure coerenti con la strategia di decarbonizzazione europea, funzionali a migliorare la sostenibilità ambientale, la sicurezza e l'accessibilità dei costi dell'energia, promuovendo al tempo stesso una transizione giusta [19].

Nel seguito sono esaminati i diversi obiettivi prescritti dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima per le energie rinnovabili, l'efficienza energetica e la riduzione dei gas a effetto serra.

1.2.2 Energie Rinnovabili

L'Italia intende perseguire un obiettivo di copertura, nel 2030, del 39,4% (Figura 1.12) del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili, delineando un percorso di crescita ambizioso di queste fonti con una piena integrazione nel sistema energetico nazionale; per il 2030, in particolare, si stima un consumo finale lordo di energia di circa 110 Mtep, di cui 43 Mtep da FER (Tabella 1.5). L'evoluzione della quota coperta dalle fonti rinnovabili è in linea con il contributo

nazionale al target UE risultante dall'applicazione della formula di cui all'allegato II del Regolamento (UE) 1999/2018 (38,7%, in modo da raggiungere il target UE del 42,5%) [19].



* Con riferimento ai dati illustrati nel grafico, così come nel seguito del capitolo, per gli anni fino al 2020 si applicano i criteri contabili della Direttiva 2009/28/CE (RED I); a partire dal 2021 si applicano i principi contabili della Direttiva (UE) 2018/2001 (RED II), così come modificata dalla RED III.

Figura 1.12: Traiettorie della quota FER complessiva (Quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili)* (Fonte: GSE, RSE)

	ktep	2021	2022	2025	2030
Numeratore – Consumi finali lordi di energia da FER		22.819	22.568	29.104	43.174
Produzione lorda di energia elettrica da FER		10.207	10.370	13.624	19.585
Consumi finali di FER per riscaldamento e raffrescamento		11.061	10.626	12.490	17.634
Consumi finali di FER nei trasporti		1.552	1.573	2.990	5.955
Denominatore - Consumi finali lordi complessivi di energia		120.340	117.448	114.917	109.563
Quota FER complessiva (%)		19,0%	19,2%	25,3%	39,4%

Tabella 1.5: Obiettivo complessivo FER al 2030 in ktep (Fonte: GSE, RSE)

Si prevede che il contributo delle fonti rinnovabili al soddisfacimento dei consumi energetici nazionali al 2030 (39,4% sui Consumi Finali Lordi complessivi di energia) risulta così differenziato tra i diversi settori:

- settore elettrico: quota dei consumi complessivi nazionali di energia elettrica coperta da fonti rinnovabili pari al 63,4%; si intende inoltre sviluppare una capacità addizionale da fonti innovative di oltre 5 GW;
- settore termico: quota dei consumi complessivi di energia per riscaldamento e raffrescamento coperta da fonti rinnovabili pari al 35,9%;
- settore trasporti: quota dei consumi complessivi di energia per trasporto coperta da fonti rinnovabili pari al 34,2% [19].

I grafici che seguono illustrano nel dettaglio i dati relativi ai consumi energetici complessivi (Figura 1.13) e settoriali (Figura 1.14, Figura 1.15 e Figura 1.16) e alla relativa quota FER; in particolare per gli anni sino al 2022 sono riportati i dati statistici rilevati, mentre per gli anni successivi le elaborazioni di scenario.

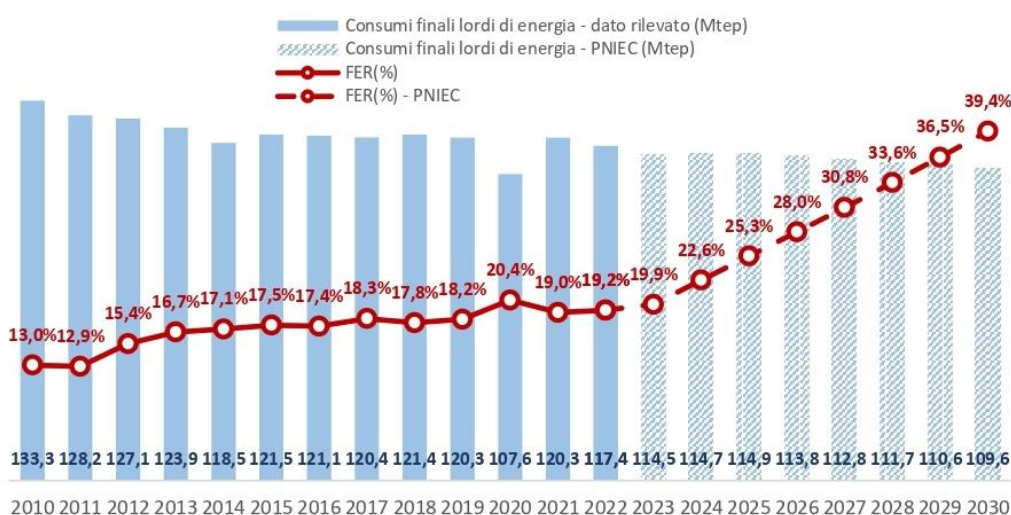


Figura 1.13: Traiettoria della quota FER complessiva al 2030 (Fonte: GSE, RSE)

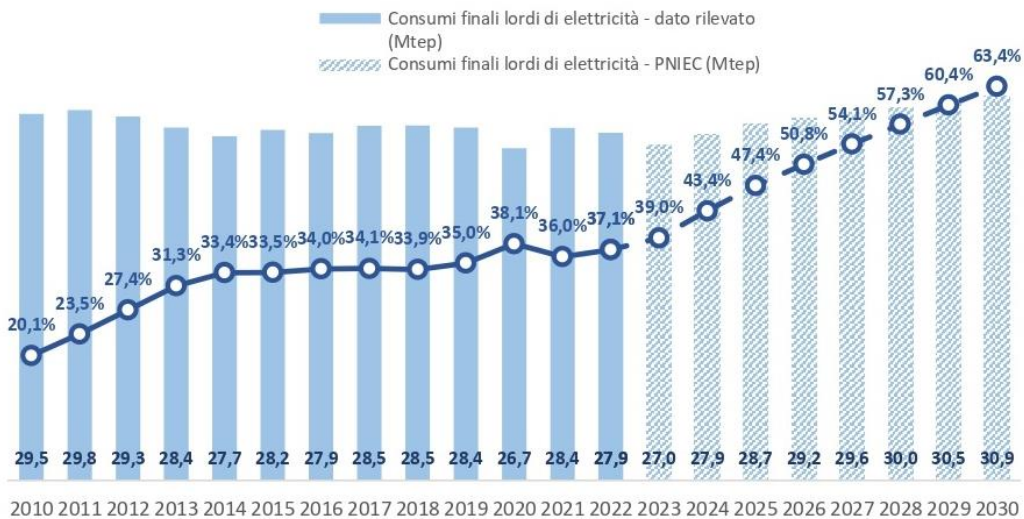


Figura 1.14: Traiettoria della quota FER nel settore elettrico al 2030 (Fonte: GSE, RSE)



Figura 1.15: Traiettoria della quota FER nel settore termico al 2030 (Fonte: GSE, RSE)

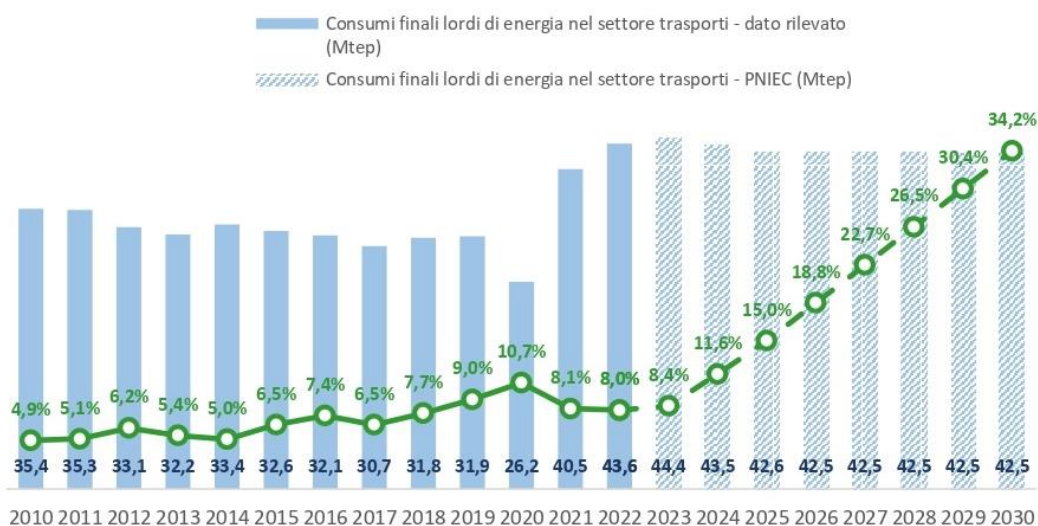


Figura 1.16: Traiettoria della quota FER nel settore dei trasporti al 2030 (Fonte: GSE, RSE)

Secondo gli obiettivi del presente Piano, il parco di generazione elettrica subisce una importante trasformazione grazie al phase out della generazione da carbone e alla promozione dell'ampio ricorso a fonti energetiche rinnovabili. Il maggiore contributo alla crescita delle rinnovabili deriverà proprio dal **settore elettrico**: la generazione da FER, infatti, si attesterà a circa 237 TWh al 2030. La forte penetrazione di tecnologie di produzione elettrica rinnovabile, principalmente fotovoltaico ed eolico onshore, permetterà al settore di coprire il 63,4% circa dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, in notevole aumento rispetto al 37,1% rilevato nel 2022. Il significativo potenziale incrementale tecnicamente ed economicamente sfruttabile, associato alla riduzione dei costi degli impianti fotovoltaici ed eolici, prospetta infatti un importante sviluppo di queste tecnologie, la cui produzione dovrebbe rispettivamente quadruplicare e più che triplicare entro il 2030. Per il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili al 2030 sarà necessario non solo stimolare nuova produzione, ma anche preservare quella esistente e anzi, laddove possibile, incrementarla promuovendo il revamping e repowering di impianti potenzialmente ancora competitivi. In particolare, l'opportunità di favorire investimenti di revamping e repowering dell'eolico esistente con macchine più evolute ed efficienti, sfruttando la buona ventosità di siti già conosciuti e utilizzati, consentirà anche di limitare l'impatto sul consumo del suolo [19].

Nel 2022 la capacità installata lorda di FER è pari a 61 GW, di cui la componente proveniente dagli impianti idroelettrici pesa per circa il 32%, quella dagli impianti

geotermici per circa l'1%, dagli impianti eolici per circa il 20% mentre dagli impianti solari per circa il 41% [19].

Per lo stesso anno, circa il 37% della produzione elettrica lorda nazionale proviene da FER e la fonte rinnovabile che ha contribuito maggiormente è stata quella idrica con il 40% della produzione elettrica complessiva da FER, seguita dal solare (23%), dalla fonte eolica (17%), dalle bioenergie (15%) e dalla fonte geotermica (5%) [19].

Il PNIEC prevede un incremento di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, come mostrato in Tabella 1.6 e Tabella 1.7.

	2021	2022	2025	2030
Idrica	19.172	19.265	19.410	19.410
Geotermica	817	817	954	1.000
Eolica	11.290	11.858	15.823	28.140
- di cui off shore	0	0	0	2.100
Bioenergie	4.106	4.050	4.038	3.240
Solare	22.594	25.064	44.173	79.253
- di cui a concentrazione	0	0	0	80
Totale	57.979	61.055	84.398	131.043

Tabella 1.6: Obiettivi di crescita della potenza da fonte rinnovabile al 2030 (MW) (Fonte: GSE, RSE, Terna)

	2021	2022	2025	2030
Numeratore – Produzione di energia elettrica lorda da FER*	118,7	120,6	158,4	227,8
Idrica (effettiva)	45,4	28,4		
Idrica (normalizzata)	48,5	48,1	47,5	46,9
Eolica (effettiva)	20,9	20,5		
Eolica (normalizzata)	20,3	21,0	30,8	64,8
Geotermica	5,9	5,8	7,3	7,5
Bioenergie**	19,0	17,5	15,8	10,9
Solare ***	25,0	28,1	57,0	97,6
Denominatore - Consumo interno lordo di energia elettrica	329,8	325,1	334,0	359,3
Quota FER-E (%)	36,0%	37,1%	47,4%	63,4%

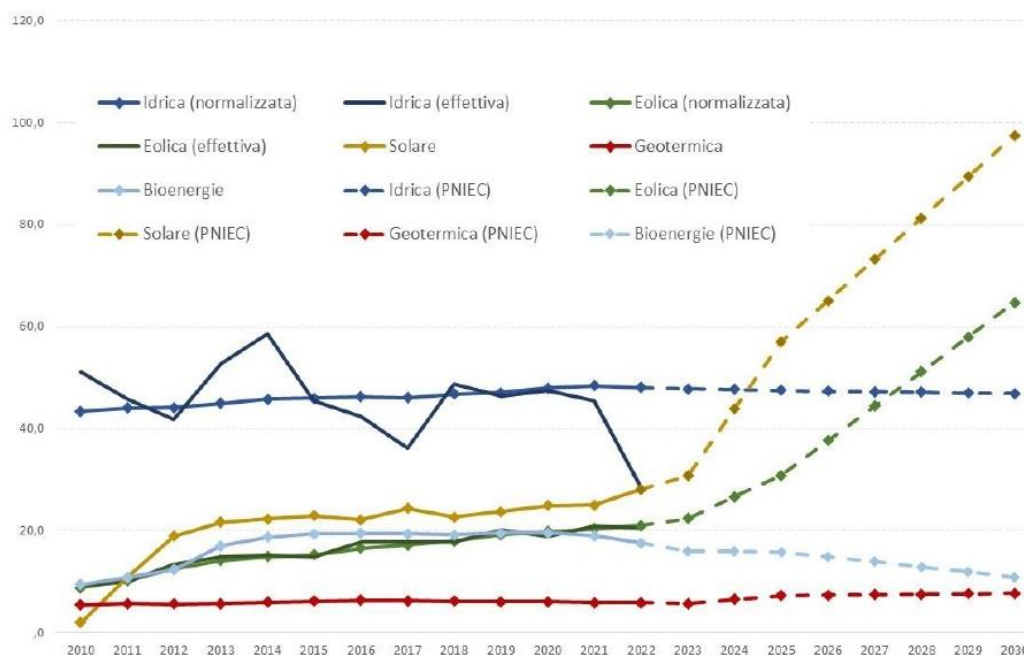
* Si riporta la produzione elettrica al netto degli impieghi negli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno, in coerenza con quanto previsto dai criteri contabili della RED II così come modificata dalla RED III. Considerando anche i consumi degli elettrolizzatori, la produzione lorda da FER attesa al 2030 sarebbe di circa 237 TWh.

** Si riporta il contributo di biomasse solide, biogas e bioliquidi che rispettano i requisiti di sostenibilità.

*** in questa tabella la produzione solare al 2030 non comprende i circa 10 TWh destinati al funzionamento degli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde.

Tabella 1.7: Obiettivi di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh) (Fonte: GSE, RSE, Terna)

Si riporta in figura 3.17 l'andamento previsto, al 2030 dal PNIEC, del contributo delle diverse fonti energetiche rinnovabili alla produzione di energia elettrica.



* Per la produzione da fonte idrica ed eolica si riporta, per gli anni 2010 -2022, sia il dato effettivo (riga continua), sia il dato normalizzato, secondo le regole fissate dalle direttive RED. Si riporta solo il contributo di biomasse solide, biogas e bioliquidi che rispettano i requisiti di sostenibilità.

Figura 1.17: Traiettorie di crescita dell'energia elettrica da FER al 2030 (TWh)* (Fonte: GSE, RSE)

Il **settore termico** riveste un ruolo molto importante nel raggiungimento degli obiettivi rinnovabili; è infatti richiesto un cambiamento tecnologico deciso verso soluzioni che favoriscano la penetrazione delle fonti rinnovabili. In termini assoluti si prospetta che i consumi da rinnovabili arrivino a 17,6 Mtep nel settore del riscaldamento e raffrescamento. Al fine di stimolare il rinnovo dei vecchi impianti con tecnologie efficienti e a ridotte emissioni, nel breve termine saranno mantenuti requisiti prestazionali stringenti per l'accesso agli incentivi di caldaie e di generatori di calore a biomassa. In tal senso, si intende incoraggiare la sostituzione degli apparecchi domestici di combustione della legna a vantaggio di quelli più efficienti e meno emissivi, che rispettano i migliori standard con classificazione ambientali (D.M. 186/2017) [19].

Le pompe di calore, considerate le loro elevate prestazioni, avranno un crescente peso nel mix termico rinnovabile, ulteriormente supportato dal progresso tecnologico del settore, nel quale potranno confrontarsi le diverse prestazioni e

caratteristiche di pompe elettriche e a gas. Ci si attende che l'incremento del contributo fornito dalle pompe di calore avverrà grazie all'installazione di nuove macchine ed all'aumento della frequenza di impiego delle macchine già in esercizio, in sostituzione del consumo di combustibili fossili. Per quanto concerne le nuove installazioni, si porrà particolare attenzione allo sviluppo delle applicazioni geotermiche, in considerazione delle elevate prestazioni. Le pompe di calore ed i condizionatori estivi daranno poi un contributo significativo anche grazie all'energia rinnovabile per raffrescamento; l'effetto combinato dell'atteso aumento del fabbisogno di raffrescamento e dell'incremento delle prestazioni medie delle macchine determinerà una crescita significativa di tale contributo.

Il solare termico potrà rivestire un ruolo crescente in sistemi integrati di produzione di calore efficiente e rinnovabile, come ad esempio i sistemi ibridi e l'integrazione in impianti di teleriscaldamento, anche attraverso la promozione di accumuli stagionali.

L'incremento della quota dei consumi complessivi per riscaldamento e raffrescamento coperta da FER sarà conseguito anche grazie a una diffusa riqualificazione del parco edilizio esistente tale da portare a un maggior contributo delle pompe di calore (calore ambientale) e una significativa riduzione dei consumi, in particolare di fonti fossili.

Per il teleriscaldamento da fonti rinnovabili e da calore di scarto da diversi processi industriali si prevede un margine di sviluppo, guidato anche da specifici obblighi in capo agli operatori, già previsti dalla normativa; al fine di sfruttare tale potenziale sarà importante valorizzare le sinergie tra impiego di fonti energetiche rinnovabili e Cogenerazione ad Alto Rendimento, considerando le specifiche condizioni climatiche e tecnico-economiche [19].

	2021	2022	2025	2030
Numeratore	11.061	10.626	12.490	17.634
Produzione lorda di calore derivato da FER	373	373	519	537
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	10.688	10.252	11.970	17.097
<i>di cui biometano*</i>	0	0	996	3.186
<i>di cui altre bioenergie*</i>	7.477	6.827	7.018	7.464
<i>di cui solare</i>	247	263	494	699
<i>di cui geotermico</i>	115	110	167	208
<i>di cui idrogeno</i>	0	0	12	315
<i>di cui energia ambiente</i>	2.849	3.052	3.284	5.225
Denominatore - Consumi finali lordi nel settore termico	57.068	51.538	50.884	49.159
Quota FER-C (%)	19,4%	20,6%	24,5%	35,9%
Possibile contributo di calore di scarto ed energia elettrica rinnovabile (flessibilità)**				450
Quota FER-C con flessibilità (%)				36,5%

**Si riporta solo il contributo di biomasse solide, biogas (compreso biometano) e bioliquidi (compreso biodiesel e bio-GPL) che rispettano i requisiti di sostenibilità*

*** Ipotesi del contributo cumulato degli incrementi annui tra il 2021 e il 2030 di energia elettrica rinnovabile usata per riscaldamento e calore di scarto recuperato attraverso sistemi di teleriscaldamento*

Tabella 1.8: Obiettivi di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore termico (ktep) (Fonte: GSE, RSE)

Dalla Tabella 1.8 si evince che nel 2022 circa il 21% della produzione di calore lorda nazionale proviene da fonti energetiche rinnovabili e inoltre, la fonte di energia rinnovabile che ha portato un maggior contributo è stata quella delle bioenergie (64%), seguita dalla fonte di energia ambiente sfruttata dalle pompe di calore (30%), dal solare (3%) e dalla geotermia (1%).

In Figura 1.18 è rappresentato l'andamento previsto, al 2030 dal PNIEC, del contributo delle diverse fonti energetiche rinnovabili alla produzione di calore.

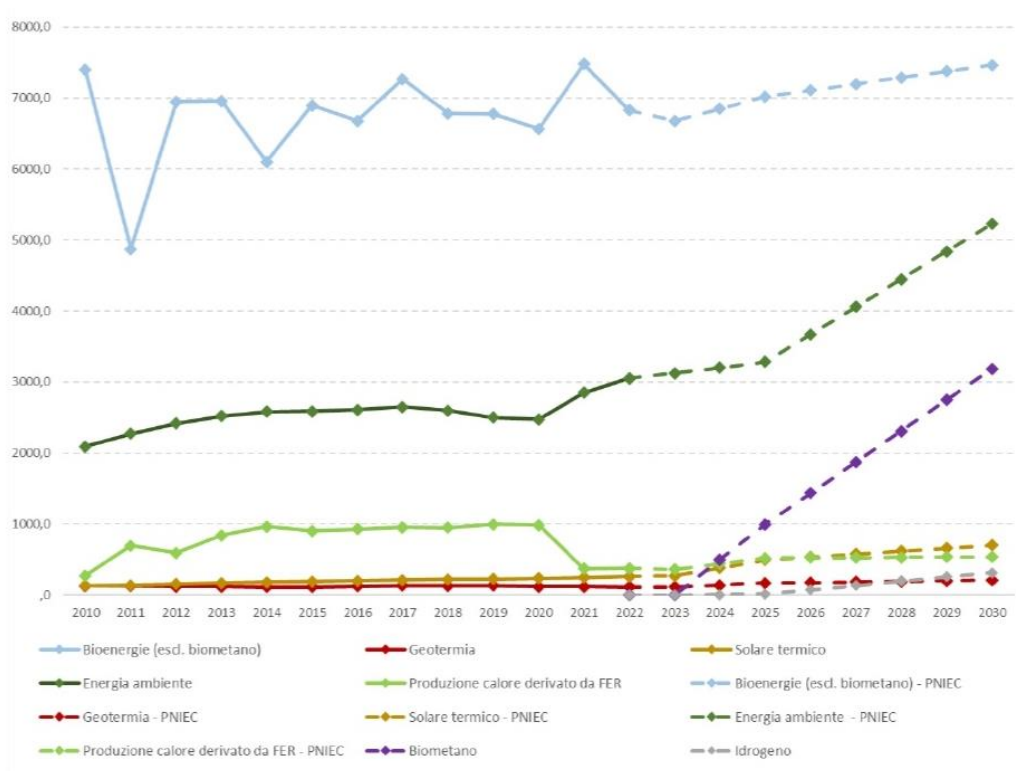


Figura 1.18: Traiettorie di crescita dell'energia da FER al 2030 nel settore termico (ktep) (Fonte: GSE, RSE)

1.2.3 Efficienza Energetica

Oltre a promuovere un ampio impiego delle FER, l'Italia mira a raggiungere entro il 2030 una riduzione dei consumi di energia primaria del 43% e del 39,7% di quella finale rispetto allo scenario precedente alla crisi del 2008 (PRIMES 2007), puntando sull'efficienza energetica in vari settori con l'intento di raggiungere l'obiettivo vincolante dell'Unione Europea in materia di efficienza energetica per una quota complessiva di almeno il 32,5% entro il 2030. Il PNIEC individua nell'ambito civile e nei trasporti le priorità di intervento, sia per via dell'elevato margine di riduzione di questi due settori, sia per le sinergie necessarie per il conseguimento degli altri sfidanti obiettivi in materia di emissioni ESR e quote rinnovabili da conseguire negli usi termici e nei trasporti.

Per conseguire l'obiettivo vincolante dell'Unione europea in materia di consumo di energia finale, secondo l'applicazione della formula di calcolo di cui all'Allegato I della EED III (Energy Efficiency Directive), il livello di consumi dell'Italia dovrebbe ammontare a 92,1 Mtep di energia finale e 112,2 Mtep di energia primaria

nel 2030. Rispetto a tali livelli di consumo, la direttiva EED III prevede una flessibilità del +2,5%; tale flessibilità porta, quindi, gli obiettivi indicativi per l'Italia, come fissati dalla direttiva, a 115 Mtep di energia primaria e 94,4 Mtep di energia finale [19].

La Commissione Europea ha verificato che gli scenari nazionali di consumo finale, indicati dai Paesi nelle rispettive bozze dei Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima, eccedono rispetto all'obiettivo di consumo vincolante a livello Europeo. Come previsto dalla direttiva, pertanto, gli sforzi ulteriori di riduzione dei consumi sono stati ripartiti tra i Paesi che avevano indicato scenari di consumo eccedenti gli obiettivi nazionali. La ripartizione degli sforzi aggiuntivi ha riguardato solo i consumi rientranti nel limite della tolleranza ammessa del 2,5%, quindi l'obiettivo dell'Italia di consumi finali passa da 94,4 Mtep a 93,05 Mtep. Lo scenario nazionale, che interiorizza l'effetto sulla riduzione dei consumi delle misure attuate e pianificate, stima un consumo finale di circa 102 Mtep al 2030. Per condurre tale livello di consumo all'obiettivo indicativo sopra descritto, si valuteranno ulteriori misure nei settori ESR, al fine di contribuire contestualmente all'obiettivo di riduzione delle emissioni [19].

In Figura 1.19 è raffigurato l'andamento dei consumi energetici primari e finali in Mtep nel periodo 2010-2030.

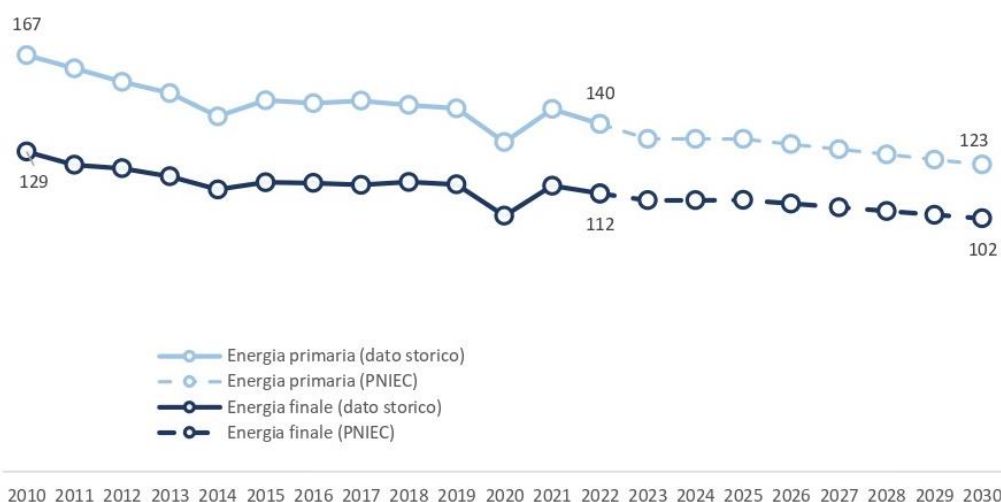


Figura 1.19: Traiettorie dei consumi di energia primaria e finale (Mtep) nel periodo 2010-2030 (Fonte: PNIEC 2030)

Ai sensi dell'articolo 8, paragrafo 1, della EED III, il target di risparmio energetico, fissato per ogni Stato membro e da conseguirsi tra il 1° gennaio 2021 e il 31 dicembre 2030, è pari a un minimo:

- dello 0,8% annuo nel periodo 2021-2023;
- dell'1,3% annuo nel periodo 2024-2025;
- dell'1,5% annuo nel periodo 2026-2027;
- dell'1,9% annuo nel periodo 2028-2030.

calcolati in base alla media del consumo di energia finale del triennio 2016-2018 [19].

Il primo passo necessario al calcolo dell'obiettivo di risparmio riguarda la definizione del quantitativo di energia finale consumata negli anni suddetti a livello nazionale. Sono stati presi in considerazione i dati statistici Eurostat relativi alla situazione italiana e riportati in Tabella 1.9.

	2016	2017	2018
Consumo di energia finale	115,92	115,19	116,33
Media del triennio 2016-2018	115,81		

Tabella 1.9: Energia finale distribuita e media del triennio 2016-2018 (dati in Mtep) (Fonte: Eurostat)

Sulla base del consumo di energia finale medio nel triennio 2016-2018 è possibile calcolare i risparmi annuali da conseguire nel periodo 2021-2030; di conseguenza è calcolato il risparmio cumulato da conseguire entro il 31 dicembre 2030. Tali valori sono riportati nella Tabella 1.10.

Anno	Risparmio annuo	Risparmi di energia finale annui (Mtep)											Totale annuo (Mtep)	Totale annuo cumulato (Mtep)
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030			
2021	0,80%	0,93											0,93	0,93
2022	0,80%	0,93	0,93										1,85	2,78
2023	0,80%	0,93	0,93	0,93									2,78	5,56
2024	1,30%	0,93	0,93	0,93	1,51								4,28	9,84
2025	1,30%	0,93	0,93	0,93	1,51	1,51							5,79	15,63
2026	1,50%	0,93	0,93	0,93	1,51	1,51	1,74						7,53	23,16
2027	1,50%	0,93	0,93	0,93	1,51	1,51	1,74	1,74					9,26	32,43
2028	1,90%	0,93	0,93	0,93	1,51	1,51	1,74	1,74	2,20				11,47	43,89
2029	1,90%	0,93	0,93	0,93	1,51	1,51	1,74	1,74	2,20	2,20			13,67	57,56
2030	1,90%	0,93	0,93	0,93	1,51	1,51	1,74	1,74	2,20	2,20	2,20		15,87	73,42

Tabella 1.10: Risparmi da conseguire (Mtep) nel periodo 2021-2030 sulla base del calcolo previsto dall'articolo 8, paragrafo 1 della EED III (Fonte: PNIEC 2030)

In termini di ammontare complessivo cumulato, quanto suddetto si traduce in 73,42 Mtep di risparmi di energia finale da conseguire tramite politiche attive nel periodo 2021-2030, a fronte dei 51,4 Mtep previsti al 2030 dal precedente PNIEC [19], come mostrato in Figura 1.20.

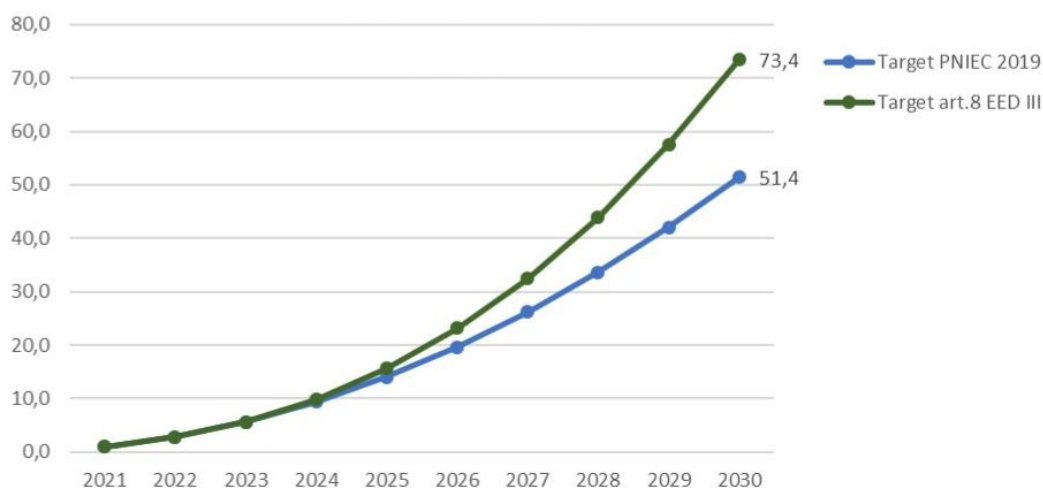


Figura 1.20: Confronto obiettivo di risparmio energetico da misure di efficienza energetica nel periodo 2021-2030 in Mtep (Fonte: PNIEC 2030)

Il **settore civile** è responsabile attualmente di circa il 44% dei consumi finali di energia nazionali e pari al 26% delle emissioni dirette dei settori ESR nel 2022. Questi dati mostrano l'importanza degli interventi di riqualificazione energetica degli edifici di questo settore per raggiungere gli obiettivi energetici e di riduzione

delle emissioni delineati nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, garantendo al contempo anche benefici economici e sociali. In questo settore risulta, quindi, necessario intervenire in particolare sulla riduzione dei fabbisogni energetici degli edifici attraverso interventi di riqualificazione profonda, e attraverso un incremento della diffusione di sistemi tecnici altamente performanti come le pompe di calore e i sistemi BACS (Buildings & Automation Control System). Il fabbisogno dovrà poi essere soddisfatto prevalentemente da fonti rinnovabili, per cui sarà importante favorire l'integrazione delle rinnovabili termiche ed elettriche negli edifici. Fra le soluzioni disponibili giocano un ruolo strategico le pompe di calore (PdC), sia elettriche che a gas, che consentono l'erogazione dei servizi di riscaldamento, di condizionamento e produzione di ACS con un solo apparecchio, rendendo la PdC un dispositivo di sicuro interesse per la climatizzazione di buona parte degli edifici civili situati sul territorio nazionale, siano essi della Pubblica Amministrazione o privati [19].

Nel **settore dei trasporti** sarà fondamentale promuovere una riduzione della domanda di mobilità passeggeri privata, indirizzandola verso la mobilità collettiva e/o smart mobility e prevedendo politiche per favorire lo smart working, mentre nel trasporto merci sarà necessario incrementare lo spostamento da gomma a rotaia/nave, oltre a proseguire sulla promozione del ricambio dei veicoli pubblici e privati, seguendo e accelerando gli avanzamenti tecnologici offerti dal mercato [19].

In particolare, gli strumenti dedicati alla promozione dell'efficienza energetica in vigore e monitorati ai fini del conseguimento del target di risparmio sono i seguenti:

- lo schema d'obbligo dei Certificati Bianchi;
- le detrazioni fiscali per gli interventi di efficienza energetica e il recupero del patrimonio edilizio esistente;
- il Conto Termico;
- il Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica (FNEE);
- il Piano Transizione 4.0 e 5.0 (ex Piano Impresa 4.0);

- il Programma per la Riqualificazione Energetica degli edifici della Pubblica Amministrazione Centrale (PREPAC);
- il Piano nazionale di Informazione e Formazione per l'efficienza energetica (PIF);
- il Fondo Kyoto;
- alcune misure PNRR;
- le politiche di coesione;
- l'obiettivo di risparmio energetico per la pubblica amministrazione;
- l'applicazione dei requisiti minimi di prestazione energetica in ambito edilizio e gestione degli impianti termici;
- un pacchetto di misure per la mobilità sostenibile che comprende:
 - il rinnovo del parco veicoli del trasporto pubblico locale;
 - gli interventi di shift modale nel trasporto merci;
 - l'ecobonus veicoli;
 - l'elettrificazione delle banchine portuali (Cold ironing).

1.2.4 Riduzioni gas a effetto serra

Il Consiglio Europeo del 10-11 dicembre 2020 ha adottato l'obiettivo di riduzione nell'UE delle emissioni nette pari ad almeno il 55% entro il 2030 rispetto al 1990. Il 29 luglio 2021 è entrata in vigore la Legge europea sul clima (Regolamento (UE) 2021/1119) che rende coerente l'obiettivo UE al 2030, "stabilisce l'obiettivo vincolante della neutralità climatica nell'Unione entro il 2050" e "istituisce un quadro per progredire nel perseguimento dell'obiettivo globale di adattamento". Questo obiettivo include anche gli assorbimenti e le emissioni di gas a effetto serra del settore LULUCF (uso del suolo, cambiamento di uso del suolo e silvicoltura). Il pacchetto di proposte legislative, noto come Fit for 55, consiste in una serie di

proposte atte a riformare l'insieme di direttive e regolamenti che stabiliscono gli obiettivi in materia di ETS (Emission Trading Scheme), ESR (Effort Sharing Regulation), LULUCF, efficienza energetica e rinnovabili per gli Stati Membri. Le recenti revisioni della pertinente legislazione incluse nel pacchetto Fit for 55 prevedono per le emissioni soggette ad ETS (industrie energetiche, settori industriali energivori e aviazione) una maggiore riduzione a livello collettivo europeo che passa dal -43% al -62% e per le emissioni soggette al regolamento ESR (trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel settore ETS, agricolture e rifiuti) dal -30% al -40% rispetto all'anno 2005 [19].

Le emissioni di gas a effetto serra (GHG) da usi energetici rappresentano l'82% del totale nazionale nel 2022; ciò è ben visibile in Tabella 1.11 che fornisce un quadro sintetico del peso di ciascun settore in termini di emissioni di GHG (Mt CO₂eq) nel periodo 1990-2022.

	1990	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
DA USI ENERGETICI, di cui:	426	488	430	360	356	351	346	336	300	332	338
Industrie energetiche	138	160	137	106	105	105	96	92	82	86	95
Industrie manifatturiere e costruzioni	92	92	70	56	54	53	54	50	46	55	55
Trasporti	102	128	116	107	106	102	105	106	87	103	110
Civile	79	96	96	82	83	83	84	81	79	82	73
Altro energia e fuggitive	15	12	10	9	8	8	8	7	7	6	6
DA ALTRE FONTI, di cui:	96	107	92	83	83	81	82	80	79	79	75
Processi industriali e f-gas	39	48	37	30	29	29	29	28	25	26	24
Agricoltura (allevamenti e coltivazioni)	38	35	33	32	34	33	33	32	34	33	31
Rifiuti	19	24	22	20	20	20	20	20	20	20	20
TOTALE	522	596	522	443	439	432	428	416	379	411	413

Tabella 1.11: Evoluzione delle emissioni per settore nel periodo 1990-2022 (Emissioni di GHG, Mt di CO₂eq) (Fonte: ISPRA)

Mentre per le emissioni soggette ad ETS l'obiettivo è a livello europeo, essendo il sistema applicato a tutti gli Stati membri in maniera armonizzata e centralizzata, per le emissioni soggette al Regolamento ESR l'obiettivo di riduzione di gas a effetto serra viene suddiviso tra i vari Stati membri.

In Tabella 1.12 si riportano le riduzioni di emissioni risultanti dallo scenario di riferimento e gli obiettivi derivanti dalla normativa europea.

	PNIEC 2024: Scenario di riferimento	PNIEC 2019: (Obiettivo)	Obiettivi FF55 REPower EU
Emissioni ETS*	-58%	---	-62%**
Emissioni ESR	-29,3%	-33%	-43,7%
Emissioni ed assorbimenti LULUCF	-28,4 MtCO ₂ eq		-35,8 MtCO ₂ eq

* escluse le emissioni dell'aviazione e della navigazione nazionali

** Obiettivo europeo

Tabella 1.12: Scenario di riferimento e obiettivi emissioni ETS, ESR e LULUCF al 2030 (Fonte: PNIEC 2030)

Guardando al nuovo obiettivo e al peso dei singoli settori, come mostrato in Tabella 1.13, il contributo più significativo è rappresentato dai settori dei trasporti e del civile (in particolare residenziale e terziario). Nell'aggiornamento del Piano, è risultata evidente la necessità di adottare politiche e misure aggiuntive finalizzate a conseguire una maggior efficienza energetica nel settore civile (residenziale e terziario), nonché a ridurre la domanda di mobilità e a favorire la diffusione di veicoli a basse emissioni, potenziandone anche la relativa infrastruttura.

Nel **civile**, per conseguire la riduzione delle emissioni al 2030 rispetto al 2005 e promuovere un incremento nel risparmio sui consumi finali di energia, sono state previste misure di accelerazione nel ritmo di efficientamento degli edifici esistenti, rafforzata da una maggiore diffusione di interventi di riqualificazione profonda e dall'applicazione di tecnologie particolarmente performanti (come, ad esempio, pompe di calore e sistemi BACS).

Per il settore dei **trasporti**, la riduzione delle emissioni può essere efficacemente ottenuta, oltre che con la graduale e naturale sostituzione del parco veicolare, innanzitutto grazie sviluppo della mobilità condivisa/pubblica e alla progressiva diffusione dei biocarburanti e di mezzi caratterizzati da consumi energetici ridotti e da emissioni di CO₂ molto basse o pari a zero. Inoltre, in prospettiva, un ruolo di impulso alla decarbonizzazione dei settori civile e trasporti verrà dalla direttiva ETS, che prevede, inter alia, la creazione di un sistema ETS ad hoc che disciplinerà

anche questi settori: il meccanismo di cap-and-trade si affiancherà, a partire dal 2027, alle politiche e misure nazionali.

Le emissioni da **processi industriali** interessano essenzialmente le produzioni di cemento, di calce e di acciaio e l'utilizzo di gas fluorurati. Le prime non sono facilmente comprimibili in quanto direttamente proporzionali alle quantità prodotte. Sui gas fluorurati, invece, un effetto evidente deriva dalla esecuzione del nuovo Regolamento (UE) 2024/573 che sostituisce il Regolamento n. 517/2014, e che porta a controllare in maniera ancora più rigorosa gli F-GAS.

Nel settore dei **rifiuti**, le emissioni sono connesse soprattutto alla quantità totale prodotta, alla quota di sostanze biodegradabili conferite in discarica e alle percentuali di recupero del metano dal gas di discarica. In questo caso è attesa una riduzione relativamente significativa delle emissioni che dovrebbe realizzarsi con la progressiva implementazione di obiettivi e piani di gestione rifiuti già approvati. La legislazione nazionale, infatti, prevede un obiettivo di raccolta differenziata molto ambizioso pari al 60% al 2030, che rappresenta il motore principale delle politiche di gestione dei rifiuti in Italia.

Nel comparto **agricoltura**, le emissioni riflettono l'andamento di fattori quali il numero e il tipo di animali da allevamento, la variazione delle superfici coltivate e della tipologia di colture nonché l'uso dei fertilizzanti contenenti azoto [19].

I dati in Tabella 1.13 mostrano una forte riduzione delle emissioni dal 2005 fino al 2015 e un successivo decremento a tassi di riduzione più modesti. Risulta evidente la riduzione avvenuta nel 2020, a causa della pandemia di Covid-19, e la successiva risalita del 2021 e del 2022 dovuta alla ripresa delle attività. Tale andamento è dovuto a molti fattori, alcuni strutturali e altri contingenti. I più importanti sono:

- quota di energia rinnovabile nei consumi primari più elevata di quanto atteso in seguito al forte sviluppo della produzione fotovoltaica e alla diffusione della biomassa per il riscaldamento;
- aumento dell'efficienza della generazione elettrica, con l'entrata in funzione di molti impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale, in

molti casi cogenerativi, accompagnata da una progressiva dismissione di impianti a vapore obsoleti alimentati a olio combustibile;

- riduzione dei consumi nei trasporti per l'azione congiunta dell'innalzamento dei prezzi dei combustibili e dei bassi livelli di attività;
- rapida riduzione dei consumi finali del settore industria in seguito alla crisi economica e alla variazione strutturale delle attività produttive;
- aumento dell'efficienza degli apparecchi per gli usi finali di energia [19].

Emissioni di GHG, Mt CO ₂ eq.	2005	2015	2020	2021	2022	2025	2030	2035	2040
DA USI ENERGETICI, di cui:	488	360	300	332	338	310	274	249	239
Industrie energetiche	160	106	82	86	95	68	54	39	39
Industrie manifatturiere e costruzioni	92	56	46	55	55	56	54	52	51
Trasporti	128	107	87	103	110	110	93	86	80
Civile	96	82	79	82	73	72	69	67	66
Altri usi energetici e fuggitive	12	9	7	6	6	4	4	4	4
DA ALTRE FONTI, di cui:	107	83	79	79	75	80	75	72	69
Processi industriali	48	30	25	26	24	31	28	27	27
Agricoltura (allevamenti e coltivazioni)	35	32	34	33	31	32	31	31	31
Rifiuti	24	20	20	20	20	17	15	14	12
TOTALE (escluso LULUCF)	596	443	379	411	413	390	349	320	308
LULUCF	-34	-42	-27	-25	-21	-28	-28	-25	-31

Tabella 1.13: Emissioni di gas serra disaggregate per settore (Mt CO₂eq), storico e scenario di riferimento (Fonte: ISPRA)

L'analisi settoriale nel periodo 2021 - 2030 evidenzia che:

- si ha una riduzione molto importante delle emissioni nelle industrie energetiche (-38%), principalmente dovuta alla riduzione delle emissioni del settore elettrico. La riduzione delle emissioni negli anni di proiezione è dovuta all'ulteriore incremento di efficienza termoelettrica, della quota di rinnovabili e alla progressiva eliminazione dei combustibili a più alto contenuto di carbonio;
- nel settore dei trasporti le proiezioni mostrano una diminuzione delle emissioni del 10%, ciò è dovuto all'incremento della domanda di trasporto e alla messa in atto di politiche poco incisive sullo shift modale;

- nel settore civile si nota una diminuzione delle emissioni del 16% principalmente per l'incremento dell'efficienza e per la progressiva eliminazione dei combustibili più inquinanti;
- le emissioni del settore industria rimangono pressoché costanti a fronte di una ripresa produttiva molto forte secondo le proiezioni dei driver utilizzati per l'elaborazione degli scenari; ciò implica un continuo efficientamento delle produzioni e un graduale passaggio a vettori energetici meno emissivi;
- per quanto riguarda i processi industriali e i gas fluorurati si registra un lieve incremento delle emissioni a fronte di una ripresa produttiva dovuto alla mancanza di soluzioni tecnologiche efficaci in grado di contenere le emissioni non energetiche nel breve periodo;
- le emissioni dai rifiuti mostrano un elevato tasso di riduzione dal 2021 al 2030 (-23%) principalmente dovuto alla diminuzione del conferimento dei rifiuti destinati in discarica;
- l'agricoltura presenta un andamento piuttosto stabile nel periodo 2021-2030, le misure già in essere non incidono molto sul settore le cui emissioni totali non si riducono significativamente;
- per quanto riguarda il settore LULUCF, lo scenario di riferimento restituisce un quadro con assorbimenti netti in riduzione [19].

La Figura 1.21 mostra un focus sul peso dei diversi settori soggetti al regolamento ESR nello scenario di riferimento. È evidente dal grafico che trasporti e civile continuano ad essere i settori predominanti in termini emissivi (insieme rappresentano quasi due terzi delle emissioni) e per i quali sarà necessario adottare politiche e misure aggiuntive.

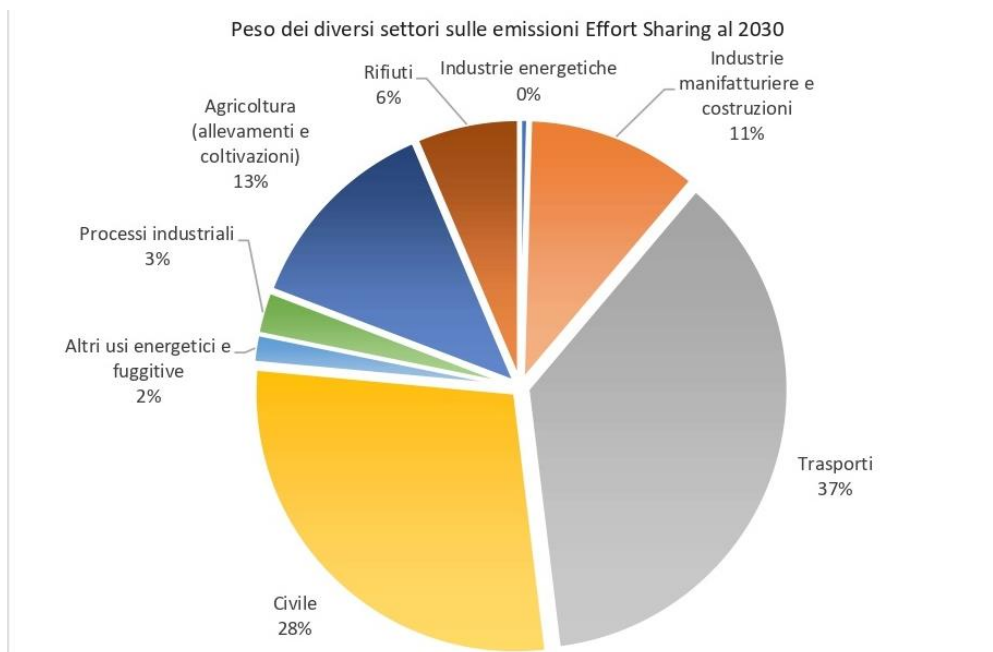


Figura 1.21: Emissioni di gas serra per settore in percentuale sul totale Effort Sharing al 2030 nello scenario di riferimento (Fonte: ISPRA)

Capitolo 2 Introduzione della tecnologia

Alla luce di quanto esposto nel precedente capitolo, appare evidente come una delle principali tecnologie atte a contrastare l'alto consumo energetico e le elevate emissioni inquinanti di gas serra è rappresentata dalle **pompe di calore**. Si tratta di una tipologia di macchina termica capace di trasferire calore da un ambiente a un altro, utilizzando lavoro esterno prodotto attraverso il consumo di energia elettrica. Questa tecnologia non sfrutta energia di origine fossile bensì sfrutta energia rinnovabile, per cui risulta essere in linea con gli obiettivi disposti dall'UE per ogni paese membro.

Nel seguente capitolo si approfondiranno le generalità delle pompe di calore, al fine di fornire una panoramica della tecnologia in esame in linea con il progetto di tesi che si sta sviluppando.

2.1 Ciclo termodinamico

La termodinamica insegna che il calore si trasferisce spontaneamente da una sorgente calda a una fredda, generando entropia. Tuttavia, alcune apparecchiature richiedono il processo inverso, cioè, trasferire calore da un ambiente freddo a uno caldo. Questo trasferimento non spontaneo avviene attraverso un ciclo termodinamico inverso, che richiede una spesa di energia meccanica. Esempi di macchine che utilizzano questo processo sono le macchine frigorifere e le pompe di calore, la cui funzione varia in base all'uso specifico [22].

2.1.1 Ciclo inverso di Carnot

Le macchine frigorifere e pompe di calore, sono tecnologie che lavorano realizzando un ciclo termodinamico inverso impiegando un fluido frigorifero.

Il ciclo ideale inverso per la realizzazione del processo non spontaneo viene chiamato ciclo inverso di Carnot. In Figura 2.1 è rappresentata la schematizzazione di una macchina inversa: il sistema assorbe una certa quantità di energia, sottoforma di calore, da una sorgente a più bassa temperatura T_2 e, mediante una spesa di lavoro

esterno W , realizza il trasferimento di calore ad un serbatoio termico a più alta temperatura T_1 .

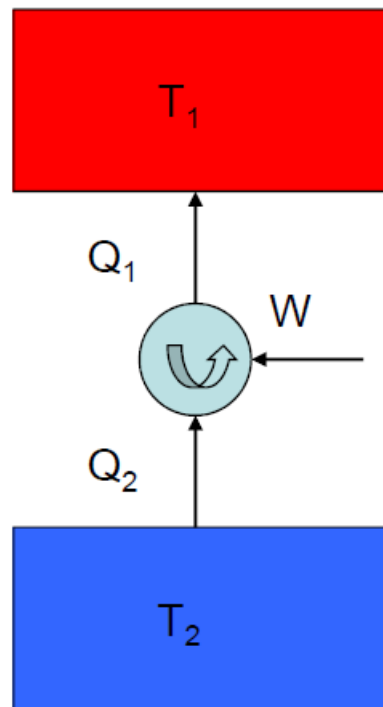


Figura 2.1: Schema del funzionamento di un ciclo inverso

Ciò è in accordo con quanto affermato dai due enunciati che definiscono il secondo principio della termodinamica:

- L'enunciato di Kelvin-Planck: "Per qualsiasi apparecchiatura che operi secondo un ciclo è impossibile ricevere calore da una sola sorgente e produrre una quantità di lavoro utile";
- L'enunciato di Clausius: "E' impossibile realizzare una macchina con funzionamento ciclico il cui unico effetto sia il trasferimento di una quantità di calore da un corpo a bassa temperatura a un altro a temperatura più alta" [23].

Da questi enunciati si evince che per qualsiasi macchina che operi mediante un ciclo, non è possibile convertire interamente in lavoro utile tutta l'energia fornitagli dalla sorgente sotto forma di calore, che è necessario avere due sorgenti termiche a

temperature diverse da cui assorbire e a cui cedere calore e che questa macchina, oltre a trasferire calore, deve avere altri effetti come, ad esempio, l'assorbimento di energia meccanica esterna.

Il ciclo inverso di Carnot viene chiamato così in quanto si configura come l'inverso del vero e proprio ciclo di Carnot. Carnot fece i suoi studi sulle macchine termiche, cioè le macchine che ricevono calore da una sorgente ad alta temperatura T_1 , convertono parte di questo calore in lavoro utile e cedono la parte rimanente di calore ricevuta a un pozzo termico a bassa temperatura T_2 . Quindi lavorano in maniera opposta rispetto ad una macchina frigorifera o pompa di calore.

Percorrendo il ciclo di lavoro della macchina termica reversibile di Carnot in senso inverso, si ottiene il ciclo frigorifero inverso di Carnot, usato dalle macchine frigorifere e dalle pompe di calore.

In Figura 2.2 si riportano i diagrammi nel piano T-s e p-v del ciclo ideale inverso di Carnot.

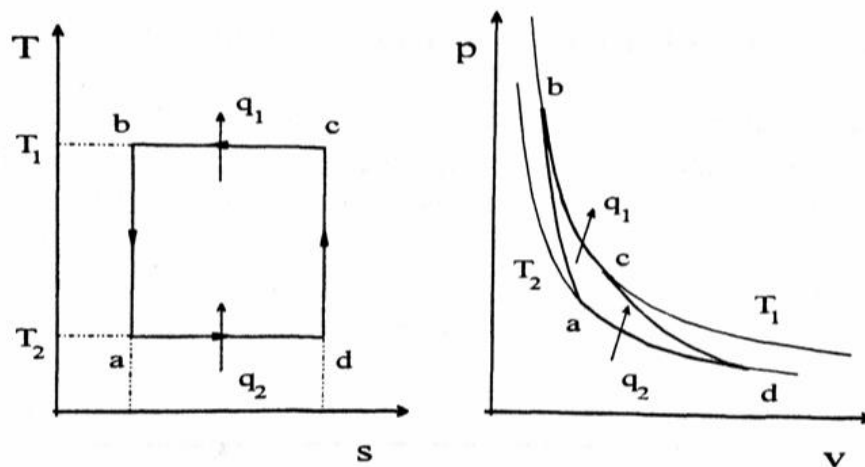


Figura 2.2: Diagrammi termodinamici nel piano T-s e p-v del ciclo ideale di Carnot

Le seguenti trasformazioni termodinamiche consentono al fluido frigorifero di realizzare tale ciclo:

- Espansione adiabatica b-a: a partire dallo stato di liquido saturo nel punto b, il fluido si espande isoentropicamente dalla pressione p_1 alla pressione p_2 attraverso un espansore (valvola di laminazione), a cui cede un lavoro specifico pari a:

$$W_{b-a} = h_b - h_a \quad (2.1)$$

- Assorbimento di calore a-d: il fluido frigorifero entra in uno scambiatore di calore (evaporatore) e tende parzialmente ad evaporare, assorbendo dall'esterno, a pressione costante p_2 , una quantità di calore specifica pari a:

$$Q_2 = h_d - h_a \quad (2.2)$$

- Compressione adiabatica d-c: il refrigerante all'uscita dell'evaporatore, viene aspirato dal compressore che lo innalza di pressione da p_2 a p_1 e di temperatura da T_2 a T_1 , con una spesa di lavoro specifico pari a:

$$W_{d-c} = h_c - h_d \quad (2.3)$$

- Cessione di calore isoterma c-b: all'uscita del compressore a pressione e temperatura costanti, p_1 e T_1 , il fluido condensa all'interno di un altro scambiatore di calore (condensatore), cedendo all'esterno la quantità di calore specifico pari a:

$$Q_1 = h_c - h_b \quad (2.4)$$

La reversibilità di queste trasformazioni non può essere riprodotta nella realtà, per cui il ciclo frigorifero inverso di Carnot risulta puramente ideale; rappresenta, però, un importante modello di confronto con i cicli reali tramite il quale è possibile valutare la loro efficienza e l'influenza delle temperature sul loro funzionamento.

2.1.2 Ciclo inverso reale

Le ragioni principali che impediscono la realizzazione pratica di un ciclo inverso di Carnot sono le seguenti:

- Nel ciclo inverso di Carnot all'uscita dell'evaporatore ci si trova dentro la curva a campana e quindi in una zona di miscela di liquido e vapore, la

compressione di questa miscela richiederebbe un compressore in grado di trattare simultaneamente le due fasi;

- Difficoltà relative all'espansione del refrigerante in presenza di un elevato contenuto di fase liquida, in quanto la presenza di goccioline di liquido potrebbe danneggiare l'espansore.

Queste cause possono essere superate vaporizzando completamente il refrigerante prima che sia compresso, quindi portarlo nella situazione di vapore saturo nella curva limite superiore, e sostituendo l'espansione, solitamente pensata effettuata tramite una turbina, con un processo di laminazione in una valvola. Il ciclo così definito, detto ciclo inverso a compressione, è rappresentato in Figura 2.3 e risulta costituito da quattro trasformazioni:

- 1 – 2: compressione isoentropica in un compressore;
- 2 – 3: cessione di calore a pressione costante in un condensatore;
- 3 – 4: laminazione in una valvola di laminazione;
- 4 – 1: assorbimento di calore a pressione costante in un evaporatore.

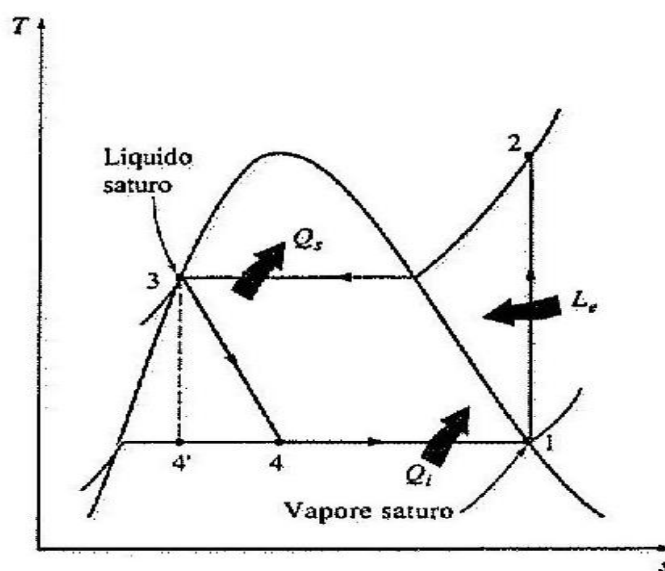


Figura 2.3: Diagramma T-s di un ciclo inverso a compressione

Le macchine che operano secondo questo ciclo termodinamico si possono distinguere in due categorie principali:

- Impianti per la refrigerazione o macchine frigorifere, le quali asportano costantemente il calore da una sorgente a temperatura inferiore a quella dell'ambiente esterno, mantenendo così il sistema refrigerato;
- Pompe di calore, cioè macchine che sono in grado di trasferire calore, potenza termica, da una sorgente a temperatura più bassa ad una sorgente a temperatura più alta.

Dal punto di vista del principio di funzionamento, non vi sono differenze significative tra una macchina frigorifera e una pompa di calore, poiché entrambi seguono il ciclo termodinamico inverso a compressione. La distinzione tra le due tecnologie risiede principalmente nell'effetto utile prodotto: il raffreddamento per le macchine frigorifere e il riscaldamento per le pompe di calore.

2.2 Classificazione delle pompe di calore

Le pompe di calore possono essere classificate in diversi modi in base a vari criteri, tra cui il principio di funzionamento e la sorgente di calore. Una possibile classificazione, quindi, risulta essere la seguente:

1. In base al principio di funzionamento:
 - Pompe di calore a compressione: utilizzano un compressore per aumentare la pressione del refrigerante all'uscita dall'evaporatore;
 - Pompe di calore ad assorbimento: operano secondo un ciclo termodinamico che coinvolge l'evaporazione e la condensazione di un liquido frigorifero e un assorbitore per trasferire il calore.
2. In base alla sorgente di calore:
 - Pompe di calore aria-aria: impiegano l'aria esterna come sorgente di calore e di raffreddamento, trasferendo o sottraendo calore da un ambiente all'altro attraverso un ciclo termodinamico;

- Pompe di calore aria-acqua: usufruiscono dell'aria esterna come fonte di calore e raffreddamento, ma trasferiscono l'energia termica a un circuito ad acqua per il riscaldamento o il raffreddamento;
- Pompe di calore acqua-acqua: usano acqua sotterranea, di un lago, di un fiume o di falda, come sorgente di calore e raffreddamento, trasferendo l'energia termica a un circuito ad acqua;
- Pompe di calore geotermiche: sfruttano il calore naturale del terreno come fonte di energia termica, utilizzandola per riscaldare e raffrescare.

2.2.1 Pompe di calore a compressione meccanica di vapore

La tecnologia che ha trovato maggior diffusione sul mercato è sicuramente quella delle macchine a compressione meccanica di vapore, per una maggiore semplicità costruttiva e quindi dei costi più bassi. I componenti principali di questa tecnologia sono un compressore, una valvola di espansione e due scambiatori di calore, quali l'evaporatore e il condensatore.

I diversi componenti sono connessi grazie ad un circuito chiuso, all'interno del quale scorre un liquido volatile, detto fluido operativo o refrigerante.

In Figura 2.4 si riporta lo schema impiantistico di una pompa di calore a compressione di vapore.

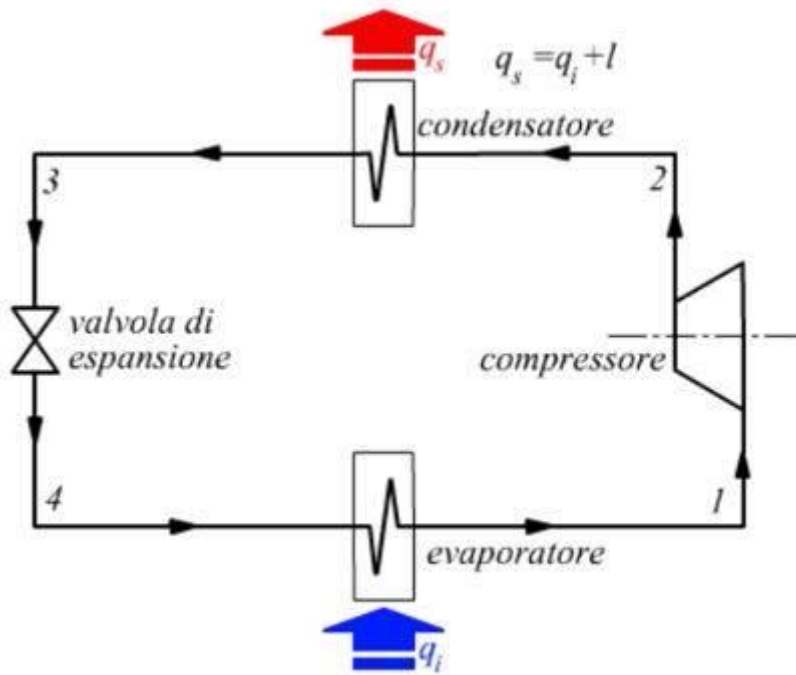


Figura 2.4: Schema impiantistico di una pompa di calore a compressione di vapore

dove:

- q_i è il calore asportato dalla sorgente fredda;
- q_s è il calore fornito alla sorgente calda;
- l è il lavoro meccanico somministrato al sistema dall'esterno.

La macchina frigorifera, o pompa di calore, sfrutta dunque compressione ed espansione per modificare la temperatura del fluido e creare, quindi, i salti di temperatura necessari perché si possa scambiare calore nei due scambiatori.

Il fluido di lavoro all'interno della macchina è scelto in modo da subire un cambiamento di stato, liquido-vapore, a temperatura costante e non eccessivamente elevata né bassa, prossima a quelle dei due ambienti con i quali scambia. Questo consente di sfruttare il calore latente derivante dal passaggio di stato per accumulare e cedere calore.

Il ciclo di lavoro svolto dal fluido refrigerante è rappresentato in Figura 2.5.

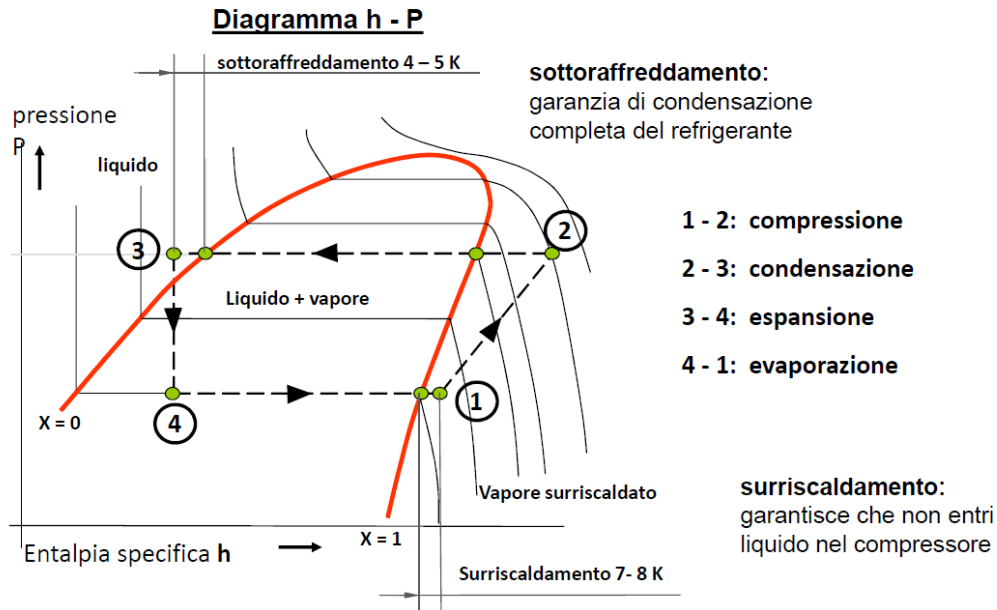


Figura 2.5: Ciclo termodinamico di lavoro delle macchine frigorifere e delle pompe di calore a compressione di vapore nel piano (p,h) [22]

Il funzionamento della macchina può, quindi, essere schematizzato in quattro diverse fasi che lo caratterizzano:

- Compressione isoentropica adiabatica (1-2) del vapore: il vapore a bassa pressione viene aspirato dal compressore e subisce una compressione fino ad una pressione ed una temperatura più elevate;
- Condensazione (2-3): il vapore passa attraverso il condensatore dove si raffredda, cede calore utile alla sorgente e condensa a pressione costante;
- Laminazione tramite una valvola di espansione (3-4): il fluido in uscita dal condensatore sarà allo stato liquido saturo ed entra nella valvola di laminazione, nella quale si riduce la pressione del fluido e la sua temperatura conservando l'entalpia che inizialmente aveva (espansione isoentalpica);
- Evaporazione (4-1): il fluido all'uscita della valvola di laminazione si trova nella regione di fase liquido-vapore ed entra nell'evaporatore dove viene mantenuto a temperatura inferiore rispetto a quella della sorgente, in modo che la differenza di temperatura possa generare lo scambio termico necessario affinché il liquido frigorifero possa evaporare, a pressione

costante, generando così l'effetto frigorifero e chiudendo il ciclo che ricomincerà.

Come mostrato in Figura 2.5 e in Figura 2.6, vengono adottati alcuni accorgimenti per queste macchine. Il primo consiste nel garantire che, alla fine della trasformazione 4-1, il fluido frigorifero evapori completamente, raggiungendo la condizione di vapore saturo nella curva limite superiore. Si preferisce inoltre surriscaldare leggermente il vapore, in modo da evitare la presenza di goccioline di liquido che potrebbero danneggiare il compressore, progettato per funzionare solo con gas.

Il secondo accorgimento è il sottoraffreddamento del fluido: idealmente, la condensazione dovrebbe terminare nella curva limite inferiore, assicurando che tutto il fluido sia liquido. Tuttavia, poiché le macchine non sono perfette, si prosegue la trasformazione 2-3 nella regione del liquido sottoraffreddato per garantire la completa condensazione.

Dalla Figura 2.6 si osserva che, all'uscita del compressore, il gas si trova nella zona di vapore surriscaldato, dove raggiunge la temperatura più elevata dell'intero ciclo. Questo comporta due considerazioni: innanzitutto, il lubrificante del compressore deve essere in grado di funzionare efficacemente nonostante le alte temperature; in secondo luogo, il gas ad alta temperatura ha un alto "valore termodinamico", che può essere utilizzato per riscaldare un altro fluido. Le pompe di calore a recupero sfruttano la fase in cui il gas si raffredda fino a raggiungere la curva di saturazione, chiamata desurriscaldamento, per produrre acqua calda sanitaria. Il calore di condensazione, invece, è impiegato per riscaldare l'acqua tecnica, che richiede temperature più basse [22].

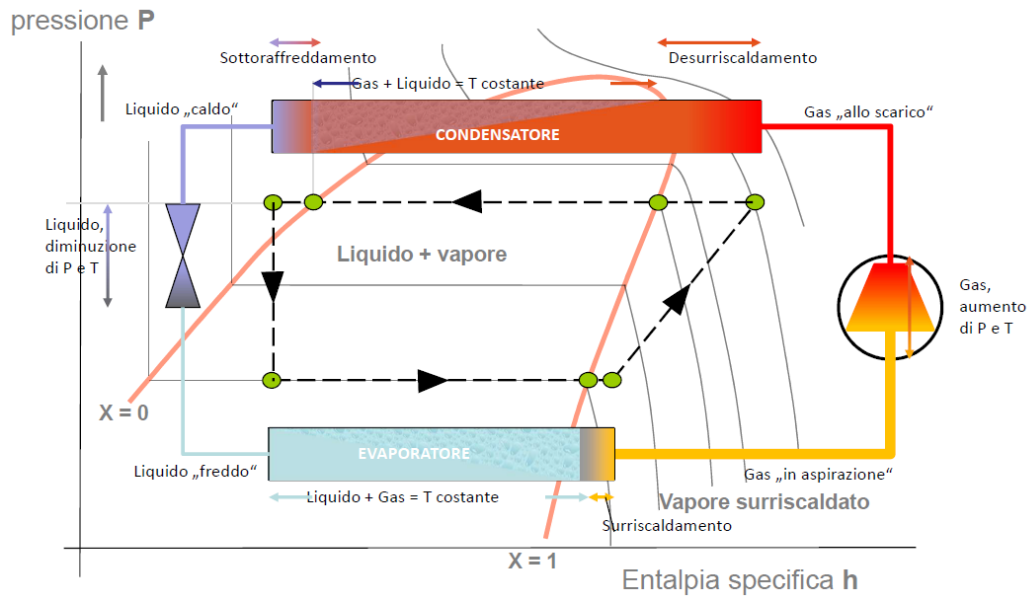


Figura 2.6: Ciclo termodinamico e schema impiantistico di una pompa di calore a compressione di vapore [22]

Il compressore necessita di un lavoro meccanico esterno per funzionare, solitamente fornito da un motore elettrico. Questo garantisce perdite di trasformazione minime, poiché l'efficienza di conversione dell'energia elettrica in energia meccanica supera il 90%, assicurando così un'elevata efficienza energetica per l'impianto a pompa di calore.

Un altro aspetto rilevante è la modulazione della potenza quando la pompa di calore opera con carichi parziali. La soluzione più efficiente è la variazione continua della velocità del compressore, ottenuta attraverso un inverter che regola la frequenza della corrente elettrica alternata. L'uso dell'inverter può portare a risparmi energetici tra il 10% e il 50%.

2.2.2 Pompe di calore ad assorbimento

Un'altra tecnologia abbastanza consolidata ed avanzata nel campo delle pompe di calore è quella delle macchine ad assorbimento, che utilizzano un ciclo termodinamico per trasferire calore da una sorgente a bassa temperatura a una ad alta temperatura. A differenza delle pompe di calore a compressione meccanica di vapore che utilizzano un compressore elettrico, le pompe di calore ad assorbimento sfruttano una fonte di energia termica per alimentare il processo di trasferimento del calore. La fonte di energia termica utilizzata per queste tipologie di macchine

deriva dal calore di dissoluzione di un soluto in un solvente che viene ciclicamente concentrato e diluito. Le sostanze maggiormente utilizzate in tali impianti sono:

- Acqua (H₂O), come soluto, e bromuro di litio (LiBr), come solvente;
- Ammoniaca (NH₃), come soluto, e acqua (H₂O), come solvente.

Per una descrizione dettagliata del ciclo termodinamico, e quindi del funzionamento, è opportuno riferirsi al circuito ermetico di una macchina reale rappresentato in Figura 2.7, riferito ad una pompa di calore ad assorbimento reversibile aerotermica GAHP-AR (Gas Absorption Heat Pump).

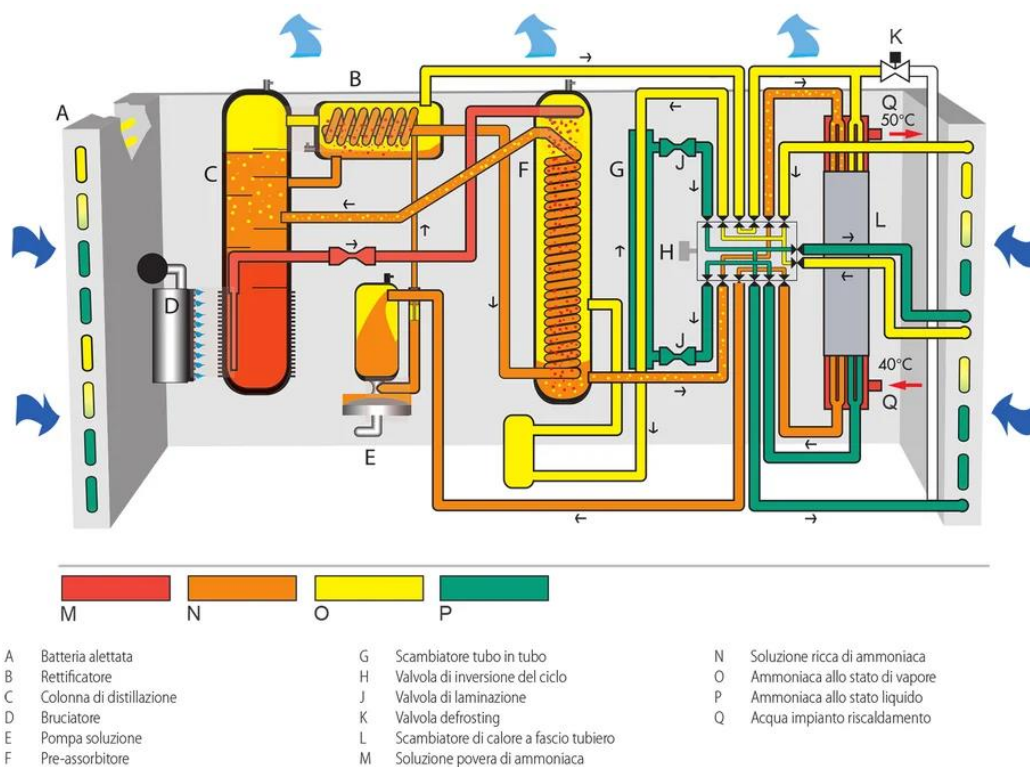


Figura 2.7: Schema di una pompa di calore ad assorbimento [24]

Il bruciatore multi gas (D) è utilizzato per scaldare la soluzione assorbente-refrigerante provocando la separazione dei due componenti per evaporazione del refrigerante nella colonna di distillazione (C). Il complesso bruciatore-colonna di distillazione viene definito generatore e nelle macchine ad assorbimento sostituisce il compressore tipico delle apparecchiature a compressione di vapore.

Il vapore di refrigerante caldo uscente dal generatore, attraversando il rettificatore (B) si separa dalle ultime parti d'acqua presenti ed entra nello scambiatore di calore a fascio tubiero (L), il quale nella stagione invernale assume il ruolo di condensatore-assorbitore della macchina.

In questa parte del circuito lo scambiatore di calore funge da condensatore del refrigerante, il quale cede all'acqua dell'impianto di riscaldamento il calore latente di condensazione. Questo passaggio di stato del refrigerante costituisce quindi il primo effetto utile della macchina. Il refrigerante uscente dalla sezione di condensazione attraversa una prima sezione di laminazione, uno scambiatore di calore "tubo in tubo" (G) ed una seconda sezione di laminazione dove progressivamente, attraverso successive diminuzioni di pressione e di temperatura, è portato alle condizioni ideali per cambiare nuovamente di stato passando alla fase gassosa. Nella batteria alettata (A) infatti il refrigerante, prelevando calore dall'aria dell'ambiente esterno, evapora. In questa parte del circuito la pompa di calore importa all'interno del ciclo una porzione di energia rinnovabile aerotermica.

L'ammoniaca evaporata nella batteria alettata, dopo essersi surriscaldata nello scambiatore "tubo in tubo" (G) entra nel pre-assorbitore (F) dove incontrandosi con l'assorbente nebulizzato (l'acqua) dà luogo alla reazione di assorbimento vera e propria.

L'assorbimento è una reazione chimica esotermica che per evolvere necessita di veder asportata l'energia termica emessa. Nel pre-assorbitore tale energia viene parzialmente utilizzata per pre-riscaldare la soluzione acqua-ammoniaca prossima a rientrare nel generatore. Per completare la reazione d'assorbimento, la soluzione viene inviata nuovamente allo scambiatore di calore a fascio tubiero (L). In questa fase del ciclo, lo scambiatore funge da assorbitore e consente di cedere al fluido termovettore dell'impianto termico una considerevole quantità d'energia termica che costituisce il secondo effetto utile della macchina. La soluzione acqua ammoniaca uscente dallo scambiatore di calore (L) viene inviata dalla pompa delle soluzioni (E) nuovamente al generatore, passando nuovamente per il pre-assorbitore (F) e il rettificatore (B) dove si pre-riscalda recuperando calore dal ciclo stesso. Nel generatore ricomincia quindi il ciclo frigorifero ora descritto.

La posizione (H) nel disegno rappresenta la valvola di inversione del ciclo della pompa di calore, costituita da un organo meccanico attraverso il quale viene deviato il flusso di refrigerante nel circuito. Tale operazione consente di invertire stagionalmente la modalità di funzionamento e produrre acqua calda nella stagione invernale e acqua refrigerata nella stagione estiva [24].

Questa tecnologia, rispetto a quella precedentemente descritta, può essere considerata come una macchina statica in cui non sono presenti organi rotanti, richiedendo così meno manutenzione. Permette inoltre di ridurre le emissioni di CO₂ utilizzando fonti di calore sostenibili e/o rinnovabili riducendo così la dipendenza dall'energia elettrica a favore di quella termica. Tuttavia, presenta un'efficienza minore rispetto ai cicli a compressione di vapore in assenza di calore di scarto o calore proveniente da fonte rinnovabile, ed è caratterizzata da una maggiore complessità del sistema e quindi un maggior investimento iniziale.

Le pompe di calore ad assorbimento, quindi, sono molto utili in applicazioni industriali, commerciali o in sistemi di cogenerazione, dove in generale è disponibile calore di scarto o energie rinnovabili, ad esempio accoppiandole al solare termico. In assenza di queste fonti, però, in termini di costo energetico, piuttosto che bruciare del combustibile conviene adoperare l'energia elettrica delle pompe di calore a compressione di vapore [22].

2.3 Indice di prestazione energetica delle pompe di calore

Il parametro di prestazione delle macchine che realizzano cicli inversi è definito come rapporto tra l'effetto utile e la spesa ed è espresso come coefficiente di prestazione "COP" (Coefficient of Performance).

$$COP = \frac{\text{effetto utile}}{\text{spesa}} \quad (2.5)$$

La spesa è sempre rappresentata dall'energia o dalla potenza meccanica in ingresso, nonché la potenza elettrica che va ad alimentare il compressore della macchina inversa. L'effetto utile, o energia resa (calore fornito alla sorgente di interesse),

varia a seconda del tipo di applicazione: che sia una pompa di calore o un refrigeratore.

2.3.1 Coefficient Of Performance (COP)

Quando la macchina reversibile viene utilizzata come pompa di calore, l'obiettivo è quello di riscaldare l'ambiente fornendo il calore scambiato nel condensatore a temperatura elevata, prelevandolo da una sorgente a bassa temperatura, come l'ambiente esterno (Figura 2.8).

Pompa di calore

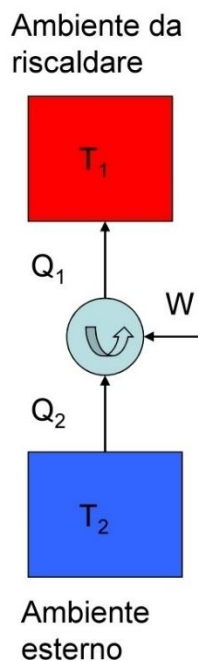


Figura 2.8: Schema del funzionamento di una macchina inversa funzionante come pompa di calore

Nel caso della pompa di calore a compressione il coefficiente di prestazione sarà dato dal rapporto fra l'effetto utile, cioè il calore Q_1 che viene ceduto all'ambiente da riscaldare, e il lavoro speso W . Ricordando che il bilancio di Primo Principio applicato al ciclo termodinamico dice che:

$$W + Q_2 = Q_1 \quad (2.6)$$

ne deriva che il coefficiente di prestazione “COP” sarà così definito:

$$COP = \frac{Q_1}{W} = \frac{Q_1}{Q_1 - Q_2} \quad (2.7)$$

dove Q_2 è il calore che la pompa di calore preleva dalla sorgente a temperatura più bassa.

Per una pompa di calore ideale reversibile e quindi per un fluido che evolve secondo un ciclo di Carnot inverso operante tra due temperature T_1 e T_2 , la massima prestazione dipende solo dai valori di temperatura:

$$COP_{max} = \frac{T_1}{T_1 - T_2} \quad (2.8)$$

Il COP è fortemente influenzato dalla temperatura alla quale avviene l’effetto utile di condensazione, T_1 , diminuendo all’aumentare di quest’ultima. Tuttavia, tende a migliorare all’aumentare della temperatura della sorgente dalla quale si preleva il calore, cioè la temperatura di evaporazione T_2 , in quanto si riduce la differenza tra la temperatura di condensazione e quella di evaporazione (Figura 2.9) [25].

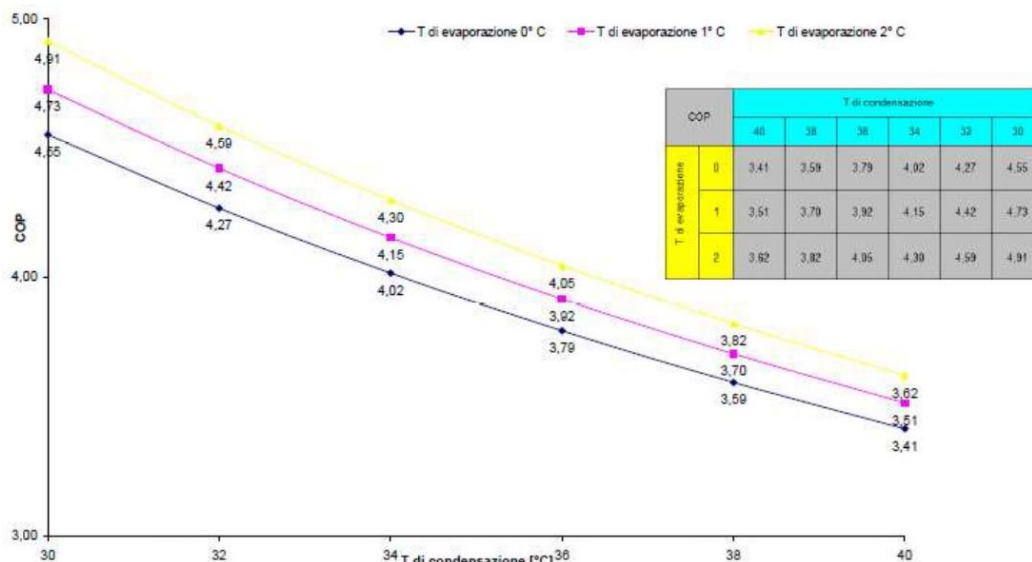


Figura 2.9: COP al variare della temperatura di condensazione ed evaporazione [25]

2.3.2 Energy Efficient Ratio (EER)

Considerando, invece, il caso in cui l'applicazione della macchina reversibile è quella di refrigeratore, cambia l'effetto utile: l'obiettivo della macchina è quello di raffreddare l'ambiente a temperatura T_2 sottraendo calore e cedendolo all'ambiente esterno a temperatura più alta (Figura 2.10).

Refrigeratore

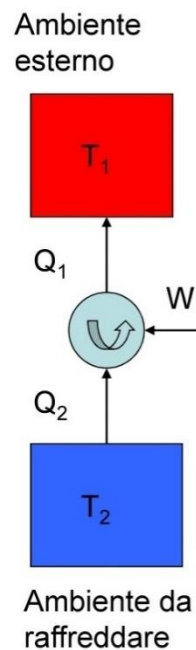


Figura 2.10: Schema del funzionamento di una macchina inversa funzionante come refrigeratore

Nella definizione del parametro di prestazione, quindi, al numeratore ci sarà Q_2 , nonché il calore sottratto diviso per il lavoro speso W . Analogamente, il valore massimo teorico del parametro di prestazione si calcolerà con riferimento al ciclo di Carnot e dipenderà dai valori di temperatura.

In questo caso, dato che ci si riferisce ad una macchina frigorifera si parla di Rapporto di Efficienza Energetica, ovvero EER (Energy Efficient Ratio); esso è un parametro che rapporta l'effetto utile frigorifero con la potenza elettrica assorbita dal compressore.

L'EER è perciò calcolato come segue:

$$EER = \frac{Q_2}{W} = \frac{Q_2}{Q_1 - Q_2} \quad (2.9)$$

da cui deriva l'equazione della massima prestazione:

$$EER_{max} = \frac{T_2}{T_1 - T_2} \quad (2.10)$$

Analogamente al COP, anche l'EER varia in funzione della differenza di temperatura tra il condensatore e l'evaporatore. In particolare, l'EER migliora quando diminuisce la temperatura di condensazione T_1 e quando si riduce la differenza di temperatura.

2.4 Classificazione delle pompe di calore a compressione in funzione del tipo di sorgente termica

Le pompe di calore possono anche essere classificate in funzione della tipologia di fluido con il quale viene scambiato il calore dalla sorgente fredda e dal pozzo caldo.

La sorgente fredda è il luogo dove la pompa di calore preleva del calore a bassa temperatura che, essendo disponibile in natura, viene definito energia rinnovabile. Mentre per anni l'energia rinnovabile era stata sempre e solo assimilata all'energia solare e a quella del sottosuolo (geotermica), nel Decreto 3 marzo 2011 n. 28 (di recepimento della Direttiva Europea 2009/28/CE sull'uso dell'energia da fonti rinnovabili) sono state inserite alcune nuove definizioni che ampliano il concetto di energia rinnovabile. Infatti, nelle definizioni di cui all'art. 2 del decreto si legge:

- a) *«energia da fonti rinnovabili»: energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrottermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas;*

- b) *«energia aerotermica»: energia accumulata nell'aria ambiente sotto forma di calore;*
- c) *«energia geotermica»: energia immagazzinata sotto forma di calore nella crosta terrestre;*
- d) *«energia idrotermica»: energia immagazzinata nelle acque superficiali sotto forma di calore.*

Per questo motivo le pompe di calore vengono anche definite come:

- Pompa di calore aerotermica, se la sorgente è aria;
- Pompa di calore idrotermica, se la sorgente è acqua;
- Pompa di calore geotermica, se la sorgente è terreno.

Nella classificazione delle pompe di calore vengono utilizzati spesso due termini: il primo si riferisce sempre alla sorgente fredda (come visto sopra), il secondo sempre al pozzo caldo. Quindi, le pompe di calore possono essere:

- aria-aria;
- aria-acqua;
- acqua-acqua;
- terreno-acqua [26].

2.4.1 Sorgente aria

L'aria esterna è una fonte di energia illimitata e sempre disponibile, il che rende le pompe di calore ad aria particolarmente vantaggiose grazie alla loro semplicità di installazione e utilizzo. Tuttavia, questa soluzione presenta degli svantaggi, il principale dei quali è l'elevata variabilità della temperatura dell'aria esterna; infatti, quando la temperatura esterna scende, l'efficienza della pompa di calore diminuisce.

Conviene, quindi, installare questa tipologia di pompe di calore in un clima mite dove, in inverno, la temperatura esterna non si abbassi troppo. Come criterio

generale si potrebbe dire che è preferibile installare questo tipo di macchine laddove la temperatura dell'aria non scende mai sotto i $+6\text{ }^{\circ}\text{C}$ (oggi sono disponibili pompe di calore in grado di funzionare sino a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$) [25].

La riduzione dell'efficienza è legata anche al problema della formazione di brina sull'evaporatore quando la temperatura scende sotto 0°C . Il vapore acqueo nell'aria, in questo caso, condensa e si trasforma in ghiaccio riducendo così l'efficienza dello scambiatore e ostacolando lo scambio termico tra l'aria e l'evaporatore. Per rimediare, si utilizza un ciclo di sbrinamento che inverte il funzionamento della macchina, aumentando la temperatura intorno allo scambiatore per sciogliere il ghiaccio e sottraendo calore all'ambiente caldo. Tuttavia, questo processo riduce l'efficienza complessiva, poiché la macchina consuma energia elettrica senza produrre calore utile [22].

Le **pompe di calore aria-aria** (Figura 2.11), sono costituite da un'unità esterna e una o più unità interne. L'unità interna è il diffusore che realizza l'effetto utile della macchina: prelevare calore dall'ambiente interno (evaporatore) in estate e cedere calore all'interno (condensatore) in inverno. L'unità esterna, invece, espelle il calore all'esterno nella modalità estiva, mentre nel periodo invernale lo preleva dall'esterno. Durante il funzionamento estivo, l'unità esterna viene denominata moto-condensante poiché contiene il gruppo motore-compressore e il condensatore; mentre durante quello invernale viene chiamata moto-evaporante, in quanto ospita il gruppo motore-compressore e l'evaporatore.

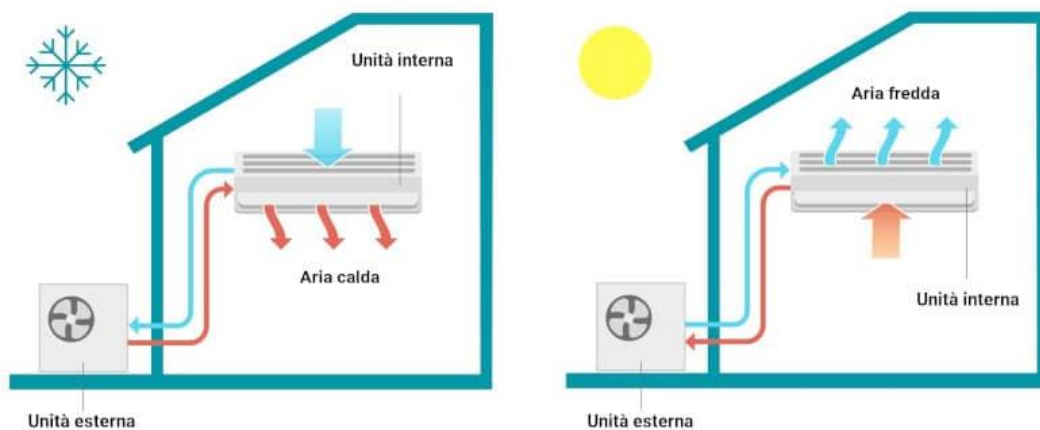


Figura 2.11: Funzionamento pompa di calore aria-aria in riscaldamento e raffrescamento [27]

Questa tecnologia offre la possibilità di una commutazione stagionale, ossia l'inversione del ciclo termodinamico, che avviene all'interno della macchina attraverso un sistema di valvole che modifica la circolazione del fluido refrigerante tra le unità interne ed esterne, collegate tramite tubazioni. Entrambe le unità, essendo dotate di ventilatori sia sul lato condensatore che evaporatore, possono causare problemi di comfort acustico a causa della rumorosità, così come il compressore posto, di solito, nell'unità esterna. L'ampia diffusione di questa tecnologia è stata favorita dall'adozione dell'inverter, che consente una gestione più efficiente del consumo energetico ed elettrico, regolando la potenza assorbita dal compressore per mantenere il comfort termico all'interno dell'edificio.

Le **pompe di calore aria-acqua** (Figura 2.12), sono macchine che producono acqua calda in funzionamento di pompa di calore e refrigerata in funzionamento di macchina frigorifera, che funge in questo caso da fluido termovettore. Sono quindi accoppiate ad un sistema idronico di distribuzione del calore all'interno dell'ambiente che lo trasferisce per mezzo di terminali di scambio. In entrambi i casi l'ambiente esterno con cui la macchina scambia calore è costituito dall'atmosfera.

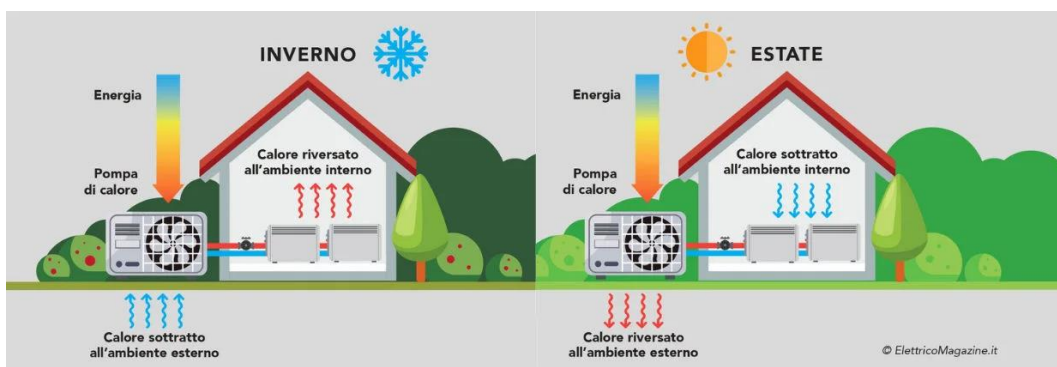


Figura 2.12: Funzionamento pompa di calore aria-acqua in riscaldamento e raffrescamento [28]

2.4.2 Sorgente acqua

Una pompa di calore ad acqua, o idrotermica, utilizza l'acqua come sorgente rinnovabile a bassa entalpia, sfruttando il vantaggio che essa, generalmente,

mantiene una temperatura relativamente costante. Le sorgenti d'acqua possono essere diverse: l'acqua di mare rappresenta un'ottima sorgente termica, così come l'acqua di laghi o fiumi. In questi casi, l'impianto deve essere situato vicino a un grande corpo idrico superficiale.

In assenza di tali condizioni, un'alternativa è l'uso dell'acqua di falda come sorgente termica, prelevandola dal sottosuolo. Tuttavia, poiché l'acqua di falda è una risorsa preziosa, spesso utilizzata come principale fonte di acqua potabile, il suo utilizzo è soggetto a regolamentazioni specifiche in quanto il suo impiego per pompe di calore, rientra negli usi industriali e richiede un'autorizzazione. Un aspetto cruciale riguarda la gestione dell'acqua di falda dopo averla prelevata dal pozzo (pozzo di presa) e impiegata per lo scambio termico; a questo punto, esistono tre possibili opzioni:

- re immissione in falda: ciò richiede la costruzione di un secondo pozzo (pozzo di immissione). È fondamentale che il pozzo di presa e quello di immissione siano distanziati a sufficienza per evitare un cortocircuito;
- scarico in corpi idrici superficiali: l'acqua, dopo essere stata utilizzata, può essere scaricata in corpi idrici superficiali, rispettando i limiti di temperatura previsti dalla normativa tra l'acqua prelevata e quella reimpressa;
- scarico in fognatura: in alternativa, l'acqua può essere scaricata nella rete fognaria, trattandola come acqua reflua. Tuttavia, questa opzione comporta dei costi aggiuntivi di smaltimento.

La pompa di calore ad acqua offre vantaggi energetici, grazie all'uso di scambiatori più efficienti, alla temperatura costante della sorgente termica, che garantisce un coefficiente di prestazione superiore, e all'assenza di sbrinamento. Tuttavia, presenta numerosi vincoli normativi e autorizzativi, oltre a una maggiore complessità nella realizzazione dell'impianto, che comporta un investimento più elevato rispetto alle pompe di calore ad aria. Questo aumento dei costi è dovuto a vari fattori:

- variabilità stagionale della portata, nel caso in cui si usi come sorgente termica l'acqua dei fiumi;

- l'uso dell'acqua di mare, che a causa dell'elevata salinità può provocare corrosione, richiedendo l'impiego di materiali pregiati come scambiatori di calore in titanio;
- la necessità di realizzare un sistema di prelievo e scarico dell'acqua, che comporta l'impiego di una potenza di pompaggio maggiore e una manutenzione più frequente dei filtri di depurazione.

Le **pompe di calore acqua-acqua** (Figura 2.13) sono per molti versi una delle soluzioni migliori per una serie di vantaggi evidenziati precedentemente. Di contro presentano anche la sfida di gestire lo smaltimento del calore durante il funzionamento estivo e il suo prelievo in inverno. In base alla soluzione adottata, si distinguono in due tipologie: pompe di calore a "circuito aperto", che sfruttano l'acqua di superficie o di falda, e pompe di calore a "circuito chiuso" con sonde geotermiche, dove l'acqua funge da fluido termovettore.

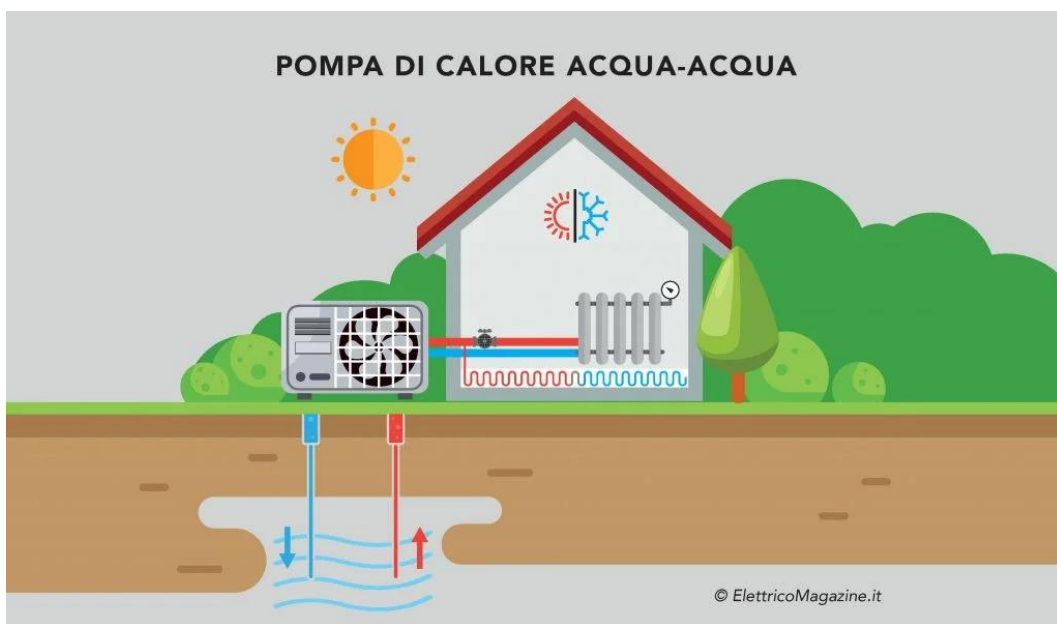


Figura 2.13: Funzionamento pompa di calore acqua-acqua con acqua di falda [28]

2.4.3 Sorgente geotermica

Una pompa di calore geotermica (GSHP - Ground Source Heat Pump) utilizza il terreno come sorgente termica a bassa entalpia, utilizzando l'energia termica

presente negli strati superficiali del suolo tramite un sistema di sonde. La temperatura del terreno è influenzata significativamente dagli scambi termici con l'ambiente esterno, come la dissipazione di calore verso l'aria e il cielo, o l'energia fornita dalla radiazione solare. Lo strato superficiale del terreno, fino a circa 15 metri di profondità, risente di questi scambi; l'energia sfruttata con questa tecnologia è quindi una combinazione in parte di energia geotermica vera e propria, proveniente dal nucleo caldo della Terra, e in parte di energia solare accumulata nel suolo (Figura 2.14) [22].

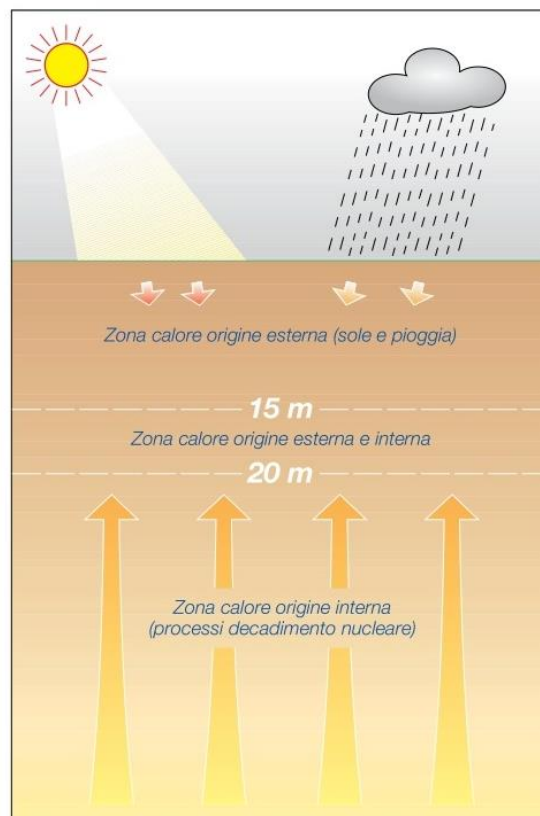


Figura 2.14: Fonti di energia accumulata nel terreno [29]

Il calore dell'ambiente influenza solo lo strato più superficiale della crosta terrestre e perde rilevanza già oltre i 20 m di profondità. Oltre questa profondità, la temperatura della terra si attesta intorno ai 13-15 °C fino a circa 100 m per tutto l'anno; oltre questa profondità diviene influente il gradiente geotermico dovuto al calore proveniente dal centro della terra, con una crescita di temperatura di 30 °C ogni 1000m, come viene mostrato in Figura 2.15 [30].

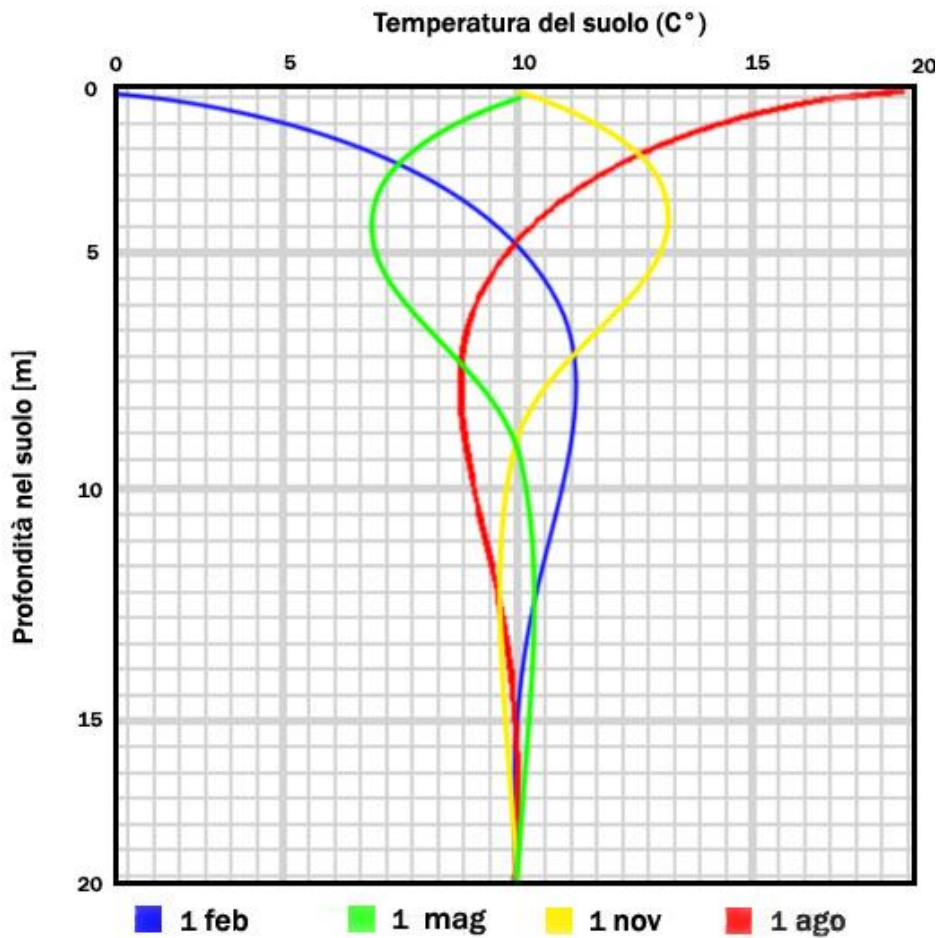


Figura 2.15: Andamento della temperatura del terreno in funzione della profondità [31]

La conoscenza dell'andamento temporale della temperatura del terreno è cruciale per quantificare lo scambio termico tra l'acqua che scorre nelle sonde e il suolo, permettendo così di determinare le prestazioni del sistema. Il grafico riportato in Figura 2.16 illustra la variabilità della temperatura del sottosuolo in relazione alle ore progressive dell'anno, evidenziando che l'oscillazione annuale della temperatura del terreno diminuisce con l'aumentare della profondità. Infatti, a partire da circa 10 metri di profondità, la temperatura rimane praticamente costante per tutto l'anno [22].

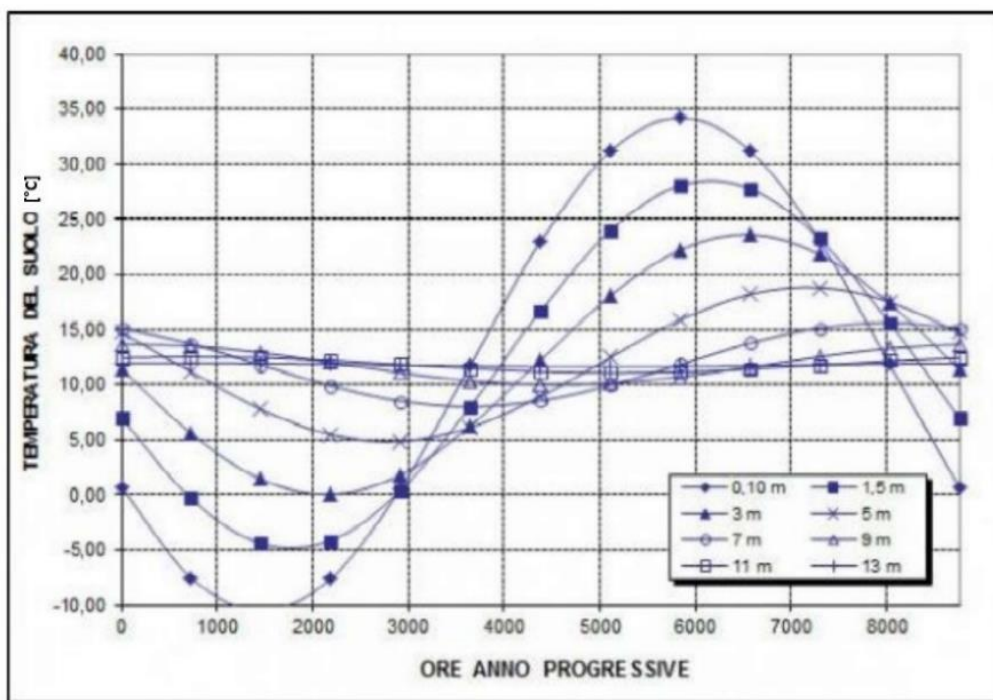


Figura 2.16: Andamento della temperatura del suolo superficiale a diverse profondità in funzione del tempo [32]

È evidente che il principale vantaggio di un sistema che utilizza il terreno come sorgente termica risiede nella sua capacità di mantenere temperature pressoché costanti durante tutto l'anno. Questo si traduce in una disponibilità continua di calore da sfruttare, garantendo così elevate efficienze nelle pompe di calore [26].

Nei sistemi di pompa di calore geotermica, si impiega un fluido termovettore, generalmente composto da acqua e glicole etilenico antigelo, per prevenire la rottura delle tubazioni. La circolazione di questo fluido avviene in un circuito chiuso, isolato dalla falda acquifera, attraverso lo scambiatore esterno della pompa di calore [25].

Le architetture per il sistema chiuso di circolazione del fluido termovettore variano in base alle geometrie dei collettori, o sonde, utilizzati per lo scambio termico. A differenza dei sistemi a circuito aperto, che impiegano pozzi per la presa e restituzione dell'acqua, i sistemi a circuito chiuso possono utilizzare sonde immerse in corpi idrici superficiali. Le sonde, fondamentali per estrarre o cedere calore, possono essere di tre tipologie: verticali, orizzontali e a spirale (slinky). Le sonde verticali, realizzate mediante pozzi, sono le più comuni, mentre quelle orizzontali sono meno profonde, consistendo in trincee di circa 2 metri di profondità [22].

L'installazione di sonde orizzontali (Figura 2.17), che operano a bassa profondità, utilizza scambiatori in materiale plastico con una profondità di posa compresa tra 0,8 e 4 metri e, rispetto alle sonde verticali, presentano un minore impatto ambientale e costi di realizzazione inferiori. Tuttavia, richiedono ampie superfici per lo sviluppo, comportando un maggior utilizzo di materiale a causa della lunghezza delle tubazioni. Gli scavi possono essere effettuati a sbancamento o a trincea, con quest'ultima opzione risultando più conveniente e meno costosa, consentendo una maggiore profondità di posa e temperature più elevate del fluido di scambio. È fondamentale posizionare gli scambiatori in aree aperte, senza costruzioni o ostacoli, per massimizzare l'apporto di calore dall'ambiente esterno [29].

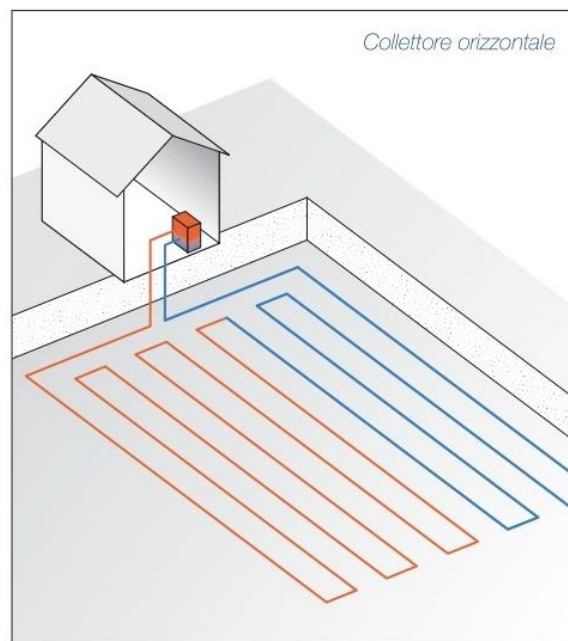


Figura 2.17: Pompa di calore geotermica con sonde a sviluppo orizzontale [33]

Gli scambiatori a spirale slinky, simili alle sonde orizzontali, sono costituiti da tubazioni in polietilene disposte nel terreno in spirali sovrapposte. Questo design consente di ridurre le superfici complessive di sviluppo rispetto agli scambiatori orizzontali. Le tubazioni vengono interrate a una profondità di 1-1,5 metri con scavo a sbancamento e fino a 1-2,5 metri con scavo a trincea. Inoltre, all'interno di trincee, gli scambiatori possono essere posizionati sia orizzontalmente che verticalmente per ottimizzare lo scambio termico (Figura 2.18) [34].

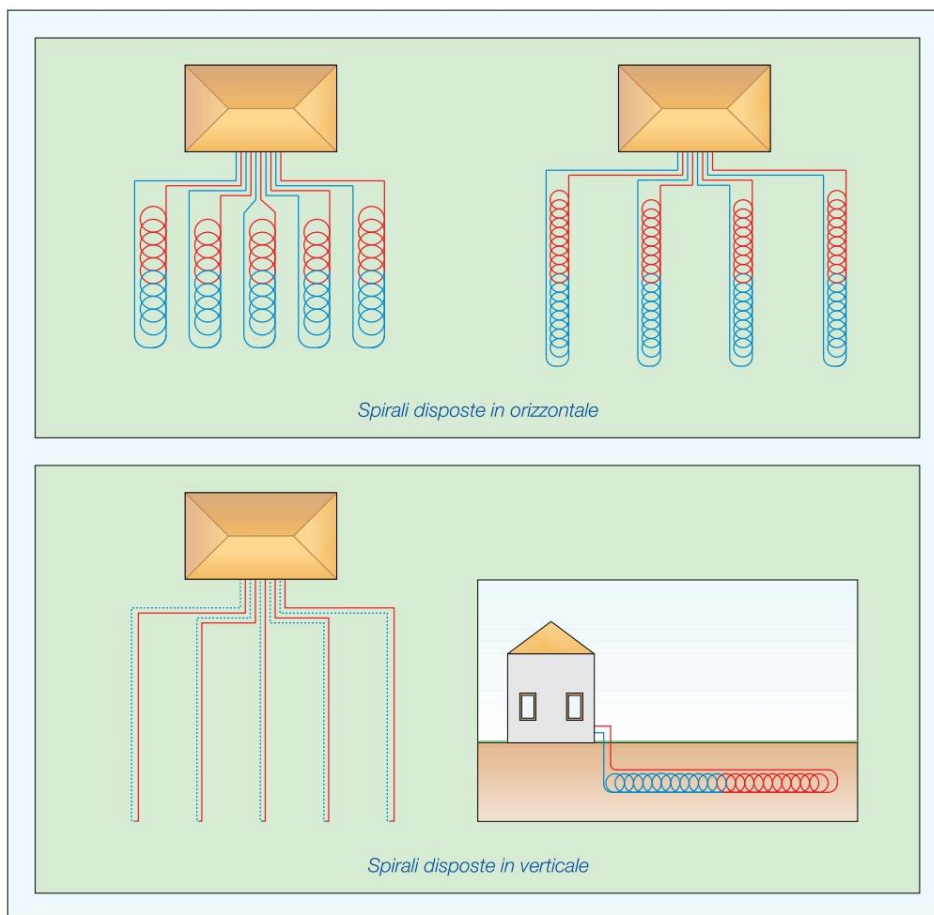


Figura 2.18: Sonde geotermiche a spirale disposte in orizzontale e in verticale [29]

Quando la disponibilità di superficie è ridotta, si opta per le sonde verticali (Figura 2.19), che consistono in tubi installati verticalmente fino a profondità di 100-120 metri, con possibilità di scendere oltre i 200 metri. Queste sonde vengono posizionate in fori di diametro compreso tra 100 e 200 mm, nei quali si inseriscono uno o due circuiti a U realizzati in tubi in polietilene ad alta resistenza (DN 32-40), oppure tubi coassiali. Dopo la posa, lo spazio vuoto tra le pareti dei fori e i tubi viene riempito con una miscela di cemento e sostanze inerti, spesso cemento e bentonite, per garantire un buon contatto e scambio termico. Le sonde devono essere installate a una distanza minima di 4-5 metri dagli edifici e almeno 8 metri tra di loro per evitare interferenze termiche che potrebbero compromettere l'efficienza del sistema [29].

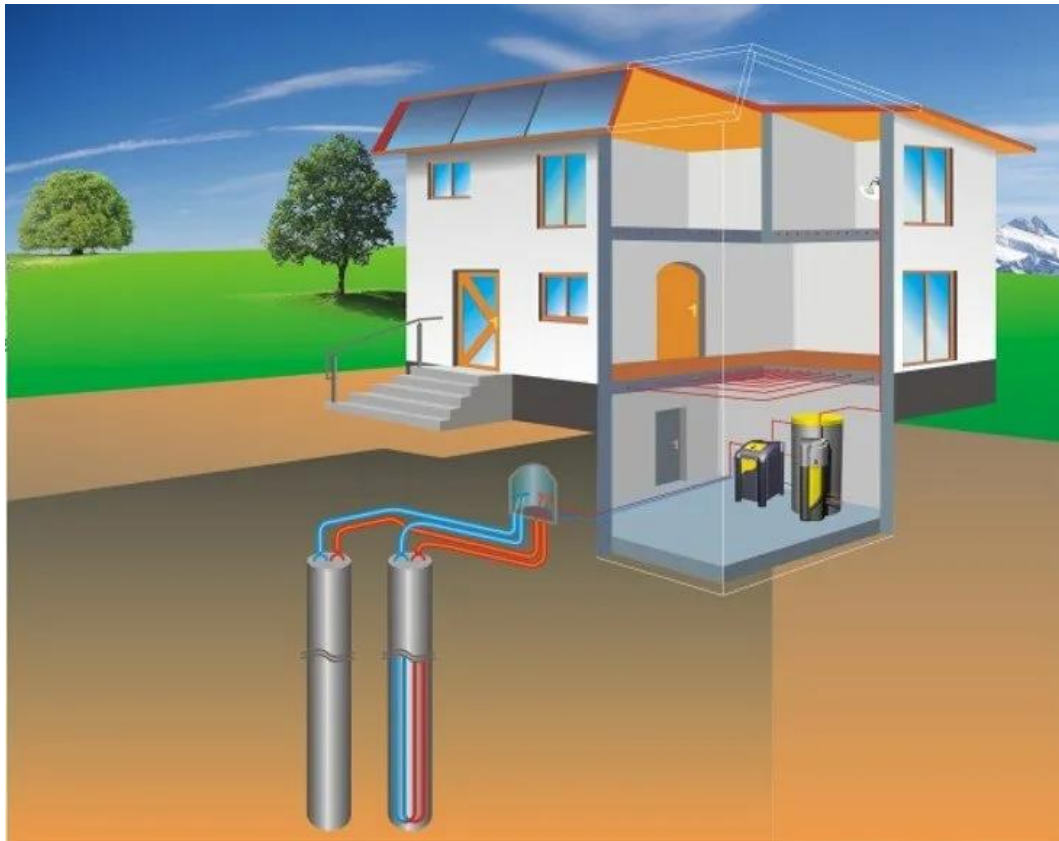


Figura 2.19: Sonde geotermiche a pozzo verticale [35]

2.5 Vantaggi nell'utilizzo delle pompe di calore

Il mondo sta progressivamente orientandosi verso l'eliminazione dei sistemi a combustione fossile, e le pompe di calore rappresentano un'alternativa efficace per il riscaldamento, il condizionamento e la produzione di acqua calda sanitaria. Questo avviene grazie al risparmio di energia primaria e alla conseguente riduzione delle emissioni nocive. In questa prospettiva, vengono presentate di seguito delle valutazioni economiche ed energetiche che confrontano la tecnologia tradizionale della caldaia a gas con quella delle pompe di calore, al fine di comprendere in quali situazioni sia più vantaggioso utilizzare quest'ultima, mantenendo lo stesso livello di efficienza.

2.5.1 Confronto economico tra pompa di calore e caldaia

Si considera una caldaia tradizionale a gas naturale ed una pompa di calore. Si vuole determinare il COP minimo che dovrà avere un'ipotetica pompa di calore affinché l'acquisto di energia elettrica connesso all'uso della stessa convenga da un punto di vista economico rispetto all'acquisto di gas naturale per alimentare la caldaia.

Per il gas naturale si considera un potere calorifico inferiore pari a $9,6 [kWh/Sm^3]$ e un costo di un metro cubo di gas naturale di circa $0,72 [€/Sm^3]$. Per la caldaia tradizionale si considera un rendimento pari a $\eta_b = 0,9$.

Da un punto di vista energetico, si può valutare il costo del singolo kWh termico del combustibile generato dalla caldaia come segue:

$$1 kWh_{t,comb} = \frac{0,72 [€/Sm^3]}{9,6 [kWh/Sm^3] * 0,9} = 0,083 [€/kWh_{t,comb}] \quad (2.11)$$

Per cui, il costo dell'energia termica utilizzando una caldaia risulta essere pari a:

$$C_{Et,comb} = 83 [€/MWh_{t,comb}]$$

Si determina adesso il costo del kWh termico utilizzando una pompa di calore. Per l'energia elettrica si considera un costo medio del singolo kWh di circa $0,25 [€/kWh]$. Si assume, inoltre, che la pompa di calore abbia un coefficiente di prestazione, COP, medio di 3,5.

$$1 kWh_{t,pdc} = \frac{0,25 [€/kWh]}{3,5} = 0,07 [€/kWh_{t,pdc}] \quad (2.12)$$

Quindi il costo dell'energia termica da pompa di calore sarà pari a:

$$C_{Et,pdc} = 70 [€/MWh_{t,pdc}]$$

Per determinare un vantaggio economico, si deve valutare quando il costo dell'energia termica da pompa di calore sia minore di quello con combustibile; al tal fine si lascia libero di variare il COP e si valuta quest'ultimo quando $C_{Et,pdc} < C_{Et,comb}$. Per cui, per avere un vantaggio economico, il COP dovrà essere maggiore del rapporto tra il costo dell'energia elettrica ed il costo dell'energia termica del combustibile:

$$COP > \frac{C_{EE}}{C_{Et,comb}} = \frac{250 [\text{€/MWh}]}{83 [\text{€/MWh}]} = 3 \quad (2.13)$$

2.5.2 Confronto energetico tra pompa di calore e caldaia

Un altro aspetto da considerare, nel confronto fra caldaia tradizionale e pompa di calore, è quello energetico. Per cui si stabilirà quando, a parità di effetto utile, conviene utilizzare la pompa di calore, determinando un valore minimo di convenienza del coefficiente di prestazione.

A tal fine si deve fare una valutazione di tipo energetico: l'effetto utile è quello di produrre una certa potenza termica, \dot{Q}_c , che può essere generata con entrambe le tecnologie, ed in particolare per la pompa di calore:

$$\dot{Q}_c = COP * P_{el} \quad (2.14)$$

La potenza elettrica che alimenta la pompa di calore verrà prelevata dalla rete, per cui si dovrà considerare il rendimento medio del parco di produzione energetica italiano, nonché il rendimento medio del Sistema Elettrico Nazionale, η_{el} , pari a 0,458. A sua volta questa potenza elettrica sarà prodotta in una centrale ed immessa in rete, per cui al rendimento elettrico si moltiplica la portata di combustibile per la produzione di energia elettrica, $m_{b,el}$, per il potere calorifico inferiore H_i .

$$\dot{Q}_c = COP * \eta_{el} * m_{b,el} * H_i \quad (2.15)$$

Se si fosse prodotta la stessa potenza termica \dot{Q}_c tramite una caldaia tradizionale, si sarebbe considerato il rendimento della caldaia η_b , la portata di combustibile $m_{b,comb}$ per far avvenire la combustione ed H_i e si avrebbe:

$$\dot{Q}_c = \eta_b * m_{b,comb} * H_i \quad (2.16)$$

Ipotizzando che i combustibili abbiano più o meno lo stesso valore di H_i , allora, uguagliando le due equazioni, si ha:

$$\dot{Q}_c = COP * \eta_{el} * m_{b,el} * H_i = \eta_b * m_{b,comb} * H_i \quad (2.17)$$

Adesso si deve valutare quando il valore di $m_{b,el}$ è minore del valore di $m_{b,comb}$; cioè, quand'è che da un punto di vista energetico si consuma meno a prelevare energia elettrica e trasformarla in calore rispetto ad utilizzare un combustibile che brucia. Dall'equazione precedente si ha che:

$$m_{b,el} < m_{b,comb} \Leftrightarrow COP * \eta_{el} > \eta_b \quad (2.18)$$

Per cui, considerando un rendimento della caldaia pari a 0,9 si avrà che:

$$COP > \frac{\eta_b}{\eta_{el}} = \frac{0,9}{0,458} = 1,96 \quad (2.19)$$

Quindi da un punto di vista energetico e ambientale, conviene adoperare pompe di calore che presentano un COP maggiore di 1,96, cosa molto comune con le attuali pompe di calore. Inoltre, considerando le moderne caldaie a condensazione risulta ragionevole attribuire loro un rendimento medio del 100%, per cui il COP minimo di convenienza di utilizzo di una pompa di calore aumenta a 2,18.

2.6 Limiti delle pompe di calore

I limiti caratteristici delle pompe di calore a condensazione ad aria o ad acqua derivano dal fatto che esse sono fortemente condizionate dalla temperatura della sorgente calda o fredda. Le rese inserite nei dati di targa della macchina sono, infatti, riferite a condizioni operative standard che non considerano variazioni di temperatura.

Il principale limite delle pompe di calore risiede nel fatto che la temperatura dell'acqua calda prodotta con le tecnologie attuali è piuttosto bassa e il loro utilizzo per il riscaldamento degli ambienti risulta quindi limitato; anche se negli ultimi tempi si trovano in commercio pompe di calore che presentano una temperatura dell'acqua calda prodotta elevata ma a un costo superiore e con performance (COP) limitate. Infatti, al crescere della temperatura di condensazione corrisponde un significativo calo della resa dell'impianto.

Inoltre, ai fini della produzione di acqua calda sanitaria, l'uso delle pompe di calore risulta ulteriormente critico. Avere una temperatura di mandata dell'ACS bassa, genera dei discomfort all'utente finale ed inoltre, non permette il trattamento igienico necessario per tutelarsi dal rischio di Legionella. Risulta, quindi, necessario dotarsi di un altro sistema aggiuntivo che consenta la soppressione di tali batteri portando la temperatura dell'acqua a valori elevati di circa 70 °C, a discapito di una diminuzione del COP. Per evitare questo problema, è ormai comune integrare nei sistemi a pompa di calore un serbatoio di accumulo, in cui viene immagazzinata l'acqua proveniente dalla rete idrica. All'interno del serbatoio si trova una serpentina di scambio termico che trasporta l'acqua calda generata dalla pompa di calore. Per aumentare ulteriormente la temperatura dell'acqua sanitaria, è possibile dotare questi serbatoi di resistenze elettriche ausiliarie, sebbene ciò comporti un aumento dei consumi energetici. Di solito, però, gli accumuli sono equipaggiati con una seconda serpentina collegata a un sistema di collettori solari, sfruttando così energia rinnovabile per riscaldare l'acqua. In questo modo si garantiscono temperature abbastanza elevate da prevenire il rischio di formazione della Legionella.

La resa di una pompa di calore è, inoltre, condizionata dalla temperatura della sorgente fredda da cui si preleva il calore e dalla quale dipende la temperatura

all'evaporatore: più questa temperatura è bassa più la resa del sistema diminuisce, in quanto aumenta il lavoro di compressione per portare il fluido frigorifero alla temperatura fissata di condensazione. Infatti, ad esempio, per le pompe di calore acqua-acqua, ove non sia possibile o conveniente accingere a grossi corpi idrici superficiali o pozzi di acqua di falda, esistono delle soluzioni complementari: in ambito industriale, qualora fosse disponibile, è possibile utilizzare flussi d'acqua preventivamente utilizzata per il raffreddamento, ad esempio di processi produttivi. Così operando, si ottiene una temperatura della sorgente fredda non solo stabile e poco variabile ma anche non troppo bassa.

Per aumentare il rendimento energetico del sistema si necessita, quindi, di produrre acqua calda alla temperatura più bassa possibile, compatibilmente con l'uso che ne se farà, e sfruttare la sorgente fredda alla temperatura più calda possibile.

Capitolo 3 Implementazione pratica di una strategia di decarbonizzazione con pompa di calore: Caso studio

3.1 Inquadramento del caso studio

Il caso studio, che si presta ad analizzare, riguarda un fabbricato situato nel Comune di Settimo Torinese in provincia di Torino (TO), e consiste in una palazzina adibita a uso uffici. Il profilo di occupazione prevede un'attività, all'interno dello stabilimento, suddivisa su tre turni di lavoro.

Gli spazi presenti all'interno dell'involucro sono tutti riscaldati e raffrescati.

3.2 Descrizione dello stato di fatto

In questo capitolo verrà esposto e descritto il sistema impiantistico esistente a servizio del fabbricato oggetto del lavoro di tesi.

L'impianto a servizio dell'immobile, fa capo ad uno stabilimento principale, nel quale è presente una centrale termica che, attraverso tante diramazioni, alimenta diversi fabbricati, tra cui quello in esame.

Per soddisfare il fabbisogno termico e di acqua calda sanitaria (ACS), la centrale termica di stabilimento presenta due diversi sistemi impiantistici per generare il caldo e il freddo. In Figura 3.1 è rappresentato lo schema funzionale dell'impianto esistente a servizio dell'immobile.

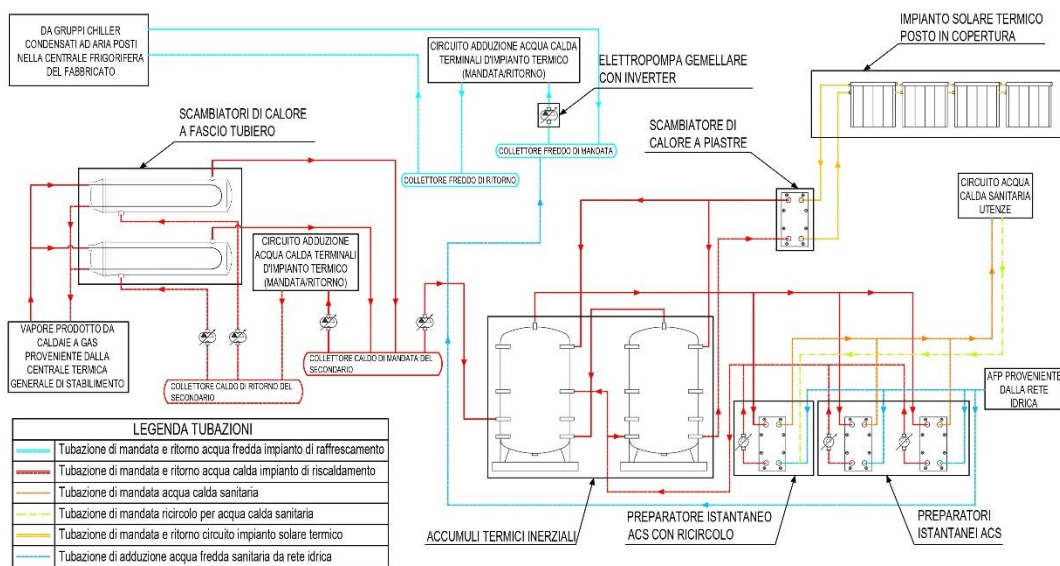


Figura 3.1: Schema funzionale del sistema di generazione esistente per riscaldamento, raffrescamento e produzione di ACS

Il **fabbisogno di calore** viene soddisfatto tramite la presenza, nella centrale termica di stabilimento, di più caldaie a gas che generano vapore ad alta pressione (6 bar) che viene usato per lo più come calore tecnologico per alimentare le macchine di processo. Da qui si diramano tante tubazioni quanti sono gli stabilimenti alimentati. Nel locale adibito a centrale termica del fabbricato sono presenti due scambiatori di calore a fascio tubiero, posti in parallelo, che svolgono la funzione di separare il circuito primario, cioè la rete di distribuzione generale proveniente dallo stabilimento principale, da quello secondario che, invece, si identifica con la rete di distribuzione propria del fabbricato in esame. Le tubazioni del secondario partono dai due scambiatori di calore e arrivano ai collettori di centrale; uno di mandata ed uno di ritorno dell'acqua calda per il riscaldamento. Dal collettore di mandata partono le diramazioni di adduzione dell'acqua calda, che alimentano i terminali dell'impianto termico; viceversa, dai terminali le diramazioni tornano al collettore di centrale di ritorno.

Per quanto concerne, invece, il **sistema di adduzione per l'ACS**, dal collettore di mandata vi è una tubazione che parte e arriva a due accumuli termici inerziali posti in serie e collegati tramite una tubazione. Nella centrale termica sono anche presenti tre preparatori istantanei di ACS posti in parallelo.

Il funzionamento complessivo dell'impianto per l'ACS può essere così descritto: dai due accumuli inerziali parte una tubazione di mandata che alimenta i tre

produttori istantanei di ACS. In questi dispositivi, l'acqua calda proveniente dagli accumuli trasferisce calore all'acqua fredda potabile proveniente dalla rete idrica, attraverso uno scambiatore di calore a piastre, presente all'interno dei produttori istantanei. L'acqua riscaldata viene poi inviata alle utenze.

Nello stabilimento è anche presente un impianto solare termico, posizionato nella copertura del fabbricato, che, tramite uno scambiatore di calore a piastre, cede calore a una parte di acqua tecnica che arriva e torna ai due accumuli inerziali.

Per **raffrescare** i locali del fabbricato, sono presenti dei gruppi di chiller condensati ad aria per produrre acqua a 7/12°C posizionati nella centrale frigorifera posta in prossimità dello stabilimento. Da qui partono due tubazioni, una di mandata e una di ripresa, che arrivano ai collettori "freddi" di centrale del fabbricato, da cui partono le diramazioni di mandata e ritorno dei terminali d'impianto.

3.3 Attuazione delle modifiche all'impianto esistente

Avendo compreso lo stato di fatto del sistema impiantistico a servizio del fabbricato, è adesso possibile fare qualche considerazione riguardo il raggiungimento dell'obiettivo prefissato, ovvero trovare una strategia di decarbonizzazione che permetta il distacco dai generatori di calore alimentati da combustibili fossili per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria del fabbricato.

Per quanto esposto precedentemente, risulta ovvio ricorrere a una elettrificazione del sistema impiantistico e ciò comporta l'ovvia conseguenza di installare un impianto a pompa di calore, e mantenere l'esistente sistema di generazione di calore come back-up. Operando in questa direzione, si vuole ottenere una riduzione dei costi, un risparmio energetico e anche un miglioramento dell'immagine aziendale nel contesto della carbon footprint (riduzione dell'impronta di carbonio).

Per il caso studio sono stati individuati più scenari al fine di determinare il sistema di generazione più efficiente, indagando tra le diverse tipologie di pompe di calore disponibili sul mercato. Tra le varie tipologie impiantistiche, la scelta è ricaduta tra

una pompa di calore acqua-acqua, con sorgente a bassa temperatura o geotermica o a recupero termico, o una pompa di calore aria-acqua.

Nei seguenti capitoli verranno analizzate le due diverse tecnologie evidenziando i vantaggi e gli svantaggi che hanno portato alla scelta di una tecnologia rispetto all'altra.

3.3.1 Pompa di calore aria-acqua

Come discusso in precedenza, le pompe di calore aria-acqua appartengono a quella tecnologia di pompe di calore che impiegano come sorgente termica l'aria esterna; per cui, se da un lato ne deriva un vantaggio di semplicità installativa e di utilizzo, dall'altro potrebbe invece, manifestarsi un grande svantaggio dovuto alla riduzione di efficienza della macchina stessa.

Scambiare calore con l'aria esterna è sempre possibile, in quanto essa è una fonte di energia illimitata e sempre disponibile; di contro questa non presenta una temperatura costante durante tutto l'anno, ma variabile. Questo incide fortemente sulle prestazioni della macchina: infatti, più la temperatura esterna si abbassa più la resa del sistema peggiora a favore del consumo della macchina.

Come mostrato in Figura 3.2, dallo stabilimento sono stati forniti i dati di temperatura dell'aria esterna monitorati dalle sonde di temperatura, dislocati in punti strategici del sistema, riferiti al periodo ottobre/21-agosto/23.

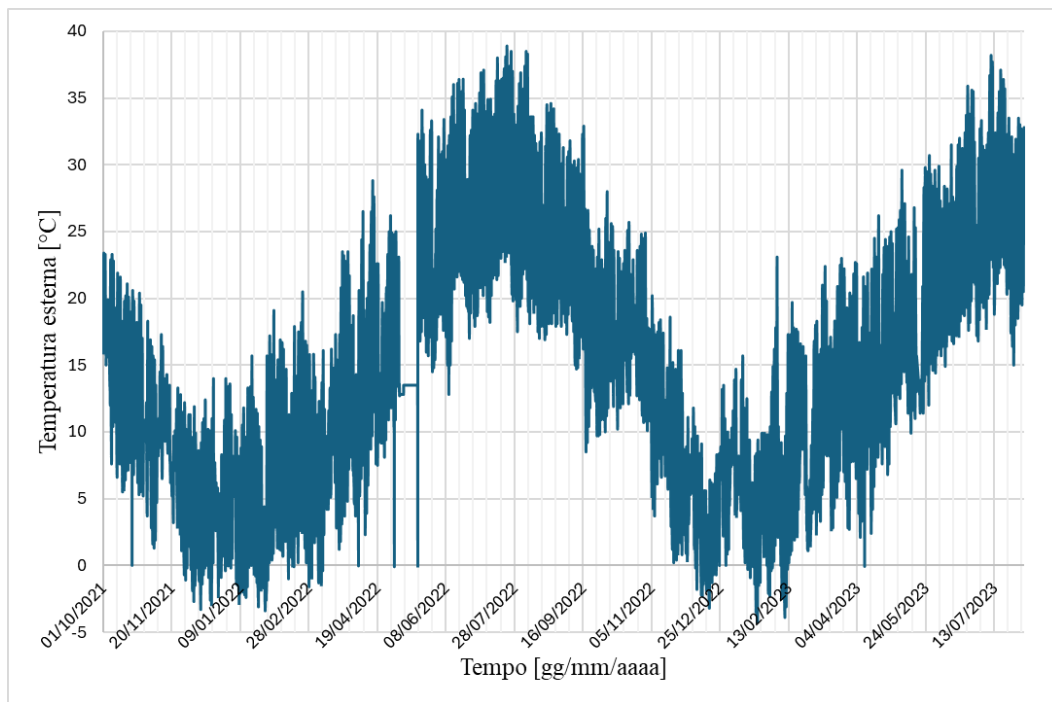


Figura 3.2: Andamento temporale della temperatura esterna per il periodo 10/21-08/23

Com'era auspicabile, il trend della temperatura dell'aria esterna rispecchia quello che è l'andamento caratteristico delle regioni del Nord Italia, ovvero segnato da una rilevante escursione termica tra il periodo invernale e quello estivo. Si nota, infatti, l'andamento oscillante della temperatura, che si abbassa notevolmente nei mesi invernali, raggiungendo temperature anche al di sotto di 0°C, per poi risalire apprezzabilmente nei mesi estivi, spingendosi fino a temperature dell'ordine dei 30/35°C.

In conclusione, data la grande variabilità della temperatura esterna, non è consigliabile installare una pompa di calore che utilizza l'aria come sorgente termica, poiché ciò ridurrebbe le prestazioni dell'impianto e aumenterebbe i consumi elettrici. Tuttavia, rispetto alla soluzione impiantistica attuale, si otterrebbe comunque una riduzione delle emissioni di gas serra. Pertanto, è vantaggioso sostituire il generatore di calore esistente con una pompa di calore, ma in questo caso non con una tecnologia aria-acqua.

3.3.2 Pompa di calore acqua-acqua

Una soluzione che riduce le emissioni e permette un risparmio energetico, anche se presenta maggior difficoltà installative, è sicuramente la tecnologia a pompa di

calore acqua-acqua. L'acqua, infatti, è una sorgente termica a temperatura costante e in particolar modo presenta una temperatura non eccessivamente bassa. Da questo ne consegue un coefficiente di prestazione elevato e un minor consumo elettrico.

Le pompe di calore di questa tipologia possono sfruttare diverse sorgenti termiche. Nel caso in esame, dopo aver consultato gli operatori dello stabilimento, è emersa la possibilità di alimentare la PdC idrotermica attraverso il recupero termico da cascami industriali.

Nello stabilimento è presente, infatti, una linea di raffreddamento dell'acqua di processo tramite torri evaporative, dove l'acqua entra a circa 25°C ed esce a 20°C. Tale acqua di processo, con una temperatura stabile e non troppo bassa, si presta bene come sorgente termica per lo scambio di calore. Si è, perciò, deciso di sfruttarla per questo scopo.

Per garantire la continuità del servizio, e per separare il lato primario, quello dell'acqua di scarto di processo, dal secondario, ovvero quello del nuovo impianto, si è convenuto installare tre scambiatori di calore a piastre collegati idraulicamente a tre pompe di calore acqua-acqua poste in parallelo.

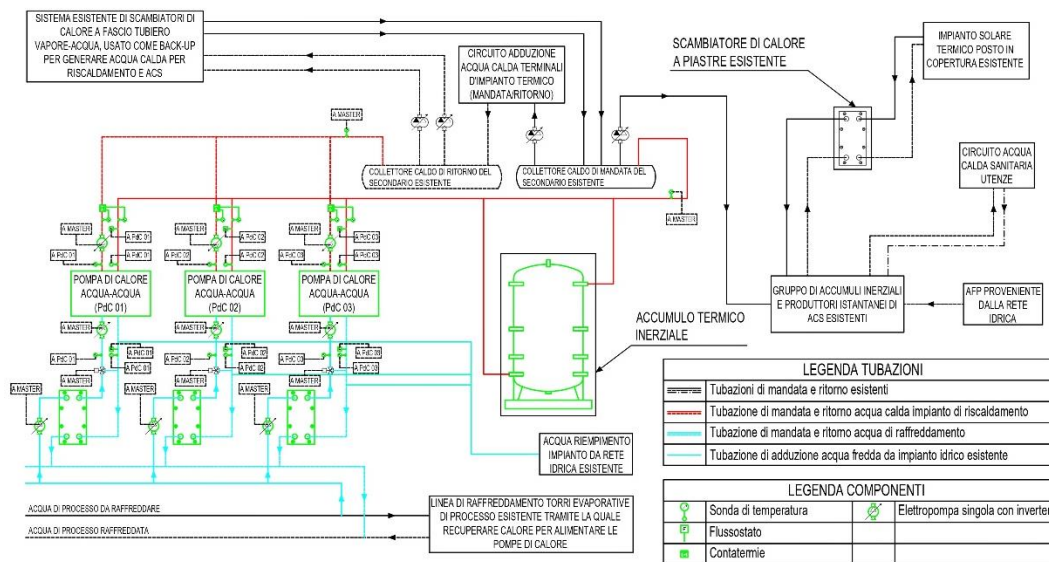


Figura 3.3: Schema funzionale del sistema di generazione di nuova installazione per riscaldamento e ACS

Il nuovo impianto per il riscaldamento e l'ACS, illustrato in Figura 3.3, risulta così composto: dalla linea di raffreddamento delle torri evaporative esistenti, si

diramano due tubazioni: una di mandata a 25°C, e una di ritorno a 20°C. Queste raggiungeranno il primario dei tre scambiatori di calore, e riscaldano l'acqua del lato secondario, proveniente dalla rete idrica esistente, da 17°C a 22°C. L'acqua a 22°C scambierà calore nell'evaporatore delle tre pompe di calore e ve ne uscirà a circa 17°C, per poi tornare allo scambiatore di calore. Le PdC produrranno acqua calda a 75°C che, tramite le diramazioni di mandata, andranno in parte a un accumulo termico inerziale di nuova installazione, e in parte direttamente al collettore di centrale dal quale partono le tubazioni che alimentano i terminali d'impianto e la produzione di ACS. Dall'accumulo inerziale di nuova installazione ci sarà una tubazione di mandata che convergerà nella mandata delle pompe di calore e, dal collettore di centrale, ci sarà una nuova tubazione di ritorno alle pompe di calore.

La regolazione dell'impianto è gestita da una centralina di controllo principale, o master, che monitora e regola tutte le elettropompe singole dotate di inverter e comanda l'apertura delle valvole di miscelazione a tre vie. Nei rami principali di mandata e ritorno dell'impianto sono installate due sonde di temperatura, collegate alla centralina. In base ai valori rilevati, la centralina regola l'inverter delle elettropompe per assicurare una portata adeguata e controlla la quantità di acqua da miscelare nelle valvole a tre vie, garantendo così la temperatura ottimale per il corretto funzionamento dell'impianto. Nelle tubazioni di mandata e ritorno sono previste delle sonde di temperatura collegate alle relative pompe di calore che, a seconda delle misure rilevate, modificano la temperatura lato condensatore e lato evaporatore, con l'obiettivo di avere il giusto salto termico tra mandata e ritorno. Vi sono anche dei flussostati collegati alle pompe di calore che hanno il compito di misurare il flusso d'acqua che transita nelle tubazioni; nel caso in cui il valore di portata rilevato fosse inferiore rispetto a quello di progetto spegne immediatamente la pompa di calore per questioni di sicurezza.

Per avere una contabilizzazione diretta dell'energia termica prodotta e quindi consumata, nelle tubazioni di ritorno delle tre PdC sono stati installati dei contatori di energia termica ad ultrasuoni: questi risultano composti da due sonde di temperatura, termoresistenze, poste una nella tubazione di mandata e una in quella di ritorno, e da un misuratore di portata ad ultrasuoni. L'unità di calcolo del

contatore raccoglie i tre segnali, li elabora e restituisce il valore della potenza termica che integra per ottenere quello dell'energia termica.

3.4 Calcolo del fabbisogno energetico dell'edificio

Una volta definito il nuovo impianto, non rimane che dimensionarlo definendo, quindi, il fabbisogno di energia per riscaldamento, tramite la firma energetica del fabbricato, e quello per la produzione di acqua calda sanitaria.

3.4.1 Analisi dei dati in input

Per la definizione dei carichi termici dallo stabilimento è stata fornita la curva di consumo di calore per riscaldamento e ACS, dal 1° ottobre 2021 al 30 settembre 2022 e quella dal 4 agosto 2022 al 3 agosto 2023. I dati in input di consumo sono stati rilevati dai misuratori di portata, presenti nella centrale termica dello stabilimento, sottoforma di chilogrammi di vapore con cadenza di 14 minuti.

Al fine di svolgere una valutazione appropriata per il dimensionamento della taglia della macchina termica da installare, risulta necessario trasformare i chilogrammi di vapore consumati in potenza termica effettivamente consumata. Per far ciò, si è preso da letteratura un rendimento termico dello scambiatore di calore vapore-acqua calda pari a 0,9. Inoltre, è stato calcolato un coefficiente di conversione energetica del vapore per tenere conto del salto entalpico del vapore a 22 bar(g) pari a $0,662 \text{ MWh/ton vap}$. Quando il vapore saturo prodotto in centrale termica ad alta pressione e temperatura entra nello scambiatore, cede calore all'acqua del secondario; cedendo questa quantità di calore latente, il vapore saturo subisce una trasformazione di stato e uscirà sottoforma di condense sature. Il coefficiente di conversione energetica, si basa sulle proprietà termodinamiche del vapore saturo a 22 bar(g) e quelle stimate delle condense, considerate come fluido liquido saturo a pressione atmosferica, riportate in Tabella 3.1.

	u. d. m.	Simbolo	Valore
Pressione vapore	[bar(g)]	p_{vap}	22
Temperatura vapore saturo	[°C]	T_{vap}	217
Entalpia vapore saturo	[kJ/kg]	h_{vap}	2757
Pressione condense	[bar]	p_{cond}	1
Temperatura condense	[°C]	T_{cond}	99
Entalpia condense	[kJ/kg]	h_{cond}	417

Tabella 3.1: Proprietà termodinamiche del vapore saturo e delle condense

Il fattore di conversione del vapore viene, quindi, calcolato mediante la seguente formula:

$$f_{vap} = \frac{h_{vap} - h_{cond}}{3600} = 0,662 \text{ MWh/ton vap} \quad (3.1)$$

Inoltre, dagli operatori dello stabilimento, è stato riferito che ad aprile 2022 sono stati svolti dei lavori di manutenzione sugli impianti e cambiamenti gestionali che hanno portato ad una riduzione di consumo. Guardando al periodo da ottobre 2021 ad aprile 2022, si è stimato che il consumo sia diminuito di circa 80 kW termici, rispetto a quello che sarebbe stato necessario per soddisfare il fabbisogno energetico attuale. Dopo aver modificato i dati in input, con queste assunzioni, sono stati elaborati i trend dei consumi di potenza termica effettivi per riscaldamento e produzione di ACS, avendo avuto cura di “pulirli” da eventuali valori spuri o non coerenti. Questi sono riportati in Figura 3.4 e Figura 3.5.

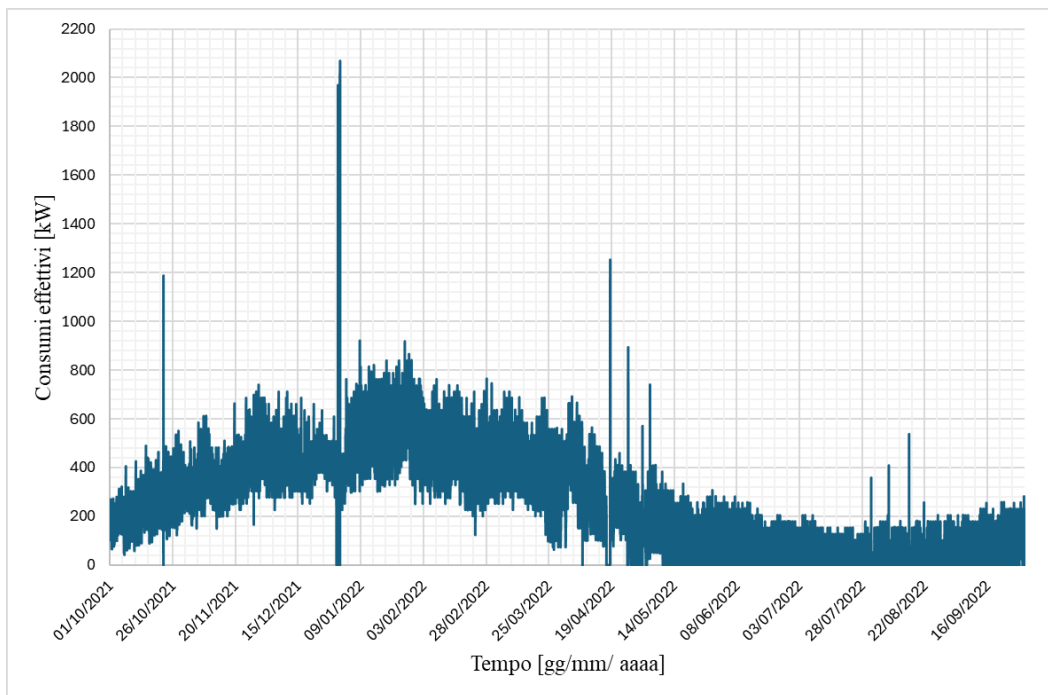


Figura 3.4: Trend dei consumi termici effettivi nel periodo 10/21-09-22

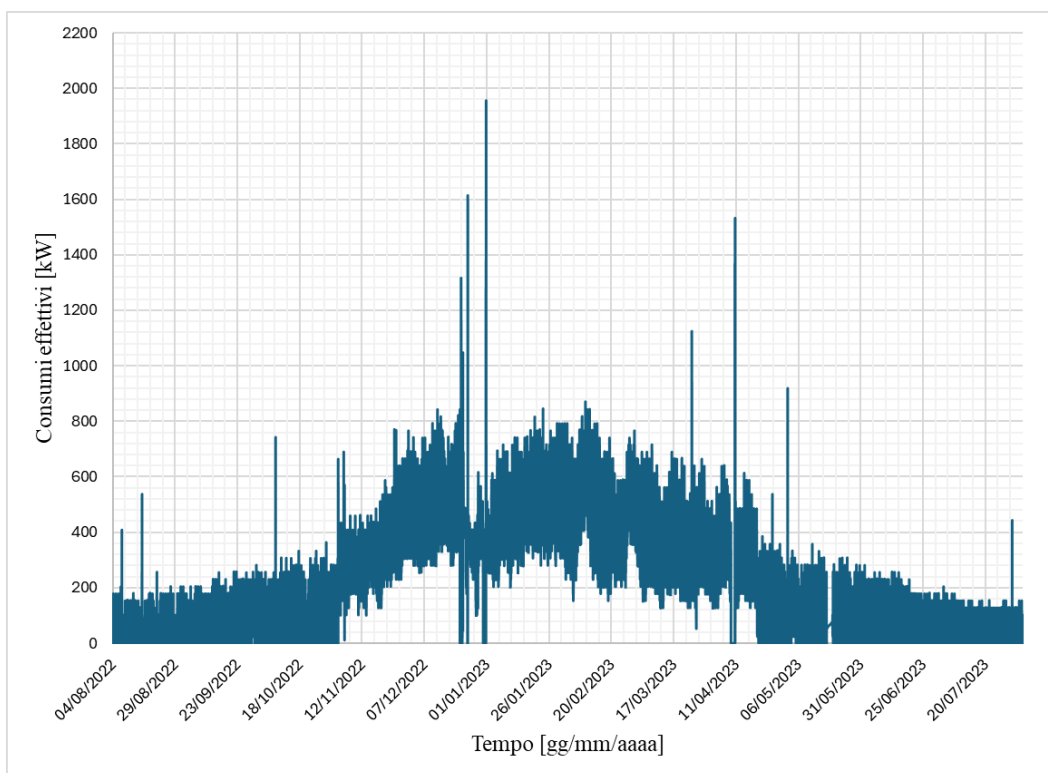


Figura 3.5: Trend dei consumi termici effettivi nel periodo 08/22-08-23

Per garantire un uso più efficiente e controllato dei consumi termici ed elettrici delle pompe di calore, migliorando così le prestazioni energetiche complessive, è necessario correlare il consumo di potenza termica con l'andamento della

temperatura esterna. Questo permette di costruire la firma energetica dell'edificio, stimare il fabbisogno energetico totale e valutare se esiste una correlazione ottimale tra i consumi effettivi e la temperatura dell'aria esterna.

Dall'analisi dettagliata dei set di dati relativi ai consumi e alla temperatura esterna è emersa una criticità. Per definire correttamente la firma energetica del fabbricato, è necessario che i dati di consumo e le rilevazioni della temperatura esterna siano coerenti, ovvero ogni misurazione dei consumi deve corrispondere al dato di temperatura esterna nello stesso istante. Tuttavia, nella realtà, questa corrispondenza temporale non esiste, poiché i dati dei misuratori di portata vengono raccolti ogni 14 minuti, mentre quelli dei sensori di temperatura esterna hanno una cadenza di 15 minuti. A titolo esplicativo, si riporta, in Tabella 3.2, uno stralcio dei dati ricevuti dei consumi effettivi e della temperatura esterna in cui risulta evidente la differenza temporale delle misure.

SET DATI CONSUMI EFFETTIVI [kW]		SET DATI TEMPERATURA ESTERNA [°C]	
Timestamp	kW effettivi	Timestamp	Temperatura esterna
01/10/2021 00:24	129,3811	01/01/2021 00:00	1,9
01/10/2021 00:38	111,5071	01/01/2021 00:15	1,6
01/10/2021 00:52	137,0414	01/01/2021 00:30	1,2
01/10/2021 01:06	139,5949	01/01/2021 00:45	0,8
01/10/2021 01:20	144,7017	01/01/2021 01:00	0,9
01/10/2021 01:34	121,7209	01/01/2021 01:15	0,9
01/10/2021 01:48	121,7209	01/01/2021 01:30	1,1
01/10/2021 02:02	119,1674	01/01/2021 01:45	1,2
01/10/2021 02:16	116,6140	01/01/2021 02:00	1,1
01/10/2021 02:30	121,7209	01/01/2021 02:15	1,2
01/10/2021 02:44	121,7209	01/01/2021 02:30	0,9
01/10/2021 02:58	121,7209	01/01/2021 02:45	0,9
01/10/2021 03:12	111,5071	01/01/2021 03:00	0,9
01/10/2021 03:26	121,7209	01/01/2021 03:15	0,7
01/10/2021 03:40	106,4003	01/01/2021 03:30	0,8
01/10/2021 03:54	142,1483	01/01/2021 03:45	0,9

Tabella 3.2: Estratto set di dati dei consumi effettivi e della temperatura esterna ricevuti dallo stabilimento

Per rimediare a questa criticità, e quindi riallineare i consumi con i valori di temperatura esterna, si è scelto di determinare la potenza termica media oraria e

parallelamente la temperatura esterna media oraria, così da avere un solo valore di consumo e di temperatura l'ora e poter correlare i valori. In Figura 3.6 e in Figura 3.7 si riportano rispettivamente i trend dei dati medi orari dei consumi e della temperatura esterna.

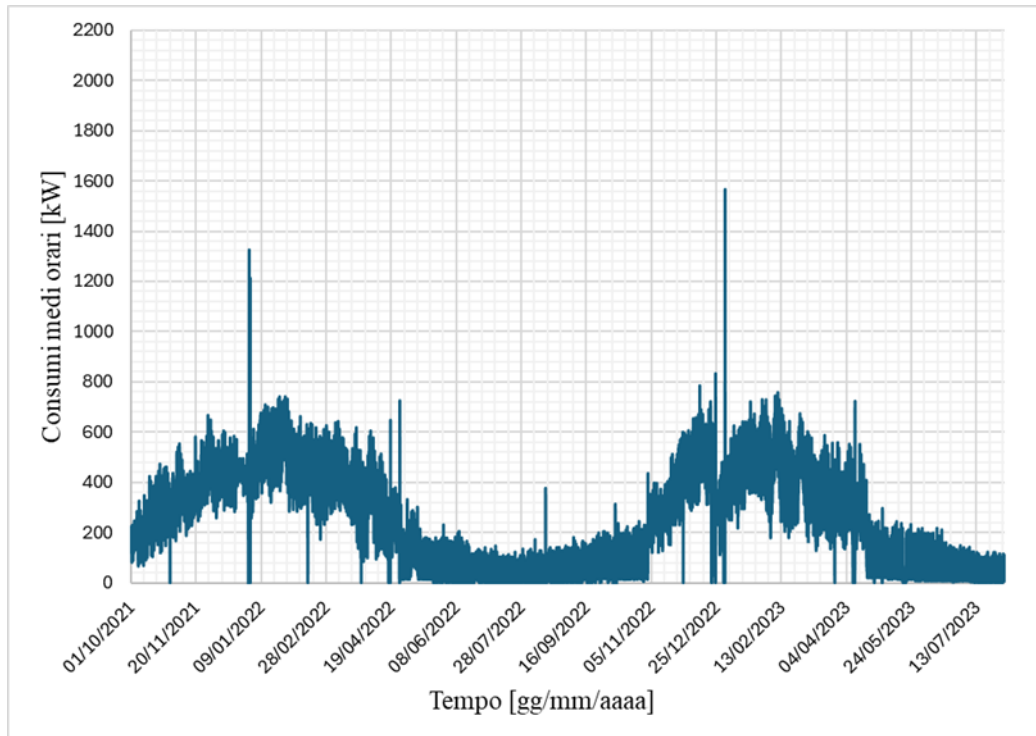


Figura 3.6: Trend dei dati medi orari dei consumi termici nel periodo 10/21-08/23

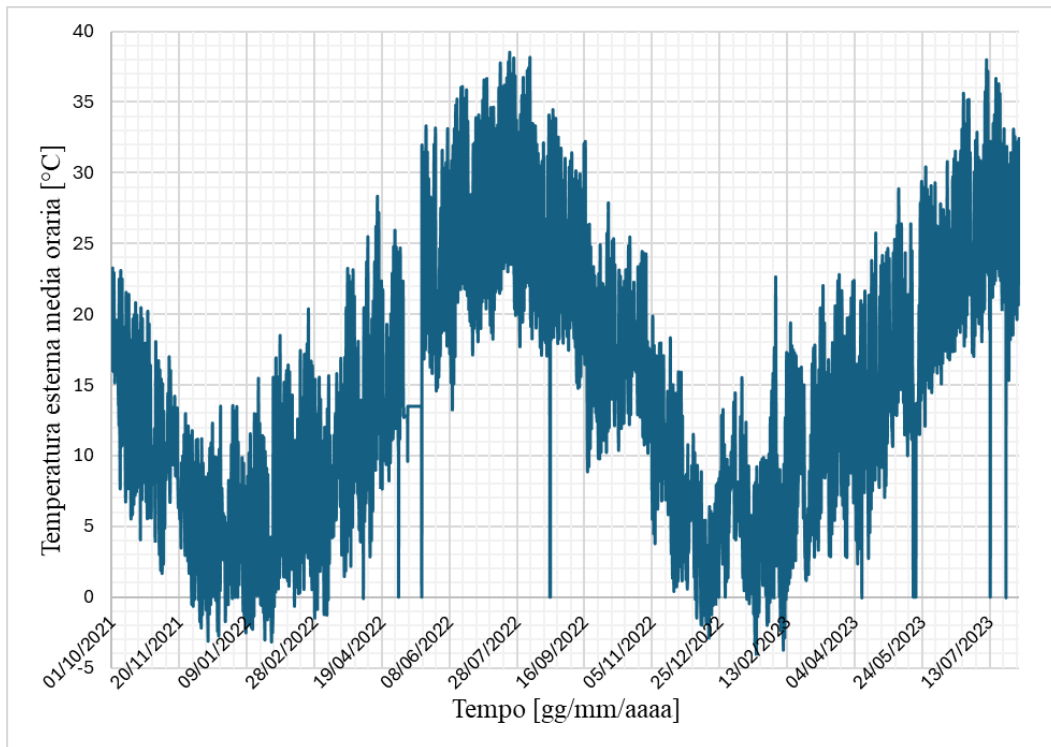


Figura 3.7: Andamento temporale della temperatura esterna media per il periodo 10/21-08/23

È importante specificare che i consumi rilevati sono complessivi e includono sia quelli per il riscaldamento che per la produzione di acqua calda sanitaria. Inoltre, durante il periodo estivo, il consumo di potenza termica è destinato esclusivamente all'ACS. Da questa precisazione, emerge la necessità di separare i consumi relativi al riscaldamento, da quelli per la produzione di ACS, così da poter definire la firma energetica per il riscaldamento.

Se nel periodo estivo il consumo per ACS risulta, quindi, già definito, il periodo invernale deve essere analizzato con attenzione al fine di determinare una metodologia per separare i due contributi con validità statistica.

Esaminando i dati di consumo della potenza termica nel periodo invernale ed estivo, si osservano tre picchi di consumo giornalieri alle ore 06:00, 14:00 e 22:00, corrispondenti ai tre cambi turno in cui gli operatori fanno uso delle docce. Tali picchi di consumo sono stati evidenziati in Figura 3.8 e Figura 3.9 tramite dei cerchi rossi, e sono rappresentati per un giorno di riferimento sia invernale che estivo.

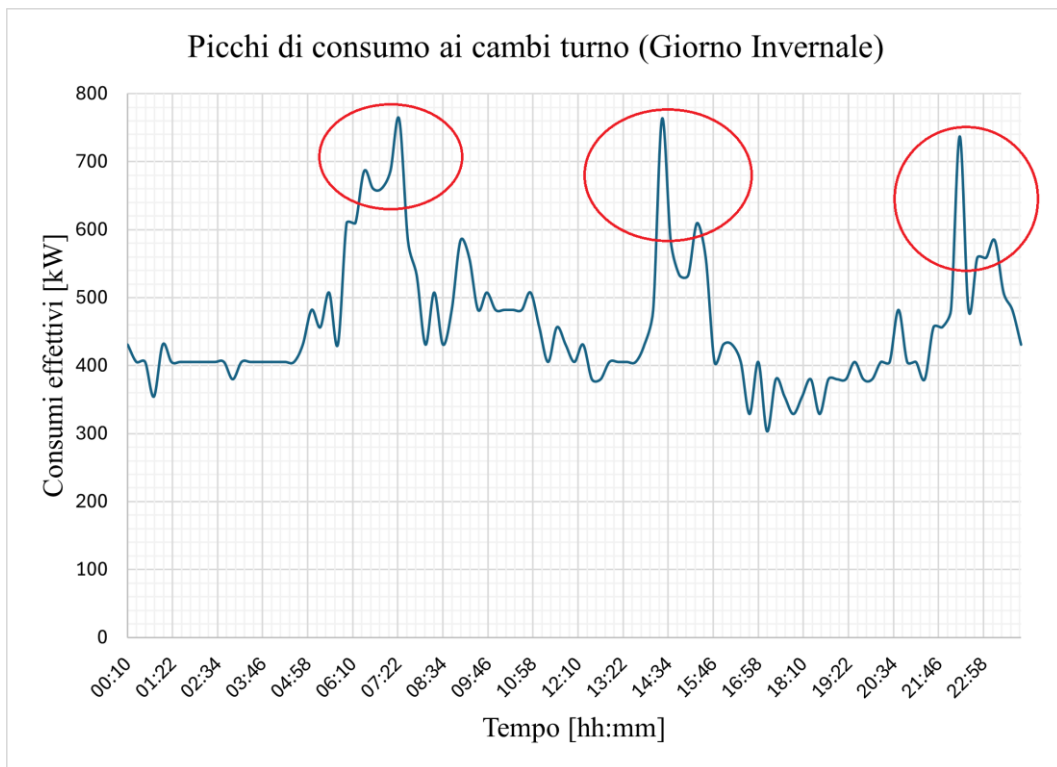


Figura 3.8: Picchi di consumi termici ai cambi turno per un giorno di riferimento del periodo invernale

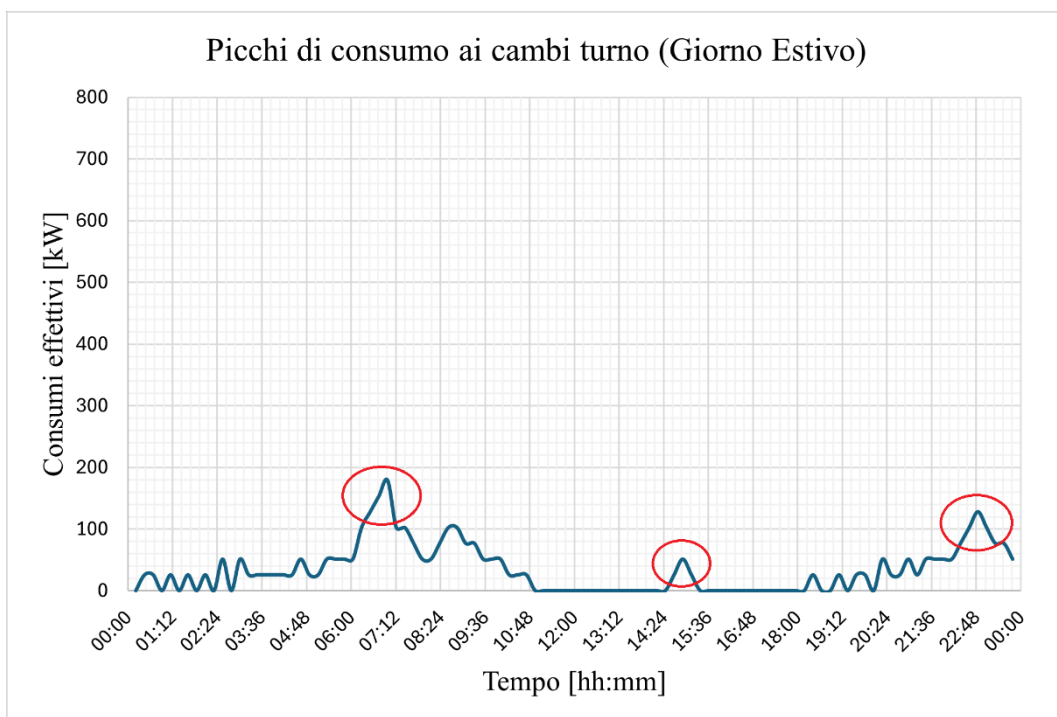


Figura 3.9: Picchi di consumi termici ai cambi turno per un giorno di riferimento del periodo estivo

Dall'analisi dei consumi mostrati nelle due figure precedenti, emerge chiaramente che i consumi nel periodo invernale siano superiori a quelli estivi. Questa differenza

è dovuta al fatto che in inverno è presente sia il fabbisogno per riscaldamento che per l'ACS. Di conseguenza, è importante quantificare i kW da attribuire al riscaldamento e quelli destinati all'ACS.

Per separare, nel periodo invernale, la componente di consumo per solo ACS da quella per solo riscaldamento, è stato definito un profilo medio giornaliero di consumo per l'ACS per il periodo estivo dell'anno 2021/2022 (Figura 3.10), da sottrarre, giorno per giorno, ai consumi medi orari complessivi del periodo di riscaldamento (Figura 3.6). In questo modo si ottiene il consumo medio orario per solo riscaldamento. Il profilo di consumo medio giornaliero per l'ACS è stato implementato utilizzando il fabbisogno medio orario per il solo periodo estivo, poiché in estate tutta l'acqua calda è destinata interamente all'ACS. Effettuando una media oraria dei consumi di tutto il periodo estivo, è stato possibile ottenere un profilo i cui valori rappresentano la media delle rispettive ore dell'intero periodo considerato.

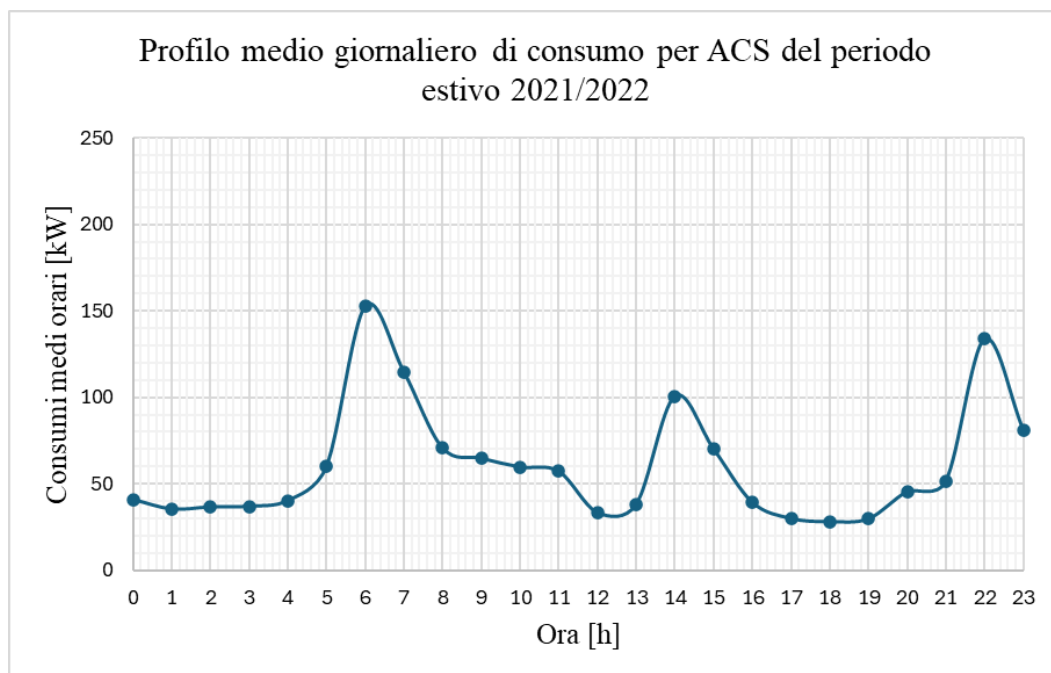


Figura 3.10: Profilo di consumo medio giornaliero di ACS del periodo estivo 01/10/21-14/10/21 e 16/04/2022-30/09/2022

Inoltre, considerando che, nel periodo invernale, occorre scaldare maggiormente l'acqua calda rispetto al periodo estivo, è stato ipotizzato di incrementare il profilo precedentemente determinato di una percentuale pari al 30%; ciò che ne risulta è mostrato in Figura 3.11.

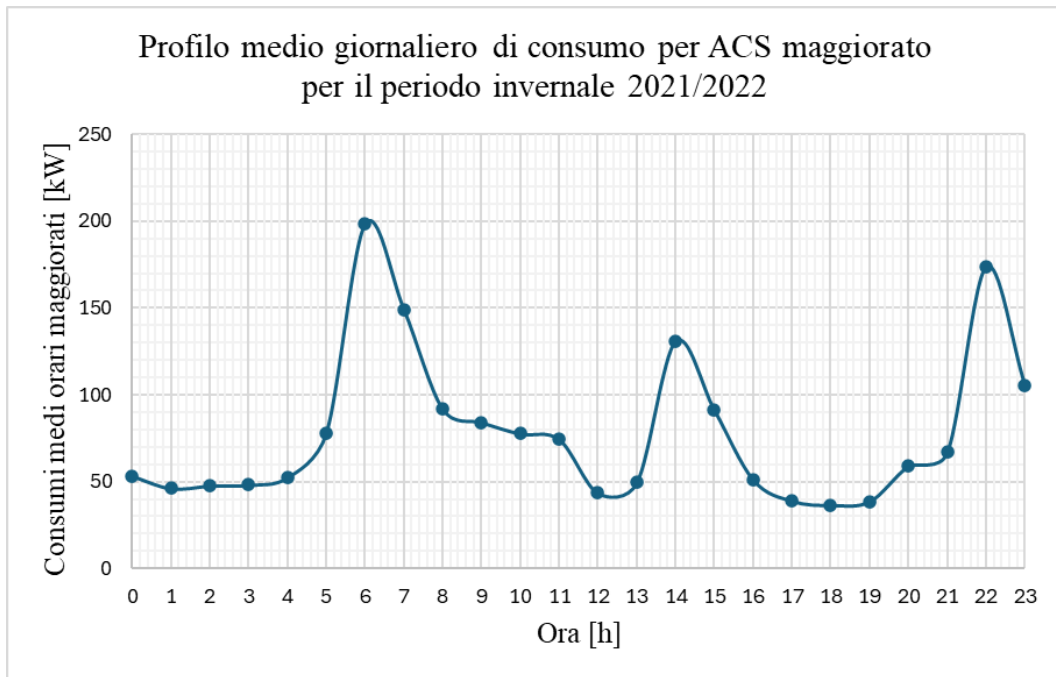


Figura 3.11: Profilo di consumo medio giornaliero di ACS maggiorato per il periodo invernale 15/10/2021-15/04/2022

In questo modo, il profilo risultante potrà essere sottratto ai consumi complessivi del periodo invernale, determinando così, la sola quota del fabbisogno per il riscaldamento e di conseguenza la firma energetica dello stabilimento.

Lo stesso svolgimento di calcolo è stato eseguito per i dati del periodo estivo dell'anno 2022/2023; si riportano i risultati ottenuti nelle seguenti figure.

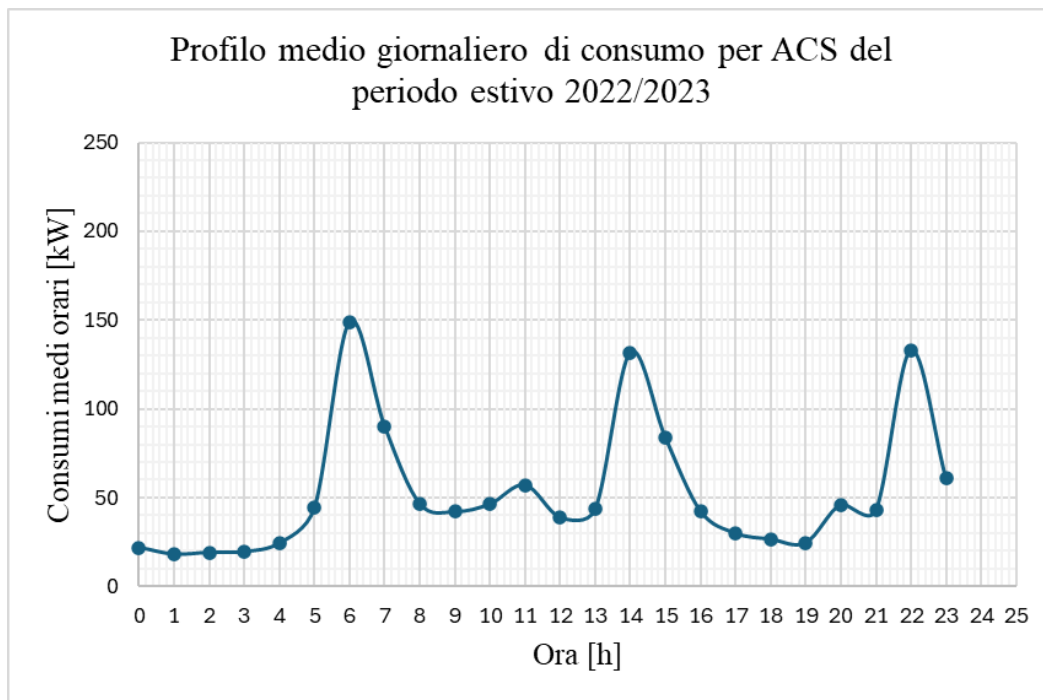


Figura 3.12: Profilo di consumo medio giornaliero di ACS del periodo estivo 04/08/22-14/10/21 e 16/04/2022-03/08/2023

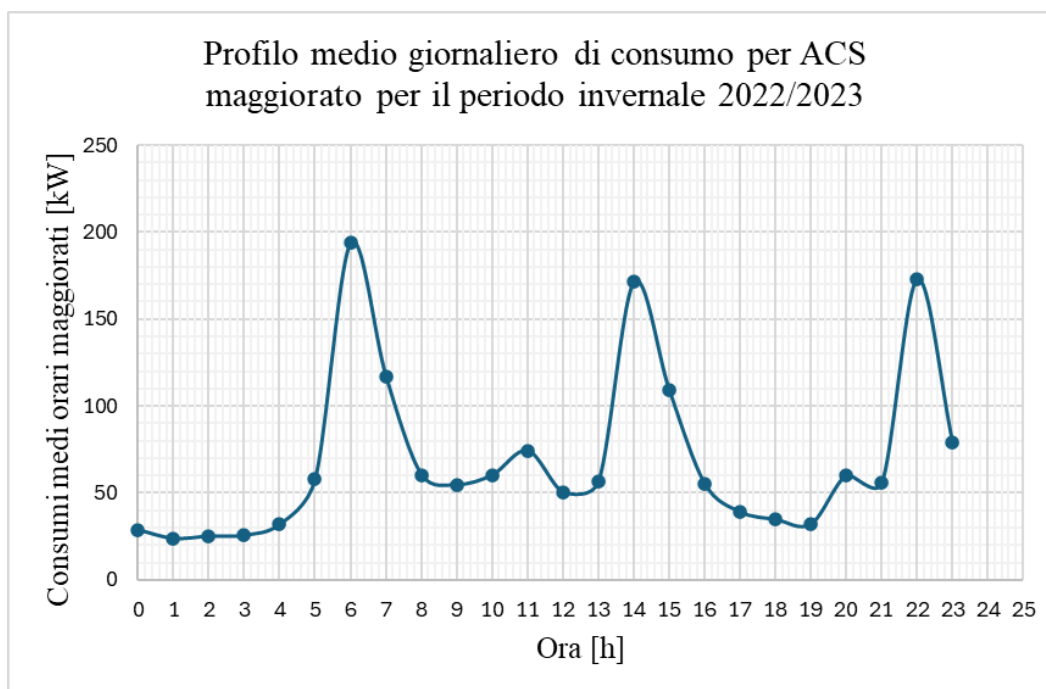


Figura 3.13: : Profilo di consumo medio giornaliero di ACS maggiorato per il periodo invernale 15/10/2022-15/04/2023

3.4.2 Firma energetica del fabbricato

Dopo aver fatto un'analisi puntuale dei dati dei consumi ricevuti come input, ciò che rimane da sviluppare è la definizione della firma energetica dell'edificio al fine di determinare il fabbisogno termico, di riscaldamento e ACS, dello stabilimento per poter dimensionare la taglia corretta della pompa di calore da installare.

La firma energetica del sistema edificio-impianto è un diagramma nel quale sull'asse delle ascisse è presente un parametro climatico significativo, che per il caso oggetto del lavoro di tesi sarà la temperatura esterna relativa al periodo di osservazione, mentre nell'asse delle ordinate sono presenti le corrispondenti potenze termiche medie. Si correla quindi, il dato puntuale di temperatura esterna alla potenza media oraria che è stata richiesta per quel periodo e si genera, così, una retta di regressione attorno alla quale cadono tutti i punti in esame per quel periodo.

Determinando la retta di regressione, è possibile definire la potenza di progetto del generatore di calore andando a leggere il valore di potenza di riscaldamento in corrispondenza della temperatura esterna di progetto, propria della località nel quale è situato il fabbricato. In questo modo, è possibile dimensionare la pompa di calore in base alla reale richiesta di energia termica, tenendo conto dei fattori che influenzano la domanda di calore, come la temperatura esterna. Ciò consente di evitare sprechi e di mantenere elevate le prestazioni energetiche del sistema.

Per determinare una firma energetica più accurata, avente la migliore correlazione tra il fabbisogno medio di energia termica per riscaldamento e la temperatura esterna media, è necessario capire quando effettivamente, per legge, è stata prevista l'accensione dell'impianto di riscaldamento. Infatti, l'impianto di riscaldamento degli ambienti non sarà sempre attivo per tutte le 24h, ma sarà caratterizzato da un utilizzo discontinuo e intermittente dovuto alla riduzione delle ore di accensione. L'impianto, quindi, sarà acceso solo durante le ore di maggiore necessità, definite dall'autorità, limitandone l'uso durante quelle di minor utilizzo degli spazi. Questa gestione permette di mantenere un comfort adeguato per i lavoratori durante le ore operative, riducendo al contempo il consumo energetico nei periodi in cui i locali non sono utilizzati, oltre a generare un contenimento dei costi.

Il periodo previsto dall'art.4, comma 2, del D.P.R. n. 74 del 16 aprile 2013 [36], in merito ai “Limiti di esercizio degli impianti termici per la climatizzazione invernale”, per l'accensione ordinaria degli impianti di riscaldamento nella zona climatica E, va dal 15 ottobre al 15 aprile per 14h giornaliere per il periodo 2021/2022. Secondo l'Allegato Nazionale A, “Valori e Parametri Nazionali per il calcolo del carico termico di progetto”, della norma UNI EN 12831 la zona climatica alla quale appartiene Torino è la zona climatica E, come visibile nella Tabella 3.3 che riporta l'Allegato Nazionale A.

Prov.	Comune	Alt.	z	GG	θ_e (°C)	$\theta_{m,e}$ (°C)
PE	Pescara	4	D	1718	2	16,1
PG	Perugia	493	E	2289	- 2	13,2
PI	Pisa	4	D	1694	0	15,0
PN	Pordenone	24	E	2459	- 5	12,2
PO	Prato	61	D	1668	0	15,2
PR	Parma	57	E	2502	- 5	13,4
PS	Pesaro e Urbino	11	D	2083	- 2	13,4
PT	Pistoia	67	D	1885	0	14,5
PV	Pavia	77	E	2623	- 5	12,6
PZ	Potenza	819	E	2472	- 3	12,5
RA	Ravenna	4	E	2227	- 5	12,1
RC	Reggio Calabria	15	B	772	3	18,1
RE	Reggio Emilia	58	E	2560	- 5	12,7
RG	Ragusa	502	C	1324	0	17,0
RI	Rieti	405	E	2324	- 3	12,7
RM	Roma	20	D	1415	0	16,3
RN	Rimini	5	E	2139	-5	13,6
RO	Rovigo	7	E	2466	- 5	13,3
SA	Salerno	4	C	994	2	18,4
SI	Siena	322	D	1943	- 2	14,0
SO	Sondrio	307	E	2755	- 10	11,9
SP	La Spezia	3	D	1413	0	14,2
SR	Siracusa	17	B	799	5	18,2
SS	Sassari	225	C	1185	2	16,1
SV	Savona	4	D	1481	0	15,8
TA	Taranto	15	C	1071	0	17,1
TE	Teramo	265	D	1834	0	14,3
TN	Trento	194	E	2567	- 12	15,9
TO	Torino	239	E	2617	- 8	12,4
TP	Trapani	3	B	810	5	18,2
TR	Terni	130	D	1650	- 2	15,2
TS	Trieste	2	D	1929	- 5	14,6
TV	Treviso	15	E	2378	- 5	13,4
UD	Udine	113	E	2323	-5	13,6
VA	Varese	382	E	2652	- 5	10,5
VB	Verbania	197	E	2426	- 5	13,1
VC	Vercelli	130	E	2751	- 7	12,4
VE	Venezia	1	E	2345	- 5	13,8

Tabella 3.3: Allegato Nazionale A della norma UNI EN 12831

Precedentemente è stato affermato che, al fine di avere una correlazione coerente tra i consumi effettivi e la temperatura esterna, è stato deciso di considerare i valori medi orari di entrambi i set di dati di misure ricevute.

La **firma energetica per il periodo di riscaldamento**, è stata determinata considerando i dati di consumo medi relativi al solo periodo di accensione dell'impianto di riscaldamento, ovvero dal 15 ottobre 2021 al 15 aprile 2022. Tramite i valori dei consumi medi orari e quelli medi di temperatura esterna, si è

generata la distribuzione dei dati, che si attestano attorno alla retta di regressione, riportata in Figura 3.14.

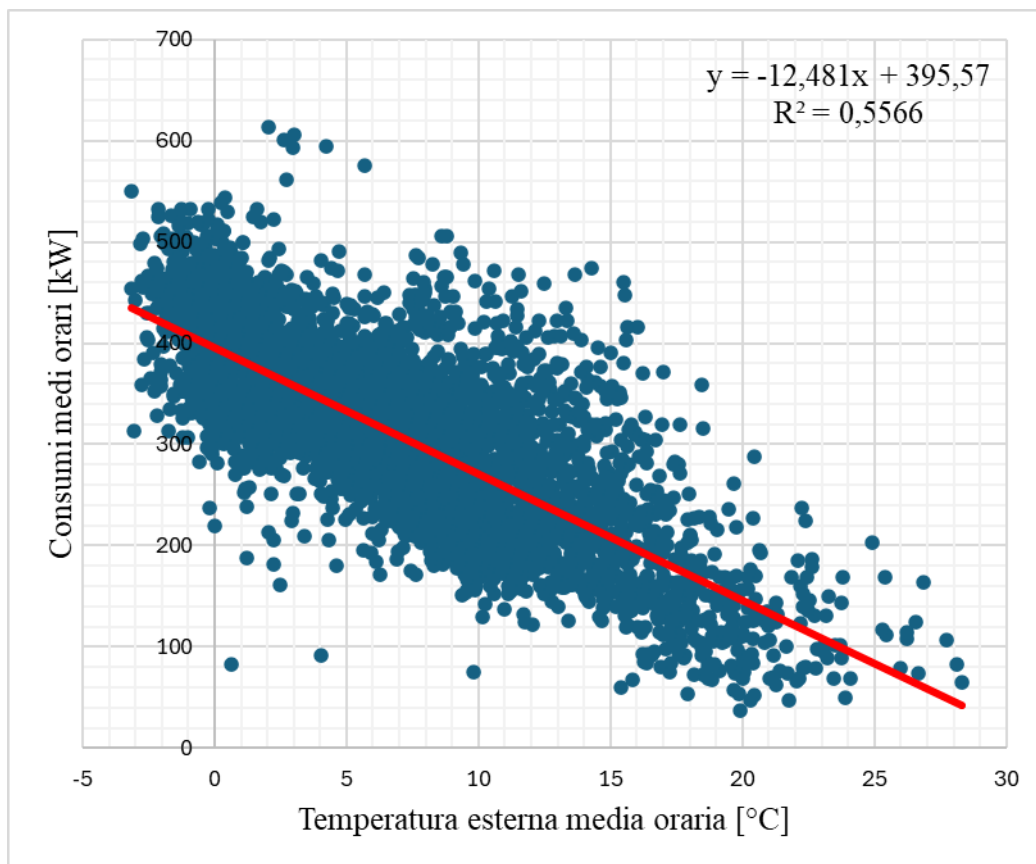


Figura 3.14: Firma energetica dei consumi medi orari, per il periodo di riscaldamento dal 15/10/21 al 15/04/22

Per avvalorare la correlazione tra i consumi energetici e la temperatura esterna, è indispensabile convalidare la firma energetica attraverso un'analisi statistica. In questo modo, si verifica anche l'affidabilità del metodo impiegato per distinguere i consumi relativi al riscaldamento da quelli destinati alla produzione di acqua calda sanitaria.

Questo viene sviluppato tramite una sezione apposita del pacchetto statistico di Excel il quale, dopo aver impostato il driver, che nel caso in esame si configura con la temperatura esterna, e la variabile, cioè i consumi medi, restituisce in output la correlazione tra le due variabili e i coefficienti della retta di regressione e la loro validità statistica (Figura 3.15).

OUTPUT RIEPILOGO			
<i>Statistica della regressione</i>			
R multiplo	0,746078287		
R al quadrato	0,556632811		
Errore standard	60,24619402		
Osservazioni	4357		
	<i>Coefficienti</i>	<i>Errore standard</i>	<i>Valore di significatività</i>
Intercetta	395,5748423	1,546950455	0
T est media oraria	-12,48119609	0,16879497	0

Figura 3.15: Output della regressione lineare tramite il pacchetto statistico di Excel per il periodo di riscaldamento dal 15-ott-21 al 15-apr-22

Dall'output è evidente come la correlazione tra i consumi medi orari e la temperatura esterna non sia particolarmente elevata; infatti, dalla regressione lineare risulta un $R^2 = 0,56$. Questi valori sono giustificati dal fatto che sono stati utilizzati i valori medi sia dei consumi che della temperatura esterna. Tuttavia, i misuratori potrebbero non aver rilevato in maniera accurata né i consumi effettivi né la temperatura esterna. Inoltre, in ultima analisi, è possibile che gli operatori dello stabilimento non abbiano prestato sufficiente attenzione all'effettivo bisogno di calore, e all'interno dello stabilimento non siano state fatte opportune campagne volte alla sensibilizzazione sul risparmio energetico, sull'ottimizzazione dell'energia, e sul contenimento degli sprechi energetici. I dati utilizzati risultano invece, statisticamente significativi, in quanto il valore di significatività, o p-value, è inferiore al 5%.

Analizzando la firma energetica dell'edificio, risulta interessante notare la presenza di un fabbisogno di riscaldamento anche con temperature esterne superiori ai 20°C. Questo è un comportamento insolito durante il periodo di riscaldamento, poiché di norma, quando le temperature esterne maggiori di circa 18/20°C, il riscaldamento si arresta. Tuttavia, un'analisi puntuale dei dati di temperatura esterna, ha evidenziato che, per qualche ora al giorno, la temperatura esterna supera effettivamente i 18/20°C e, nonostante ciò, l'impianto continua a riscaldare l'edificio. Questo fenomeno potrebbe essere spiegato dall'inerzia termica dell'edificio: prima dell'aumento della temperatura esterna, i valori sono bassi, per cui l'impianto non risente immediatamente di questa variazione e continua a

riscaldare gli ambienti, poiché la temperatura esterna tende a ridursi nuovamente dopo l'innalzamento. Per rimediare a questo, è stata costruita una nuova firma energetica dello stabilimento considerando, però, i dati di consumo e di temperatura esterna medi giornalieri, e non più quelli medi orari; in questo modo si ammortizza l'incremento e il decremento della temperatura esterna durante le 24h. La firma energetica risultante è rappresentata di seguito.

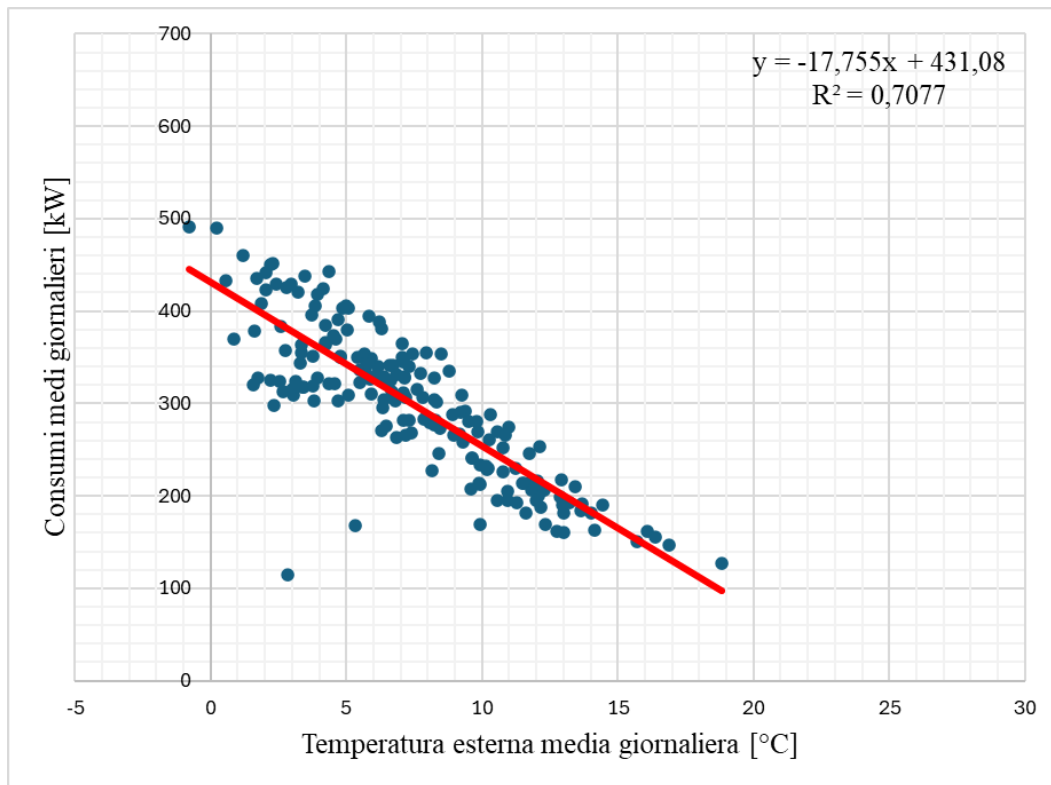


Figura 3.16: Firma energetica dei consumi medi giornalieri, per il periodo di riscaldamento dal 15/10/21 al 15/04/22

Per completezza si riportano anche la firma energetica del periodo invernale dal 15 ottobre 2022 al 15 aprile 2023, prima con i dati medi orari (Figura 3.17) e successivamente con quelli medi giornalieri (Figura 3.18).

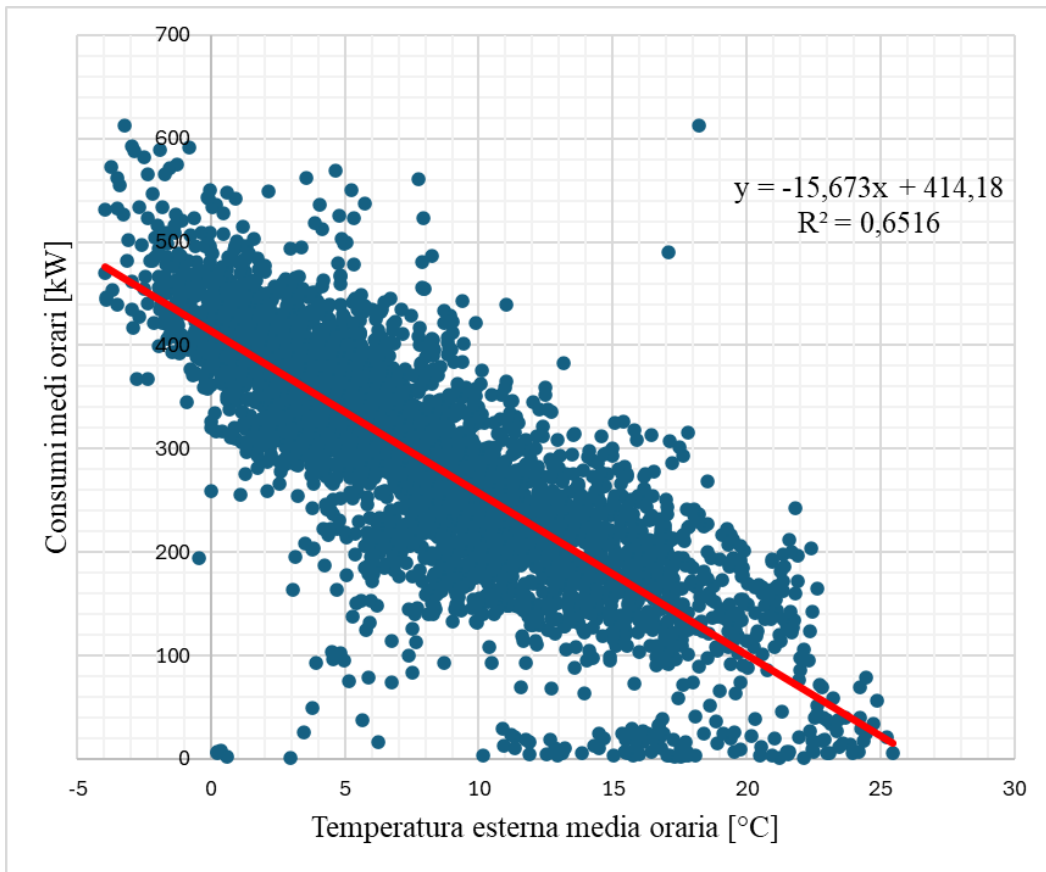


Figura 3.17: Firma energetica dei consumi medi orari, per il periodo di riscaldamento dal 15/10/22 al 15/04/23

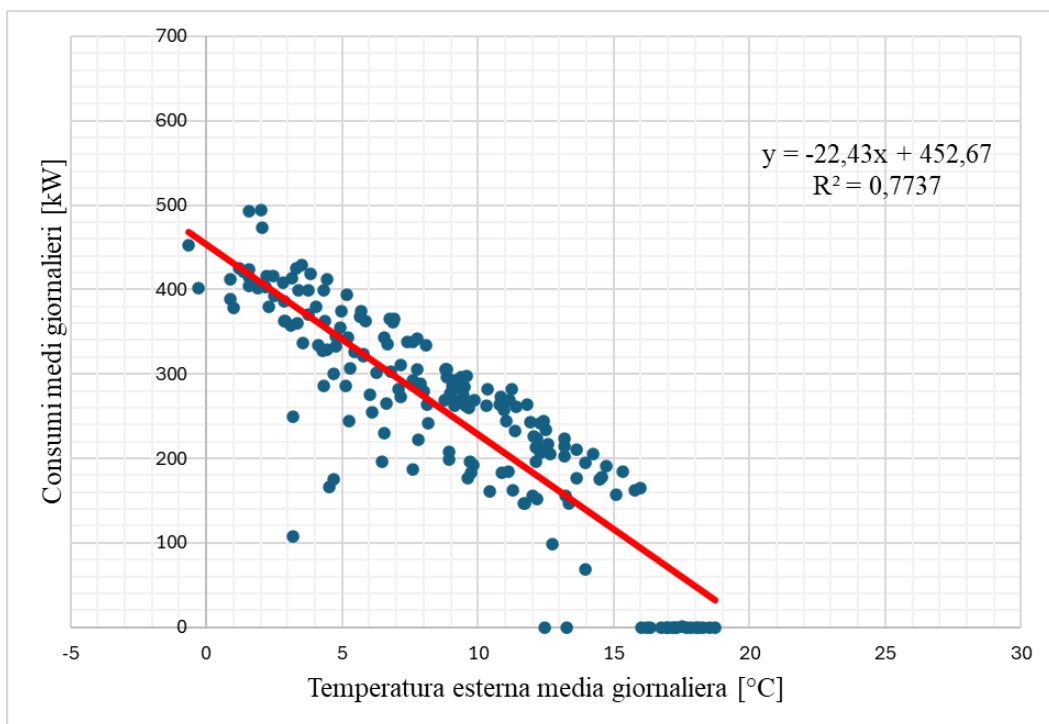


Figura 3.18: Firma energetica dei consumi medi giornalieri, per il periodo di riscaldamento dal 15/10/22 al 15/04/23

A questo punto, è stato determinato il **fabbisogno termico per l'ACS**. Il consumo per la produzione di ACS rimane pressoché costante durante tutto l'anno, poiché è un servizio sempre presente all'interno dello stabilimento per consentire agli utenti di fare la doccia durante i cambi turno. In Figura 3.19 è riportata la distribuzione dei consumi totali medi orari al variare della temperatura esterna media oraria, per il periodo dall'01 ottobre 2021 al 30 settembre 2022; mentre in Figura 3.20 quella per il periodo dal 04 agosto 2022 al 03 agosto 2023.

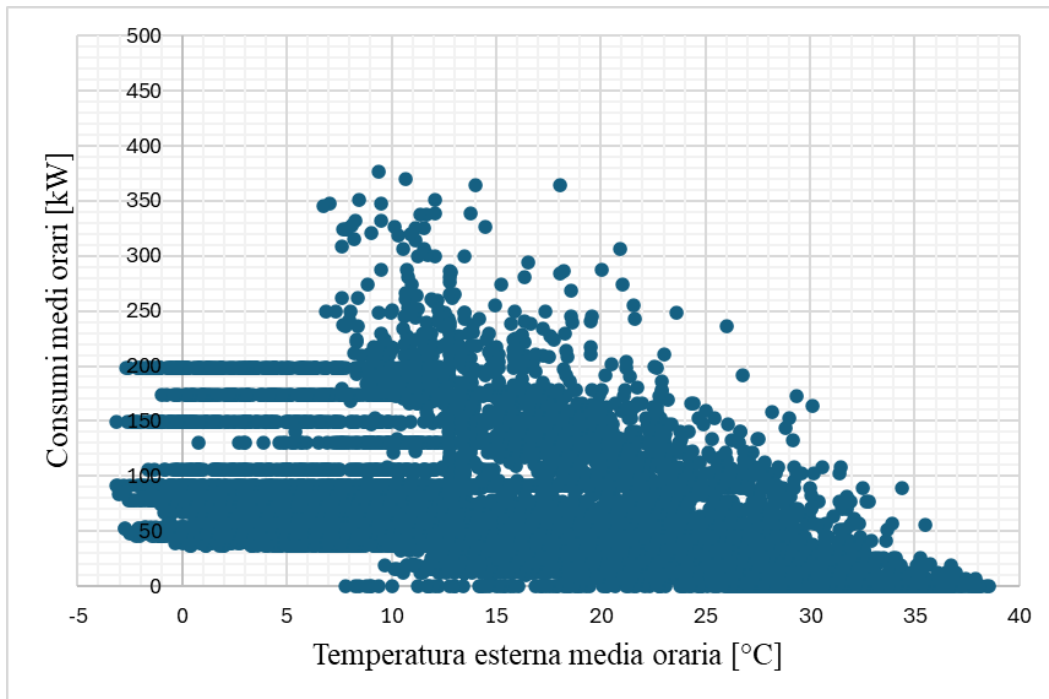


Figura 3.19: Distribuzione dei consumi totali medi orari al variare della temperatura esterna media oraria per il periodo 01/10/2021-30/09/2022

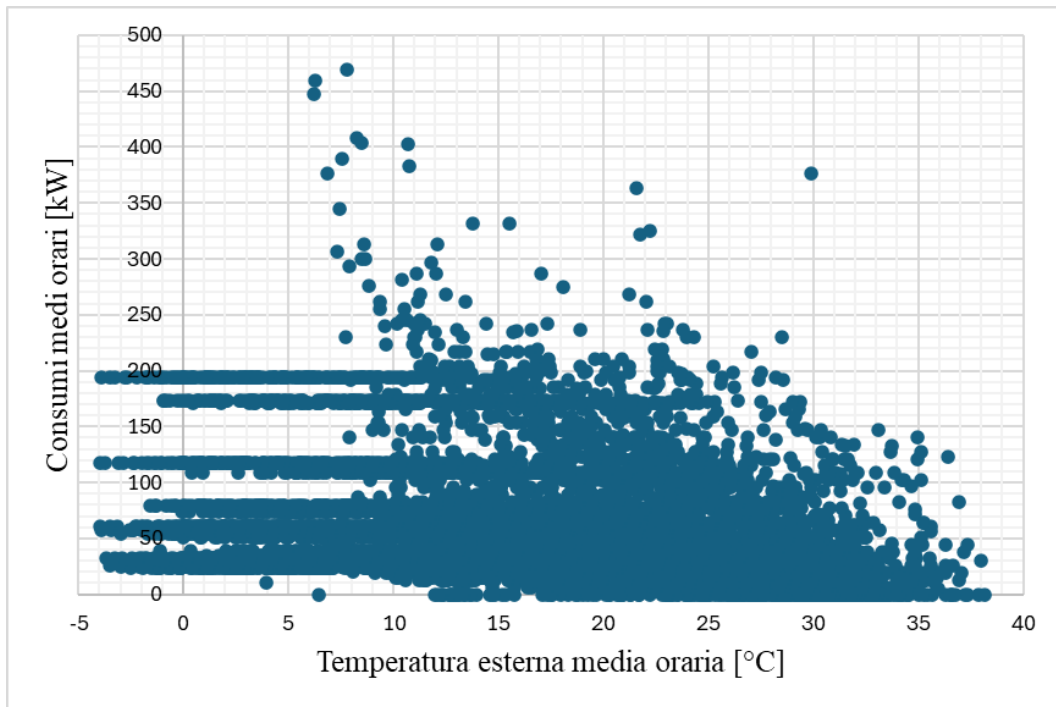


Figura 3.20: Distribuzione dei consumi totali medi orari al variare della temperatura esterna media oraria per il periodo 04/08/2022-03/08/2023

Nei grafici soprastanti, è visibile il profilo medio giornaliero di consumo per ACS maggiorato per il periodo invernale quando le temperature esterne sono basse; la restante distribuzione dei consumi è riferita al periodo estivo. Deturpando i grafici soprastanti dei consumi durante il periodo invernale, si ottengono le seguenti distribuzioni dei consumi per i due periodo di misure.

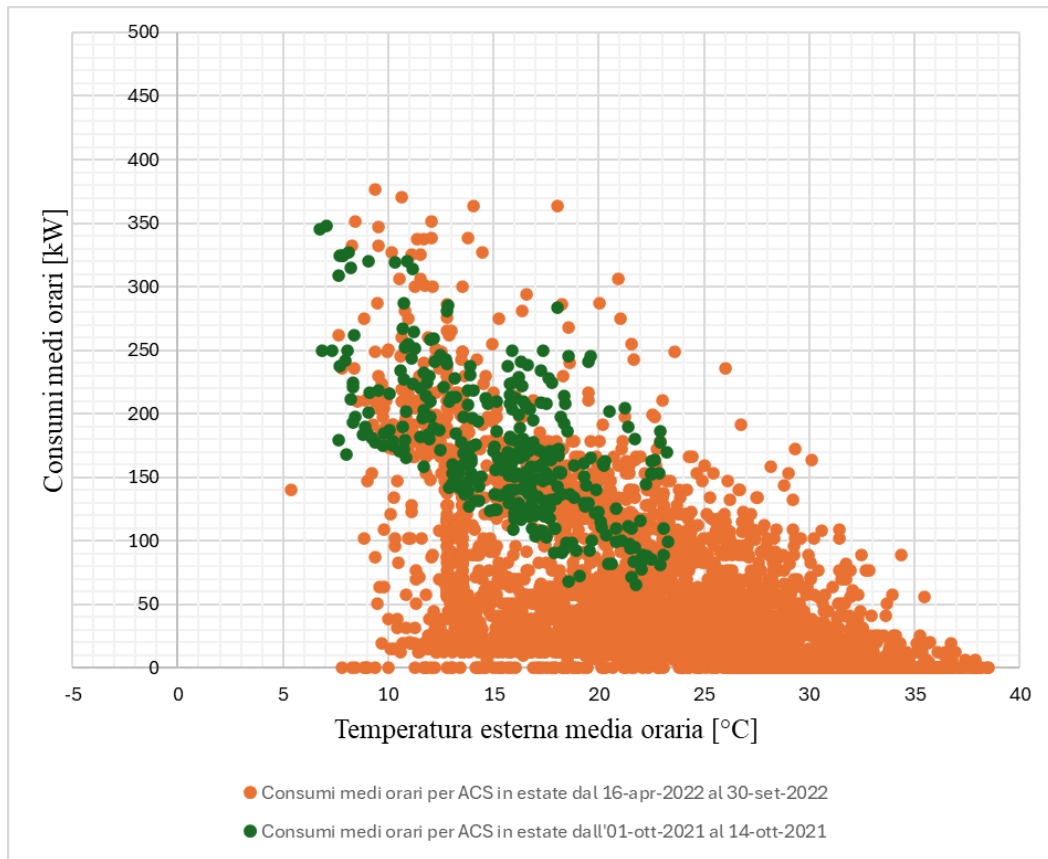


Figura 3.21: Nuvole di distribuzione dei consumi medi orari al variare della temperatura esterna media oraria per il periodo estivo: 01/10/2021-14/10/2021 e 16/04/2022-30/09/2022

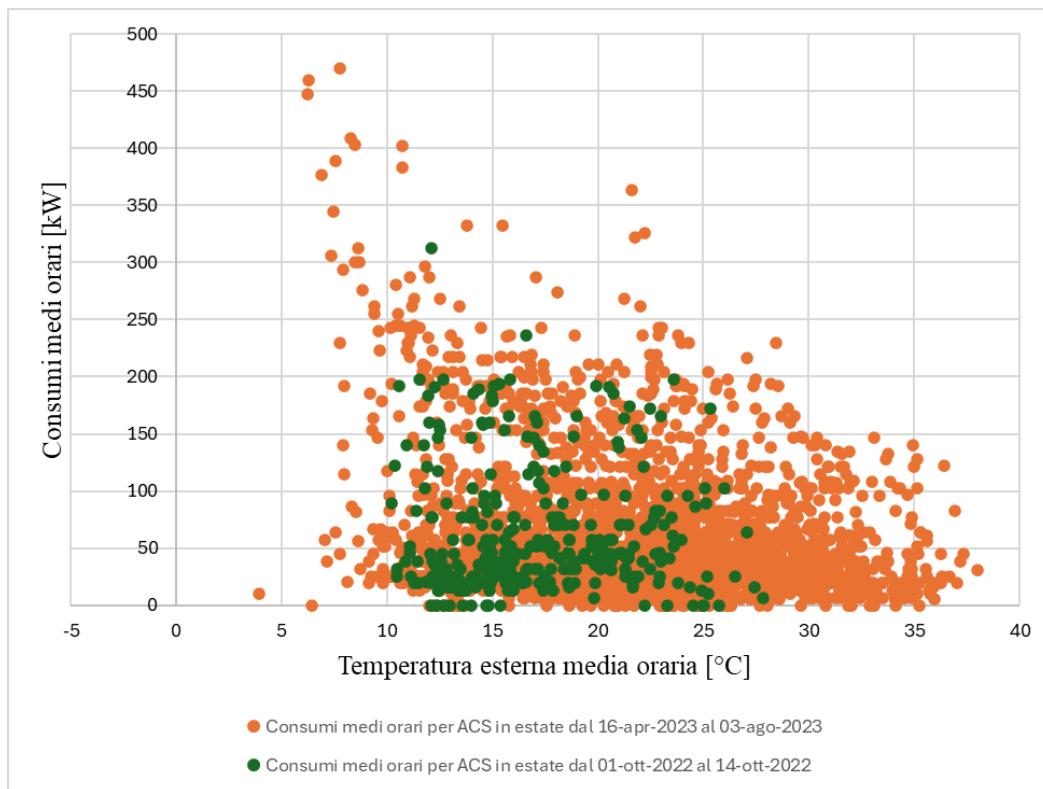


Figura 3.22: Nuvole di distribuzione dei consumi medi orari al variare della temperatura esterna media oraria per il periodo estivo: 01/10/2022-14/10/2022 e 16/04/2023-03/08/2023

Analizzando i due grafici, si può affermare che:

- La nuvola di distribuzione verde cambia tra i due anni in esame: nel periodo 01/10/21-14/10/22 presenta valori elevati di consumi; quindi, probabilmente in questo periodo c'è già una quota per riscaldamento, nonostante il periodo di riscaldamento vada dal 15/10/21 al 16/04/22;
- La nuvola di distribuzione verde nel periodo 01/10/22-14/10/22 presenta dei consumi potenzialmente attribuibili al solo fabbisogno per acqua calda sanitaria;
- La differenza tra le due nuvole di distribuzione verdi, dei due anni di misure, potrebbe essere dovuta alla crisi energetica avvenuta nell'anno 2022-2023, dovuta tanto allo scoppio della guerra in Ucraina quanto al problema dei cambiamenti climatici, che ha portato a un innalzamento dei prezzi energetici per i consumatori, e perciò a un ritardo nell'accensione del riscaldamento;

- La nuvola di distribuzione arancione, nei due anni di misure, presenta alcuni valori elevati di consumo per l'ACS; potrebbe, quindi, contenere una quota di consumi per riscaldamento.

Per completezza di analisi della nuvola di distribuzione arancione, questa è stata esaminata cercando di isolare completamente la quota per solo acqua calda sanitaria: sono stati considerati i periodi dal 16 maggio 2022 al 15 agosto 2022, e dal 16 maggio 2023 al 03 agosto 2023 (Figura 3.23 e Figura 3.24).

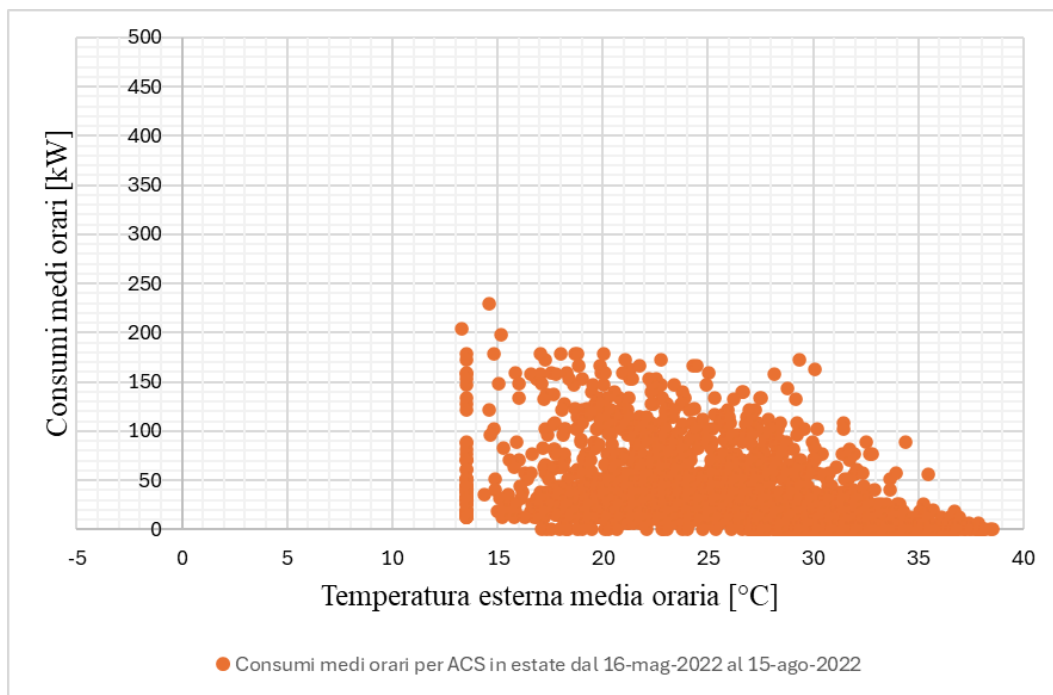


Figura 3.23: Nuvola di distribuzione dei consumi medi orari al variare della temperatura esterna media oraria per il periodo estivo 16/05/2022-15/08/2022

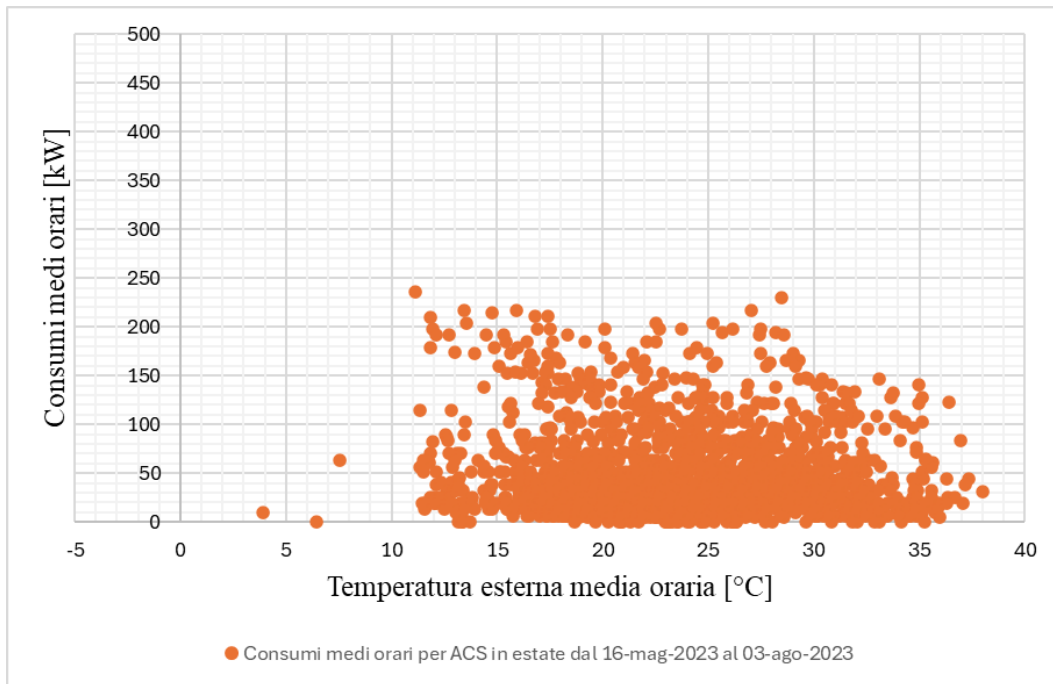


Figura 3.24: Nuvola di distribuzione dei consumi medi orari al variare della temperatura esterna media oraria per il periodo estivo 16/05/2023-03/08/2023

Dai grafici risultanti si evidenzia la quota dei consumi medi orari per l'acqua calda sanitaria, del periodo estivo, per i due anni di misure.

In conclusione, dall'analisi della firma energetica dello stabilimento e dalla nuvola di distribuzione dei dati di consumo per solo ACS, il fabbisogno termico totale di progetto dell'edificio, è riportato in Figura 3.25.

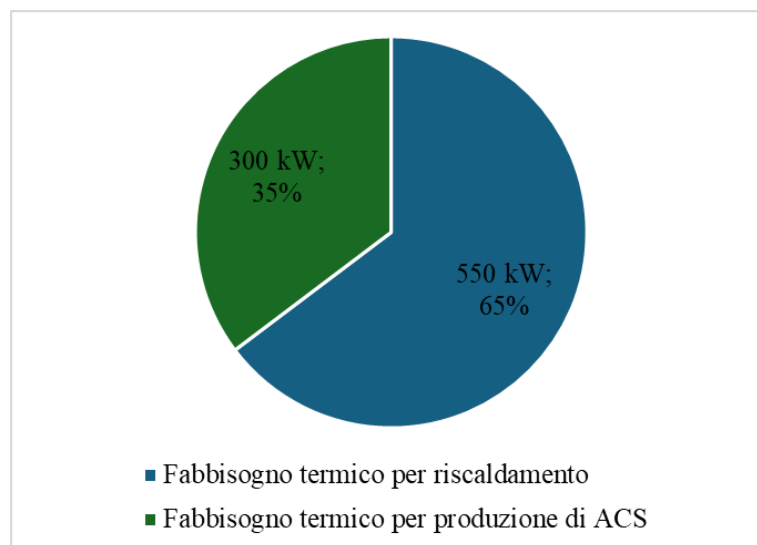


Figura 3.25: Fabbisogno termico totale di progetto dell'edificio

3.5 Risparmi energetici ed economici

Per quantificare se la sostituzione dell'impianto esistente con quello di nuova installazione rechi effettivamente un risparmio energetico ed economico, è necessario effettuare analisi specifiche. Queste valutazioni permettono di determinare quanto sia redditizio l'uso delle pompe di calore per soddisfare il fabbisogno, rispetto all'impiego del vapore prodotto dalla centrale termica alimentata da caldaie a gas. In questo modo, si può valutare con mano se l'investimento iniziale, oltre a rispettare le Direttive Europee attuali sull'integrazione delle risorse rinnovabili, possa portare anche a un profitto concreto.

Le valutazioni energetiche ed economiche sono state eseguite secondo tre diversi scenari che si differenziano per le diverse strategie di regolazione dell'impianto e per ognuna sono state implementate tre diverse tipologie impiantistiche per soddisfare il fabbisogno di energia termica complessivo del fabbricato.

Scenario 1. In questo primo scenario è stato ipotizzato di mantenere la temperatura di mandata della pompa di calore a un valore fisso e costante durante tutto il periodo, secondo il profilo rappresentato in Figura 3.26.

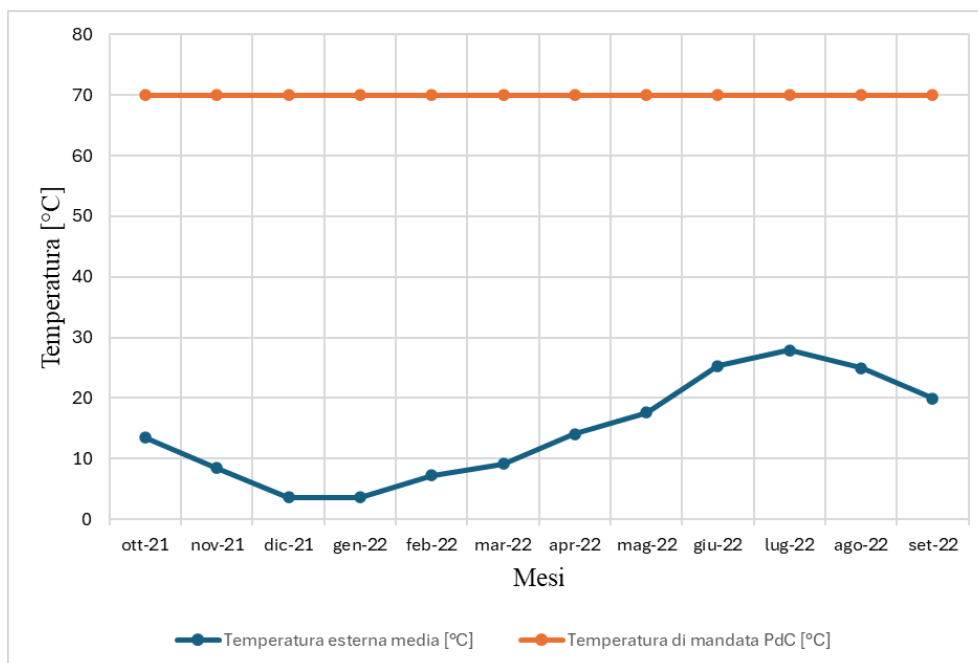


Figura 3.26: Profilo della temperatura di mandata della pompa di calore mese per mese in funzione di quella esterna, per regolazione a punto fisso

Questa regolazione è stata implementata per i tre seguenti casi:

- Caso 1 (Figura 3.27):
 - Uso di una singola pompa di calore da 350 kW;
 - La restante parte di fabbisogno sarà soddisfatto tramite gli scambiatori di calore vapore-acqua.

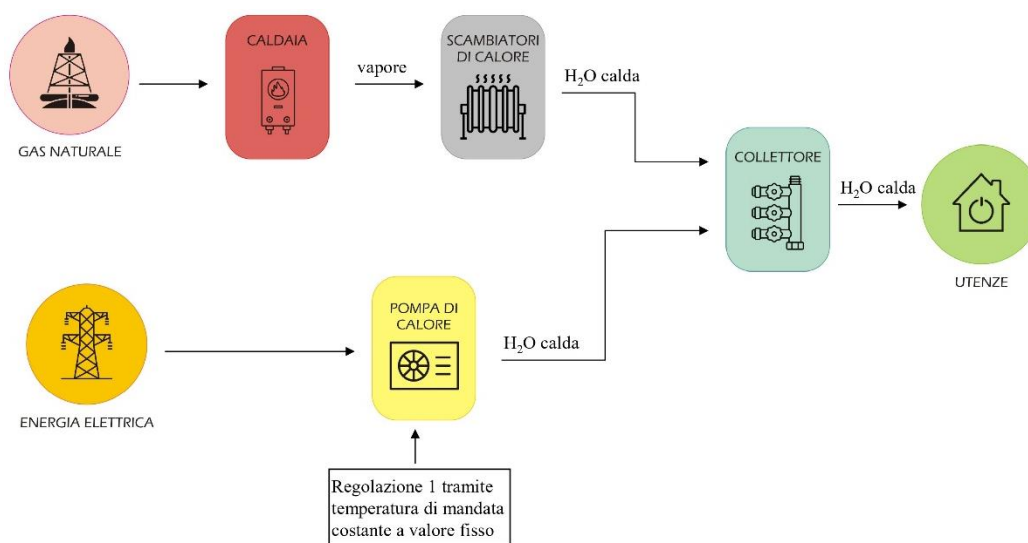


Figura 3.27: Schema d'impianto Caso 1: singola PdC - diagramma di flusso energetico

- Caso 2 (Figura 3.28):
 - Uso di due PdC da 350 kW l'una, funzionanti in cascata;
 - L'eventuale restante parte di fabbisogno sarà soddisfatto tramite gli scambiatori di calore vapore-acqua.

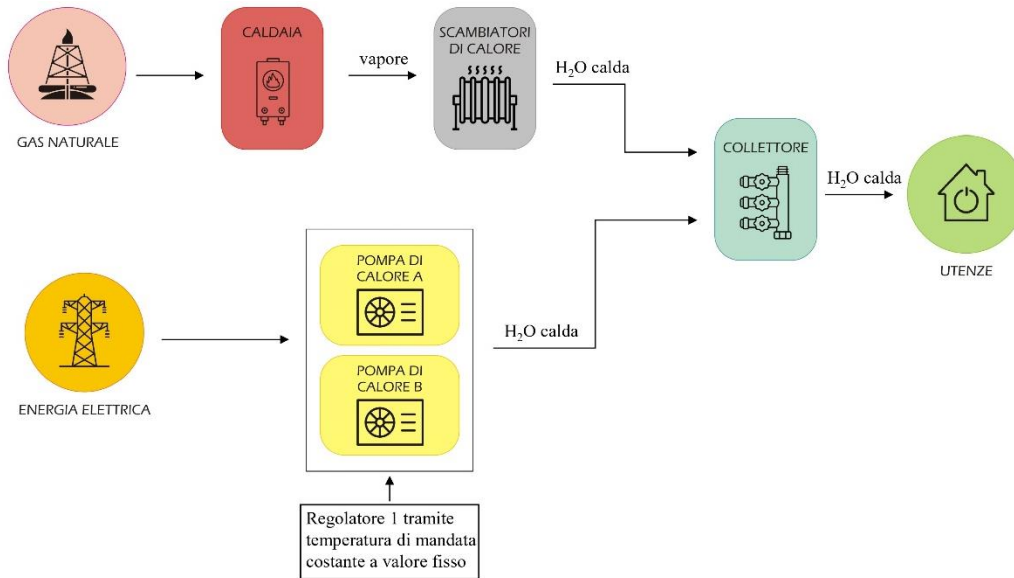


Figura 3.28: Schema d'impianto Caso 2: due PdC funzionanti in cascata - diagramma di flusso energetico

– Caso 3 (Figura 3.29):

- Uso di due PdC da 350 kW l'una, funzionanti in parallelo;
- L'eventuale restante parte di fabbisogno sarà soddisfatto tramite gli scambiatori di calore vapore-acqua.

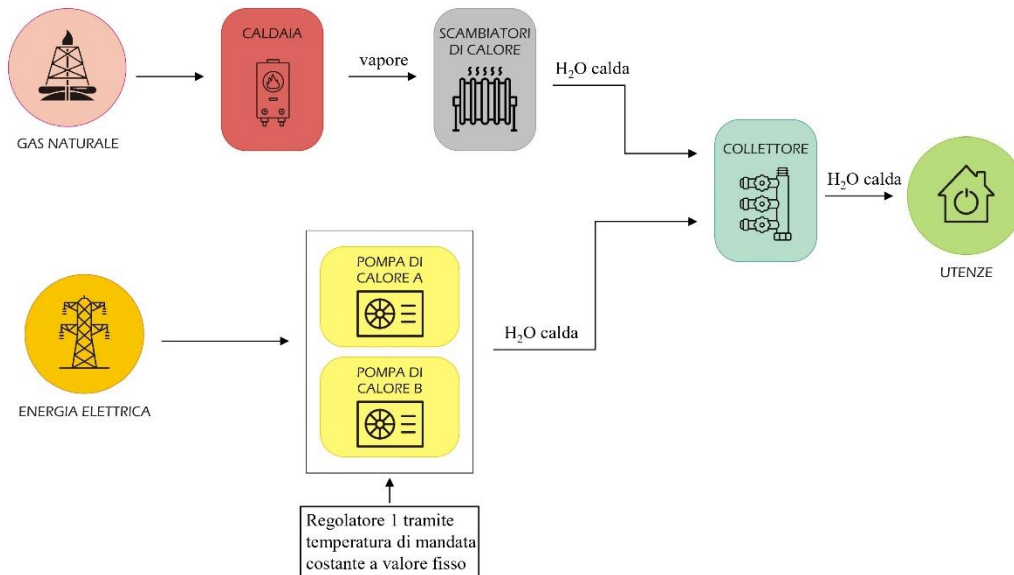


Figura 3.29: Schema d'impianto Caso 2: due PdC funzionanti in parallelo - diagramma di flusso energetico

Scenario 2. In questo secondo scenario è stato ipotizzato di mantenere la temperatura di mandata della pompa di calore costante a gradini in funzione di quella esterna, secondo il profilo rappresentato in Figura 3.30.

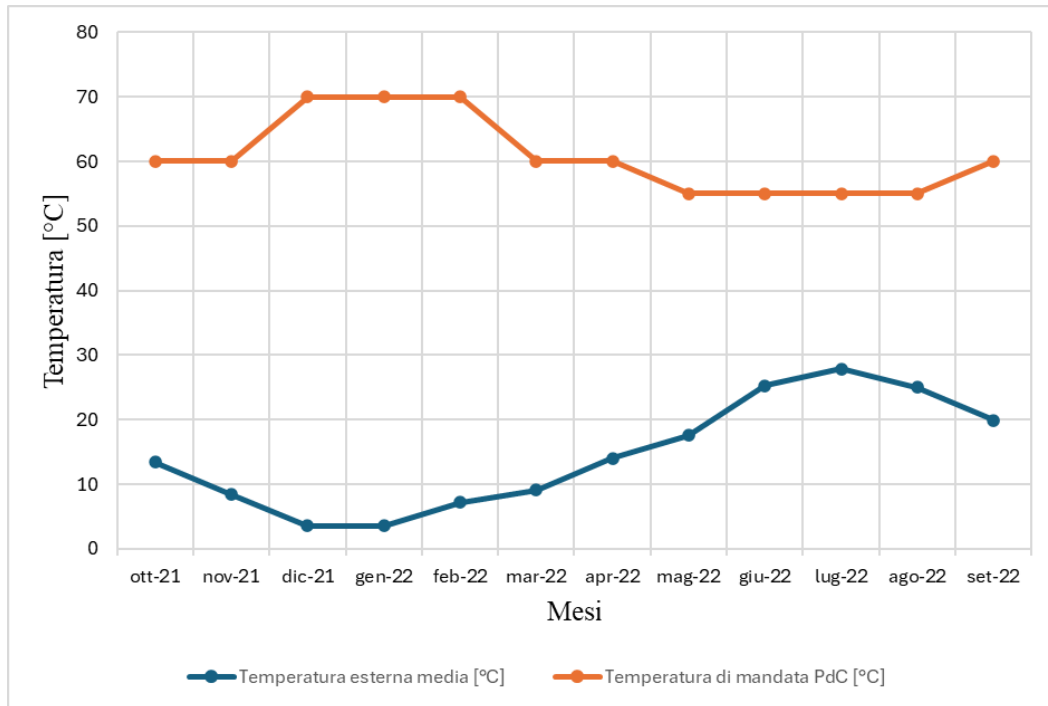


Figura 3.30: Profilo della temperatura di mandata della pompa di calore mese per mese in funzione di quella esterna, per regolazione a gradini

Esattamente come lo Scenario 1, si esamineranno i seguenti casi:

- Caso 1:
 - Uso di una singola pompa di calore da 350 kW;
 - La restante parte di fabbisogno sarà soddisfatto tramite gli scambiatori di calore vapore-acqua.
- Caso 2:
 - Uso di due PdC da 350 kW l'una, funzionanti in cascata;
 - L'eventuale restante parte di fabbisogno sarà soddisfatto tramite gli scambiatori di calore vapore-acqua.
- Caso 3:
 - Uso di due PdC da 350 kW l'una, funzionanti in parallelo;
 - L'eventuale restante parte di fabbisogno sarà soddisfatto tramite gli scambiatori di calore vapore-acqua.

Scenario 3. In questo terzo scenario è stata ipotizzata una regolazione di tipo climatica, secondo il profilo mostrato in figura.

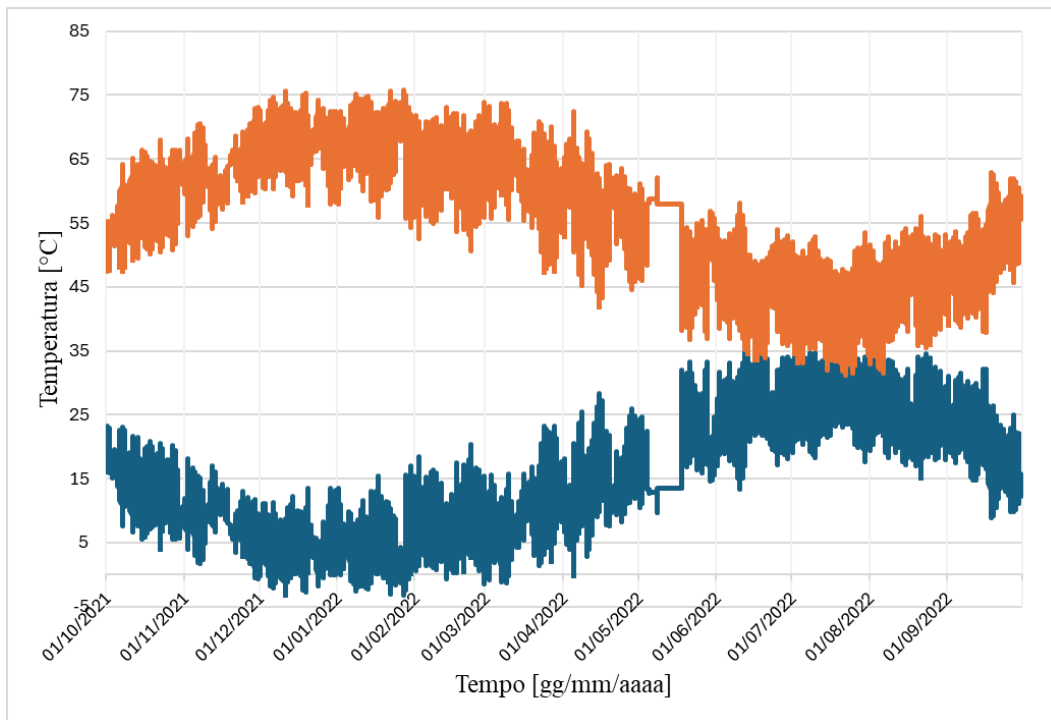


Figura 3.31: Profilo della temperatura di mandata della pompa di calore scorrevole in funzione di quella esterna, per regolazione climatica

Come per i precedenti scenari, si esamineranno i seguenti casi:

- Caso 1:
 - Uso di una singola pompa di calore da 350 kW;
 - La restante parte di fabbisogno sarà soddisfatto tramite gli scambiatori di calore vapore-acqua.
- Caso 2:
 - Uso di due PdC da 350 kW l'una, funzionanti in cascata;
 - L'eventuale restante parte di fabbisogno sarà soddisfatto tramite gli scambiatori di calore vapore-acqua.
- Caso 3:
 - Uso di due PdC da 350 kW l'una, funzionanti in parallelo;
 - L'eventuale restante parte di fabbisogno sarà soddisfatto tramite gli scambiatori di calore vapore-acqua.

A supporto delle valutazioni energetiche ed economiche, lo stabilimento ha fornito una tabella con valori stimati dei COP delle pompe di calore ai carichi parziali, variabili in funzione delle diverse temperature di mandata e ritorno, lato evaporatore e lato condensatore, differenziati in base alla stagione estiva o invernale (Tabella 3.4).

Periodo	ESTIVO			INVERNALE		
<u>EVAPORATORE</u>						
In [°C]	27	27	27	22	22	22
Out [°C]	22	22	22	17	17	17
<u>CONDENSATORE</u>						
In [°C]	60	50	45	60	50	45
Out [°C]	70	60	55	70	60	55
<u>Risultati</u>						
COP a pieno carico	3,71	4,63	5,13	3,35	4,25	4,74
COP 75% carico	3,68	4,65	5,14	3,36	4,27	4,75
COP 50% carico	3,42	4,58	5,05	3,25	4,23	4,69
COP 25% carico	3,32	4,4	4,79	3,02	4,1	4,52

Tabella 3.4: Valori dei COP ai carichi parziali a differenti temperature di mandata e ritorno della pompa di calore, nel periodo estivo e in quello invernale

Per determinare i risparmi economici, dallo stabilimento sono stati forniti i prezzi di acquisto del gas naturale e dell'energia elettrica aggiornati ad oggi (Tabella 3.5).

Prezzo gas naturale	0,71	[€/Smc]
Prezzo energia elettrica	0,183	[€/kWh]
Fattore di emissione CO2	0,001965	[tCO2/Smc]
η scambiatore vapore-acqua	0,9	-
Costo impianto con singola PdC	340.000	[€]
Costo impianto con due PdC	480.000	[€]

Tabella 3.5: Parametri forniti dallo stabilimento

Il costo dell'impianto costituito da due pompe di calore da 350 kW l'una, esaminato nel Caso 2, è stato stimato considerando un impianto già realizzato per una singola pompa di calore da 350 kW al quale ne viene aggiunta un'altra.

Inoltre, da letteratura sono stati considerati i seguenti valori:

Parametri per ipotesi di calcolo		
η medio Sistema Elettrico Nazionale	0,458	-
PCI gas naturale	9,6	[kWh/Smc]
η caldaia gas naturale	0,9	-
Fattore di emissione CO2	0,000268	[tCO2/kWh]
fattore di conversione ft	0,086	[tep/MWhc]
fattore di conversione fe	0,187	[tep/MWhel]
Prezzo unitario CO2	87,6	[€/tCO2]
Prezzo TEE	260	[€/TEE]

Tabella 3.6: Parametri reperiti da letteratura per ipotesi di calcolo

Il valore del fattore di emissione di CO2 connesse ai consumi di energia elettrica è stato preso dal Rapporto Ambientale del 2024 della Banca d'Italia [37]. Il prezzo unitario di CO2 pari a 87,6 €/tCO2, è stimato dal valore medio nel II semestre 2023 [38]. Il prezzo stimato dei TEE, secondo il Rapporto semestrale pubblicato dal GSE [38], è pari a 260 €/TEE. Il Decreto 21 Maggio 2021 [39] definisce le tipologie di interventi ammissibili ai fini dei TEE; la sostituzione con una pompa di calore è incentivata ma non per sempre; infatti, il Decreto considera la vita utile dell'intervento che, espressa in anni, corrisponde al numero di anni per cui il GSE riconosce l'incentivo dei TEE. Dalla Tabella 1 dell'Allegato del DM, la sostituzione con una pompa di calore risulta incentivata per 5 anni; quindi, per 5 anni l'azienda riceverà questo incentivo economico.

L'analisi tecnico-economica è 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 dalla sostituzione di una caldaia a gas con pompa di calore. Inoltre, si evidenziano anche i ricavi economici provenienti dalla mancata emissione di CO2 in ambiente.

3.5.1 Valutazione dei consumi e dei costi di produzione ante intervento di efficientamento energetico

Per effettuare un'analisi energetica ed economica adeguata, occorre evidenziare i consumi legati alla produzione di energia termica destinata a soddisfare il fabbisogno dello stabilimento, ottenuta tramite l'impiego di una caldaia a gas naturale, e i relativi costi di produzione. In Tabella 3.7 sono visibili i consumi ante, mentre in Tabella 3.8 sono presenti i costi di produzione.

Produzione di energia termica con caldaia a gas naturale (ANTE)		
Consumo annuo di vapore	1.937	MWh/a
Consumo annuo di gas naturale caldaia	2.152	MWh/a
Consumo annuo di gas naturale caldaia	185	tep/a

Tabella 3.7: Consumo per produzione di energia termica ante intervento

Costo produzione di energia termica con caldaia (ANTE)		
Consumo annuo di gas naturale caldaia	224.174	Smc/a
Costo energetico annuo caldaia	159.164	€/a

Tabella 3.8: Costo produzione di energia termica ante intervento

3.5.2 Scenario 1: regolazione a punto fisso

Per questo scenario la strategia di regolazione da esaminare è quella di mantenere la temperatura di mandata della pompa di calore costante durante tutto l'anno. Come discusso in precedenza, la temperatura di mandata influenza le prestazioni della pompa di calore; infatti, al variare di quest'ultima, varia il COP della macchina. 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 EN 14825 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 integra le prestazioni della pompa di calore a carico parziale in diverse condizioni di temperatura esterna.

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:

$$SCOP = \frac{PE_{100\%} * COP_{100\%} + PE_{75\%} * COP_{75\%} + PE_{50\%} * COP_{50\%} + PE_{25\%} * COP_{25\%}}{100} \quad (3.2)$$

dove:

- PE è il peso energetico (energia prodotta su energia totale) alle quattro condizioni;
- COP è l'efficienza della pompa di calore alle quattro condizioni di carico associate a condizioni di temperature all'evaporatore e 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 [40].

Il coefficiente di prestazione stagionale dipenderà dai valori presenti in Tabella 3.4 e dal peso energetico corrispondente alle quattro condizioni di carico.

Una prima analisi è stata fatta considerando una temperatura di mandata costante e pari a 70°C (Tabella 3.9).

Profilo di carico temperatura		
Mese	Estivo	Invernale
Ott		70°C
Nov		70°C
Dic		70°C
Gen		70°C
Feb		70°C
Mar		70°C
Apr	70°C	
Mag	70°C	
Giu	70°C	
Lug	70°C	
Ago	70°C	
Set	70°C	
Risultati		
Temperatura	% di utilizzo	
70°C	100%	100%

Tabella 3.9: Profilo di carico della temperatura di mandata della pompa di calore Scenario 1

3.5.2.1 Caso 1: utilizzo di una singola pompa di calore

Si ipotizza l'uso di una singola pompa di calore da 350 kW, coprendo così solo parzialmente il fabbisogno termico. Il restante fabbisogno sarà soddisfatto tramite gli scambiatori vapore-acqua. Per determinare il consumo della PdC sono stati presi tutti i dati di consumi storici rilevati con cadenza di 14 minuti e si è rapportato il loro peso rispetto alla potenza nominale della pompa di calore (350 kW). Da questo ne è venuta fuori la percentuale di utilizzo della singola PdC per quei 14 minuti. In seguito, è stata implementata una tabella in cui sono stati riportati tutti gli eventi registrati nel periodo invernale ed estivo, scaglionati secondo diversi intervalli del fattore di carico della PdC: tra il 90% e il 100%, tra il 65% e il 90%, tra il 35% e il 65%, tra lo 0% e il 35 %, e infine il totale degli eventi. Successivamente, è stato determinato il numero degli eventi progressivamente deturpati di quelli già considerati negli intervalli precedenti, fino a determinare i restanti valori al di sotto dello 0%, che si configurano come gli eventi nei quali la PdC è spenta. Infine, sono state determinate le percentuali di utilizzo della PdC al carico considerato rispetto al totale degli eventi, quindi al fabbisogno dell'utenza (Tabella 3.10).

Caso 1 - Singola PdC da 350 kW		
Periodo	Intervalli del fattore di carico (x)	% di utilizzo della singola PdC
INV	90%<x<100%	72%
INV	65%<x<90%	20%
INV	35%<x<65%	7%
INV	0%<x<35%	1%
INV		1%
EST	90%<x<100%	1%
EST	65%<x<90%	3%
EST	35%<x<65%	16%
EST	0%<x<35%	52%
EST		29%

Tabella 3.10: Utilizzo percentuale di una singola PdC da 350 kW a diversi intervalli del fattore di carico, rispetto alla potenza totale della PdC

A questo punto, si vogliono determinare le ore di funzionamento totali della PdC a partire dai dati in input mostrati in Tabella 3.11.

Periodo	ESTIVO		INVERNALE	
<u>EVAPORATORE</u>				
In [°C]	27		22	
Out [°C]	22		17	
<u>CONDENSATORE</u>				
In [°C]	60		60	
Out [°C]	70		70	
<u>Risultati</u>		% di utilizzo PdC		% di utilizzo PdC
COP a pieno carico	3,71	1%	3,35	72%
COP 75% carico	3,68	3%	3,36	20%
COP 50% carico	3,42	16%	3,25	7%
COP 25% carico	3,32	52%	3,02	1%
Spenta		29%		1%
% da Profilo di carico	100%		100%	

Tabella 3.11: Dati in input caso di utilizzo di una singola PdC

Tramite la formula (3.3) sono state calcolate le ore di funzionamento parziali della PdC alle quattro diverse condizioni di carico per il periodo estivo e invernale. Queste dipendono dalle ore di funzionamento annue totali (h/a), che si considerano pari a 4380 h/a sia per l'estate che per l'inverno, dalla percentuale di utilizzo della PdC al carico considerato (%da consumi storici) e dalla percentuale del profilo di

carico delle temperature (%profilo di carico), cioè quanto tempo nella stagione estiva e in quella invernale sarà utilizzata quella temperatura di mandata, che varia a seconda della regolazione implementata.

$$\begin{aligned}
 h \text{ funzionamento} & \\
 &= h/a * \%consumi storici * \%profilo di carico
 \end{aligned}
 \tag{3.3}$$

Ciò che ne deriva è esposto in Tabella 3.12.

Ore di funzionamento parziali annue [h/a]		
Periodo	ESTIVO	INVERNALE
Temperatura	60°C	60°C
COP a pieno carico	35	3160
COP 75% carico	141	866
COP 50% carico	687	303
COP 25% carico	2267	28
Spenta	1249	24

Tabella 3.12: Ore di funzionamento parziali annue ai diversi fattori di carico della singola PdC

Facendo la sommatoria delle ore di funzionamento parziali, si ottengono 7487 h/a di funzionamento totali della PdC secondo le assunzioni iniziali fatte per il Caso 1.

Successivamente si determina la percentuale di tempo nella quale la pompa di calore si trova nelle quattro condizioni di carico rispetto al totale del tempo tramite l'equazione (3.4). Questa percentuale sarà data dal rapporto tra le ore di funzionamento parziali alle quattro condizioni di carico e le h/a di funzionamento totali precedentemente calcolate. Così facendo si definisce il peso energetico alle quattro condizioni di carico. In Tabella 3.13 sono visibili i risultati ottenuti.

$$\begin{aligned}
 \% \text{ Tempo di funzionamento}_{x\% \text{ di carico}} & \\
 = \frac{h \text{ funzionamento parziali}_{x\% \text{ di carico}}}{(h/a \text{ di funz tot})} &
 \end{aligned}
 \tag{3.4}$$

% Tempo funzionamento		
Periodo	ESTIVO	INVERNALE
Temperatura	60°C	60°C
COP a pieno carico	0%	42%
COP 75% carico	2%	12%
COP 50% carico	9%	4%
COP 25% carico	30%	0%

Tabella 3.13: Percentuale tempo di funzionamento ai diversi fattori di carico della singola PdC

Dopo aver definito il peso energetico, si determinano i COP parziali alle quattro condizioni di carico, dati dal prodotto tra il tempo di funzionamento della PdC alle quattro condizioni di carico e il COP stimato ai carichi parziali (Tabella 3.4):

$$\begin{aligned}
 \text{COP parziale}_{x\% \text{ di carico}} &= \text{COP}_{\text{stimato}} \quad (3.5) \\
 & * \% \text{ Tempo di funzionamento}_{x\% \text{ di carico}}
 \end{aligned}$$

I risultati sono visibili in Tabella 3.14.

COP Parziali		
Periodo	ESTIVO	INVERNALE
Temperatura	70°C	70°C
COP a pieno carico	0,02	1,41
COP 75% carico	0,07	0,39
COP 50% carico	0,31	0,13
COP 25% carico	1,01	0,01

Tabella 3.14: COP parziali ai diversi fattori di carico

Adesso, facendo la somma di tutti questi contributi, secondo l'equazione (3.2), si ottiene il SCOP, che nel seguente caso risulta essere pari a:

SCOP
3,35

Tabella 3.15: Valore SCOP Caso 1 - singola PdC

Si quantificano adesso i risparmi energetici ed economici. Per valutare i risparmi occorre confrontare il consumo di gas naturale della caldaia con il consumo elettrico della pompa di calore e il relativo costo energetico. Un'efficace valutazione della convenienza, o non convenienza del progetto, può essere condotta con il calcolo del tempo di ritorno dell'investimento o SPB (Simple Pay Back) che, non considera i tassi di interesse né l'aumento annuale del costo dell'energia, dato dalla seguente formula:

$$SPB = \frac{\text{Costi di investimento iniziali [€]}}{\text{Risparmi [€/a]}} \quad (3.6)$$

I risparmi sono definiti dalla differenza tra i costi energetici della situazione ante e i costi energetici della situazione post intervento. Inoltre, nei ricavi, vengono considerati gli incentivi statali per l'installazione della particolare tecnologia (TEE), insieme al risparmio derivante dalla mancata emissione di CO₂ che rappresenta un mancato costo dovuto al meccanismo ETS.

Il risparmio energetico si basa sulla differenza tra l'energia consumata dalla caldaia e quella consumata dalla pompa di calore. Dato che una caldaia utilizza gas e la pompa di calore utilizza elettricità, si confronta l'energia necessaria per produrre lo stesso fabbisogno termico.

Il consumo di gas naturale della caldaia viene determinato tramite la seguente formula:

$$\begin{aligned} & \text{Consumo annuo di GN caldaia ante [kWh/a]} \\ & = \frac{\text{Consumo totale caldaia ante [kWh]}}{\eta_{caldaia}} \end{aligned} \quad (3.7)$$

Lo stesso portato in Smc/a è dato dalla formula:

$$\begin{aligned}
& \text{Consumo annuo di GN caldaia ante } [Smc/a] \\
& = \frac{\text{Consumo annuo di GN caldaia ante } [kWh/a]}{PCI_{GN} [kWh/Smc]} \quad (3.8)
\end{aligned}$$

Si calcola adesso, il consumo elettrico annuale della PdC usando lo stesso consumo totale della situazione ante e il SCOP. Il consumo è determinato dalla seguente formula:

$$\begin{aligned}
& \text{Consumo el PdC } [kWh/a] \\
& = \frac{\text{Consumo annuo di GN caldaia } [kWh/a]}{SCOP} \quad (3.9)
\end{aligned}$$

Dividendo il consumo elettrico della PdC per il rendimento medio del Sistema Elettrico Nazionale, si ottiene il consumo di energia primaria da PdC.

$$\begin{aligned}
& \text{Consumo energia primaria PdC } [kWh/a] \\
& = \frac{\text{Consumo elettrico PdC } [kWh/a]}{\eta_{SEN}} \quad (3.10)
\end{aligned}$$

È stato, inoltre, definito il consumo di gas naturale della caldaia nella situazione post, nel caso in cui una singola pompa di calore non sia in grado di coprire interamente i consumi. Per cui è stata calcolata la differenza tra il totale dei consumi e quelli totali soddisfatti da una singola PdC, definendo il totale dei consumi che, nella situazione post intervento, deve comunque coprire la caldaia che rimane come back-up. Il consumo così definito è stato calcolato tramite la seguente formula:

$$\begin{aligned}
& \text{Consumo annuo di GN caldaia post } [kWh/a] \\
& = \frac{\text{Consumo totale caldaia post } [kWh]}{\eta_{caldaia}} \quad (3.11)
\end{aligned}$$

In termini di Smc/a sarà:

$$\begin{aligned}
& \text{Consumo annuo di GN caldaia post } [Smc/a] \\
& = \frac{\text{Consumo annuo di GN caldaia post } [kWh/a]}{PCI_{GN} [kWh/Smc]} \quad (3.12)
\end{aligned}$$

Quindi, il risparmio energetico sarà la differenza tra il consumo annuo ante intervento e la somma dei due contributi di consumo post intervento.

Il risparmio economico, invece, dipende dal confronto tra il costo del gas naturale e quello dell'elettricità. Il costo energetico della caldaia ante è calcolato mediante la seguente formula:

$$\begin{aligned}
& \text{Costo energetico annuo caldaia ante } [€/a] \\
& = \text{Consumo annuo di GN caldaia ante } [Smc/a] \quad (3.13) \\
& * \text{costo GN} [€/Smc]
\end{aligned}$$

Per la PdC:

$$\begin{aligned}
& \text{Costo energetico annuo PdC } [€/a] \\
& = \text{Consumo elettrico PdC } [kWh/a] \quad (3.14) \\
& * \text{costo energia elettrica } [€/kWh]
\end{aligned}$$

Mentre il costo energetico della caldaia post sarà:

$$\begin{aligned}
& \text{Costo energetico annuo caldaia post } [€/a] \\
& = \text{Consumo annuo di GN caldaia post } [Smc/a] \quad (3.15) \\
& * \text{costo GN} [€/Smc]
\end{aligned}$$

La differenza tra il costo energetico ante e la somma dei due costi energetici post, genera il saving annuo della PdC rispetto alla caldaia.

Per determinare le emissioni evitate di CO₂ derivanti dalla sostituzione della caldaia a GN con una pompa di calore, occorre confrontare le emissioni di CO₂ generate dal consumo di GN ante, con quelle dovute al consumo di energia elettrica dalla PdC e all'eventuali consumi di CO₂ per coprire i consumi residui che non riesce a soddisfare la singola PdC. Le emissioni di CO₂ della caldaia ante sono date dalla moltiplicazione tra il consumo annuale di gas ante per il fattore di emissione di CO₂ presente in Tabella 3.5.

$$\begin{aligned}
 & \text{Emissioni CO}_2 \text{ caldaia ante } [tCO_2/a] \\
 & = \text{Consumo annuo di GN caldaia ante } [Smc/a] \quad (3.16) \\
 & * \text{fattore di emissione } [tCO_2/Smc]
 \end{aligned}$$

Allo stesso modo, le emissioni della PdC sono date dal prodotto tra il consumo di energia primaria da PdC e il fattore di emissione dell'energia elettrica (Tabella 3.6).

$$\begin{aligned}
 & \text{Emissioni CO}_2 \text{ PdC } [tCO_2/a] \\
 & = \text{Consumo elettrico PdC } [kWh/a] \quad (3.17) \\
 & * \text{fattore di emissione } [tCO_2/kWh]
 \end{aligned}$$

Le emissioni di CO₂ dovute alla restante parte dei consumi da coprire sono state calcolate mediante la seguente formula:

$$\begin{aligned}
 & \text{Emissioni CO}_2 \text{ caldaia post } [tCO_2/a] \\
 & = \text{Consumo annuo di GN caldaia post } [Smc/a] \quad (3.18) \\
 & * \text{fattore di emissione } [tCO_2/Smc]
 \end{aligned}$$

La differenza tra le emissioni della caldaia ante e la somma delle emissioni generate dall'uso della PdC e dal parziale uso della caldaia post, genera la stima delle emissioni di CO₂ evitate annualmente.

Per quanto riguarda invece i TEE, in Italia ogni distributore di gas e di elettricità con almeno cinquantamila consumatori ha l'obbligo di ottenere ogni anno un determinato numero di titoli dipendente dalla quantità di energia trattata. I suddetti titoli possono essere ottenuti a seguito di un risparmio energetico certificato oppure acquistati sul mercato apposito, da qui l'interesse economico nel progettare sistemi in grado di ottenere il maggior risparmio di energia primaria possibile. Il mancato conseguimento di un sufficiente numero di titoli di efficienza energetica, a fine del periodo previsto, comporta sanzioni pecuniarie. La quantità di titoli emessi è data dalla seguente equazione:

$$\begin{aligned}
 1 \text{ TEE} & \\
 &= 1 \text{ tonnellata di petrolio equivalente risparmiata}
 \end{aligned}
 \tag{3.19}$$

La valutazione preliminare del numero di TEE derivanti dalla sostituzione della caldaia a favore della pompa di calore si quantifica, a seconda della quantità di tonnellate equivalenti di petrolio (tep) risparmiate, secondo la seguente formula:

$$\begin{aligned}
 RISP \left[\frac{tep}{a} \right] &= \frac{Consumo_{GN \text{ ante}} \left[\frac{MWh_c}{a} \right]}{\eta_{caldaia}} * f_t \left[\frac{tep}{MWh_c} \right] \\
 &\quad - Consumo_{el, PdC} \left[\frac{MWh_{el}}{a} \right] * f_e \left[\frac{tep}{MWh_{el}} \right] \\
 &\quad - \frac{Consumo_{GN \text{ post}} \left[\frac{MWh_c}{a} \right]}{\eta_{caldaia}} * f_t \left[\frac{tep}{MWh_c} \right]
 \end{aligned}
 \tag{3.20}$$

In Figura 3.32 sono riportati i risultati delle valutazioni energetiche.

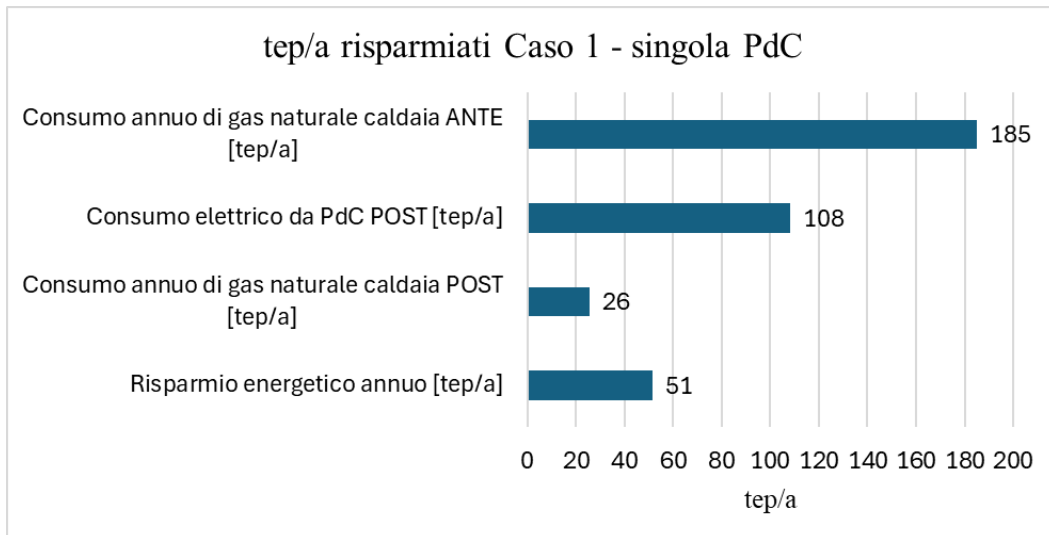


Figura 3.32: Valutazione dei risparmi energetici Caso 1 - singola PdC

In un'ottica di decarbonizzazione, dai seguenti consumi ante e post derivano le sottostanti quantità di emissioni di CO₂ evitate annualmente.

Emissioni di CO₂ annue evitate [tCO₂/a]	
225	tCO ₂ /a

Tabella 3.16: Emissioni di CO₂ annue evitate Caso 1 - singola PdC

Si riportano anche le valutazioni economiche (Figura 3.33).

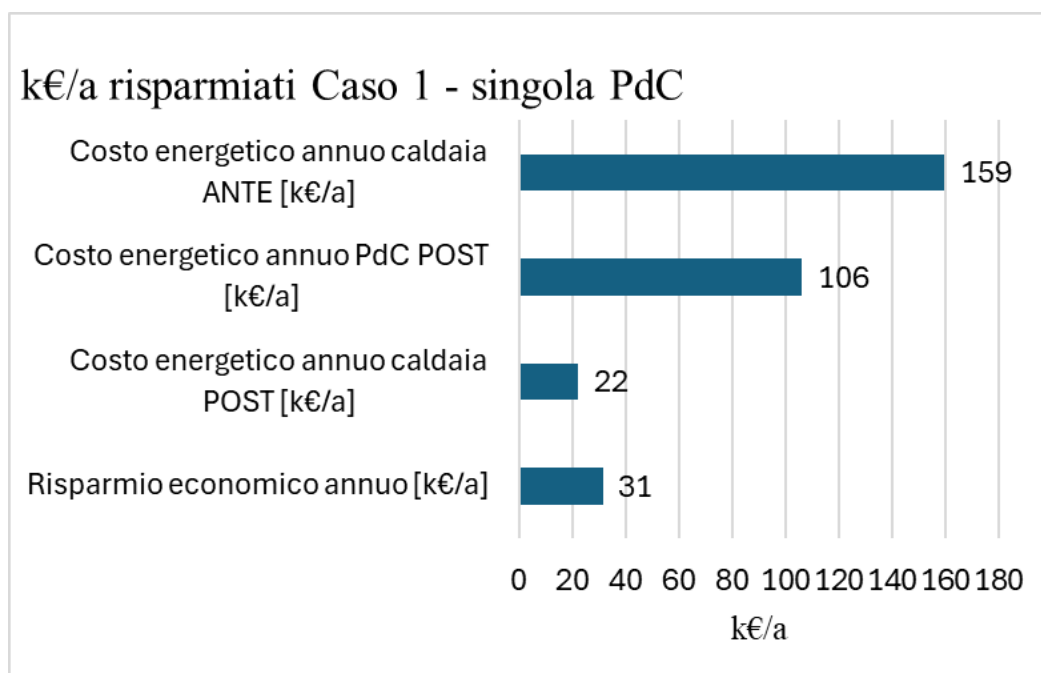


Figura 3.33: Valutazione dei risparmi economici Caso 1 - singola PdC

A questo punto, è possibile valutare il rientro dell'investimento (SPB), inizialmente senza considerare i possibili incentivi per l'installazione della pompa di calore e i risparmi da emissioni di CO₂ evitate, in modo da fornire una valutazione economica di questa particolare strategia schietta e svincolata dalla aleatorietà di questi parametri.

Simple Pay Back singola PdC (senza considerare gli incentivi per i TEE e il risparmio dovuto alle mancate emissioni di CO₂)		
Costi e Risparmi		
Stima del costo di investimento per una PdC singola	340.000	€
Risparmio economico annuale	31.321	€/a
SPB	10,9	a

Tabella 3.17: Simple Pay Back senza eventuali incentivi e risparmi da emissioni di CO₂ evitate utilizzando una singola PdC

Considerando gli eventuali incentivi recati dai TEE e i risparmi economici dovuti alla mancata emissione di CO₂, il SPB sarà quello mostrato in Tabella 3.18.

Simple Pay Back singola PdC (considerando gli incentivi per i TEE e il risparmio dovuto alle mancate emissioni di CO2)		
Risparmi e Incentivi		
Risparmio economico annuale da emissioni di CO2 evitate	19.667	€/a
Ricavi economici da TEE	13.346	€/a
SPB	5,3	a

Tabella 3.18: Simple Pay Back considerando gli incentivi e i risparmi da emissioni di CO2 evitate utilizzando una singola PdC

3.5.2.2 Caso 2: utilizzo di due pompe di calore funzionanti in cascata

In questo caso si considera l'uso di due pompe di calore da 350 kW ciascuna, funzionanti in cascata. La logica di funzionamento prevede che, qualora una delle pompe di calore non sia in grado di coprire completamente il fabbisogno termico, l'altra intervenga per colmare la differenza. Perciò, la percentuale di utilizzo delle PdC è stata determinata considerando una PdC A che soddisferà la maggior parte del fabbisogno e per la quale si è rapportato il fabbisogno delle utenze, con cadenza di 14 minuti, con la potenza nominale di quest'ultima (350 kW), determinando così la percentuale di utilizzo della medesima. Quando il fabbisogno delle utenze supera la potenza nominale della PdC A, entra in funzione la PdC B. La percentuale di utilizzo della PdC B viene calcolata rapportando la parte di fabbisogno non soddisfatta dalla PdC A con la potenza nominale della PdC B, pari a 350 kW. Per calcolare le percentuali di utilizzo delle PdC A e B ai vari carichi considerati, si è costruita la Tabella 3.19 con lo svolgimento descritto in precedenza.

Caso 2 - due PdC da 350 kW l'una, funzionanti in cascata			
		PdC A	PdC B
Periodo	Intervalli del fattore di carico (x)	% di utilizzo della singola PdC	% di utilizzo della singola PdC
INV	90%<x<100%	72%	1%
INV	65%<x<90%	20%	4%
INV	35%<x<65%	7%	14%
INV	0%<x<35%	1%	44%
INV		1%	37%
EST	90%<x<100%	1%	0%
EST	65%<x<90%	3%	0%
EST	35%<x<65%	16%	0%
EST	0%<x<35%	52%	0%
EST		29%	100%

Tabella 3.19: Utilizzo percentuale di due PdC, A e B, da 350 kW l'una, funzionanti in cascata, a diversi intervalli del fattore di carico, rispetto alla potenza totale delle PdC

Il procedimento di calcolo utilizzato per determinare il SCOP è il medesimo utilizzato per il caso precedente; ciò che ne deriva è un SCOP pari a:

SCOP
3,28

Tabella 3.20: Valore SCOP Caso 2 - due PdC in cascata

Le valutazioni energetiche ed economiche che scaturiscono dalle assunzioni fatte per questo caso sono mostrate in Figura 3.34 e in Figura 3.35.

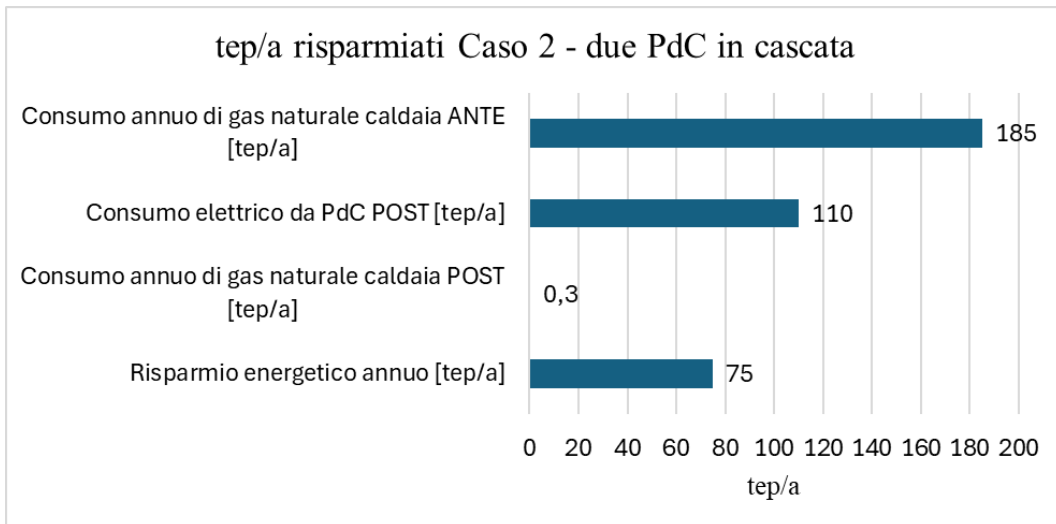


Figura 3.34: Valutazione dei risparmi energetici Caso 2 - due PdC in cascata

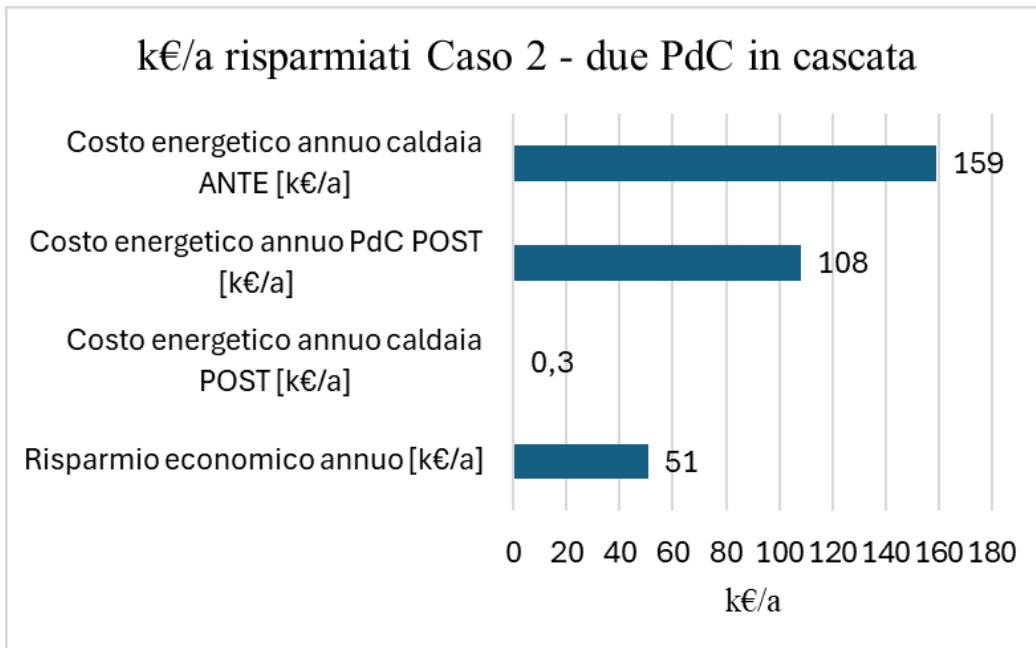


Figura 3.35: Valutazione dei risparmi economici Caso 2 - due PdC in cascata

In un'ottica di decarbonizzazione, dai seguenti consumi ante e post derivano le sottostanti quantità di emissioni di CO2 evitate annualmente.

Emissioni di CO2 annue evitate [tCO2/a]	
282	tCO2/a

Tabella 3.21: Emissioni di CO2 annue evitate Caso 2 – due PdC in cascata

È stato determinato successivamente il SPB inizialmente senza considerare i possibili incentivi per l'installazione della pompa di calore e i risparmi da emissioni di CO2 evitate (Tabella 3.22) e in seguito, considerando i due contributi (Tabella 3.23).

Simple Pay Back due PdC in cascata (senza considerare gli incentivi per i TEE e il risparmio dovuto alle mancate emissioni di CO2)		
Costi e Risparmi		
Stima del costo di investimento per una PdC singola	480.000	€
Risparmio economico annuale	50.956	€/a
SPB	9,4	a

Tabella 3.22: Simple Pay Back senza eventuali incentivi e risparmi da emissioni di CO2 evitate Caso 2 - due PdC in cascata

Simple Pay Back due PdC in cascata (considerando gli incentivi per i TEE e il risparmio dovuto alle mancate emissioni di CO2)		
Risparmi e Incentivi		
Risparmio economico annuale da emissioni di CO2 evitate	24.677	€/a
Ricavi economici da TEE	19.362	€/a
SPB	5,1	a

Tabella 3.23: Simple Pay Back considerando gli incentivi e i risparmi da emissioni di CO2 evitate Caso 2 - due PdC in cascata

3.5.2.3 Caso 3: utilizzo di due pompe di calore funzionanti in parallelo

Adesso si analizza il caso di installazione di due pompe di calore che lavorano in parallelo, entrambe da 350 kW. In questo caso, l'impianto avrà una potenza nominale complessiva di 700 kW per cui il fabbisogno delle utenze sarà rapportato a questa potenza nominale, definendo le percentuali di utilizzo della PdC al carico considerato dell'intero impianto (Tabella 3.24).

Caso 3 - due PdC da 350 kW l'una, funzionanti in parallelo		
Periodo	Intervalli del fattore di carico (x)	% di utilizzo delle PdC totale
INV	90%<x<100%	3%
INV	65%<x<90%	23%
INV	35%<x<65%	64%
INV	0%<x<35%	9%
INV		1%
EST	90%<x<100%	0%
EST	65%<x<90%	0%
EST	35%<x<65%	3%
EST	0%<x<35%	69%
EST		29%

Tabella 3.24: Utilizzo percentuale di due PdC da 350 kW l'una, funzionanti in parallelo, a diversi intervalli del fattore di carico, rispetto alla potenza totale delle PdC

Il procedimento di calcolo utilizzato per determinare il SCOP è il medesimo utilizzato per il caso precedente; ciò che ne deriva è un SCOP pari a:

SCOP
3,29

Tabella 3.25: Valore SCOP Caso 3 - due PdC in parallelo

In Figura 3.36 sono riportati i risultati delle valutazioni energetiche.

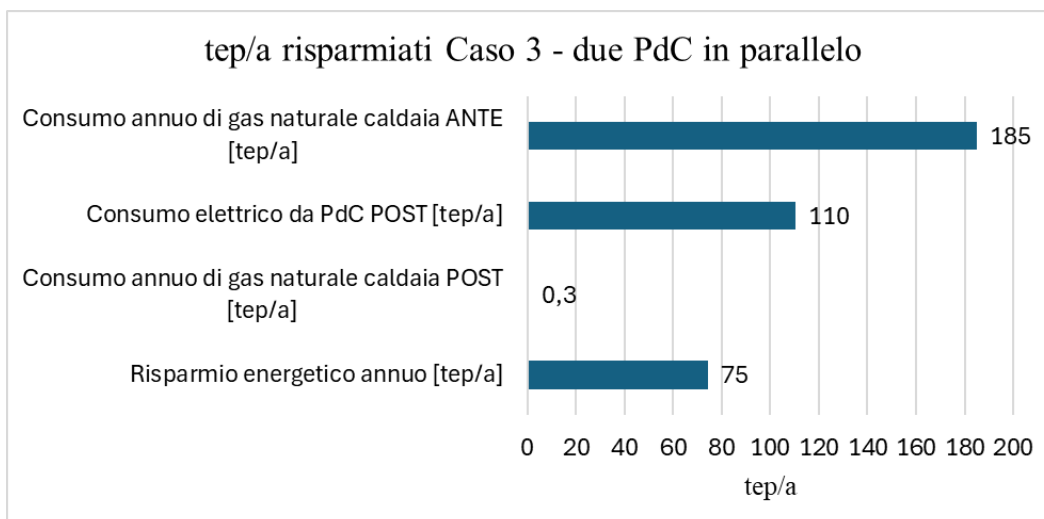


Figura 3.36: Valutazione dei risparmi energetici Caso 3 - due PdC in parallelo

In Figura 3.37 sono mostrate, invece, le valutazioni economiche.

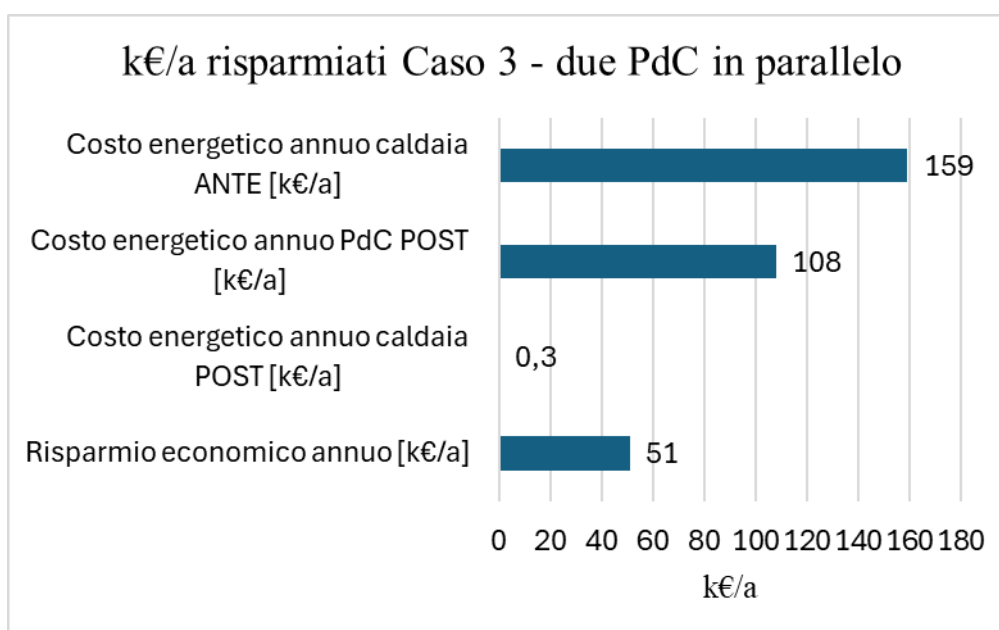


Figura 3.37: Valutazione dei risparmi economici Caso 3 - due PdC in parallelo

In un'ottica di decarbonizzazione, dai seguenti consumi ante e post derivano le sottostanti quantità di emissioni di CO2 evitate annualmente.

Emissioni di CO2 annue evitate [tCO2/a]	
282	tCO2/a

Tabella 3.26: Emissioni di CO2 annue evitate Caso 3 – due PdC in parallelo

È stato determinato successivamente il SPB inizialmente senza considerare i possibili incentivi per l'installazione della pompa di calore e i risparmi da emissioni di CO2 evitate (Tabella 3.27) e in seguito, considerando i due contributi (Tabella 3.28).

Simple Pay Back due PdC in parallelo (senza considerare gli incentivi per i TEE e il risparmio dovuto alle mancate emissioni di CO2)		
Costi e Risparmi		
Stima del costo di investimento per una PdC singola	480.000	€
Risparmio economico annuale	76.537	€/a
SPB	6,3	a

Tabella 3.27: : Simple Pay Back senza eventuali incentivi e risparmi da emissioni di CO2 evitate
Caso 3 - due PdC in parallelo

Simple Pay Back due PdC in parallelo (considerando gli incentivi per i TEE e il risparmio dovuto alle mancate emissioni di CO2)		
Risparmi e Incentivi		
Risparmio economico annuale da emissioni di CO2 evitate	27.959	€/a
Ricavi economici da TEE	26.159	€/a
SPB	3,7	a

Tabella 3.28: Simple Pay Back considerando gli incentivi e i risparmi da emissioni di CO2 evitate
Caso 3 - due PdC in parallelo

3.5.3 Scenario 2: regolazione a gradini

In questo caso si vuole vedere l'effetto sui risparmi economici ed energetici adoperando una strategia di regolazione a gradini, e quindi mantenendo la temperatura di mandata costante mese per mese, in funzione della temperatura esterna media mensile, ipotizzando di avere una temperatura di mandata più elevata nei mesi dell'anno più freddi. L'analisi è stata condotta considerando l'impostazione visibile in Figura 3.38.

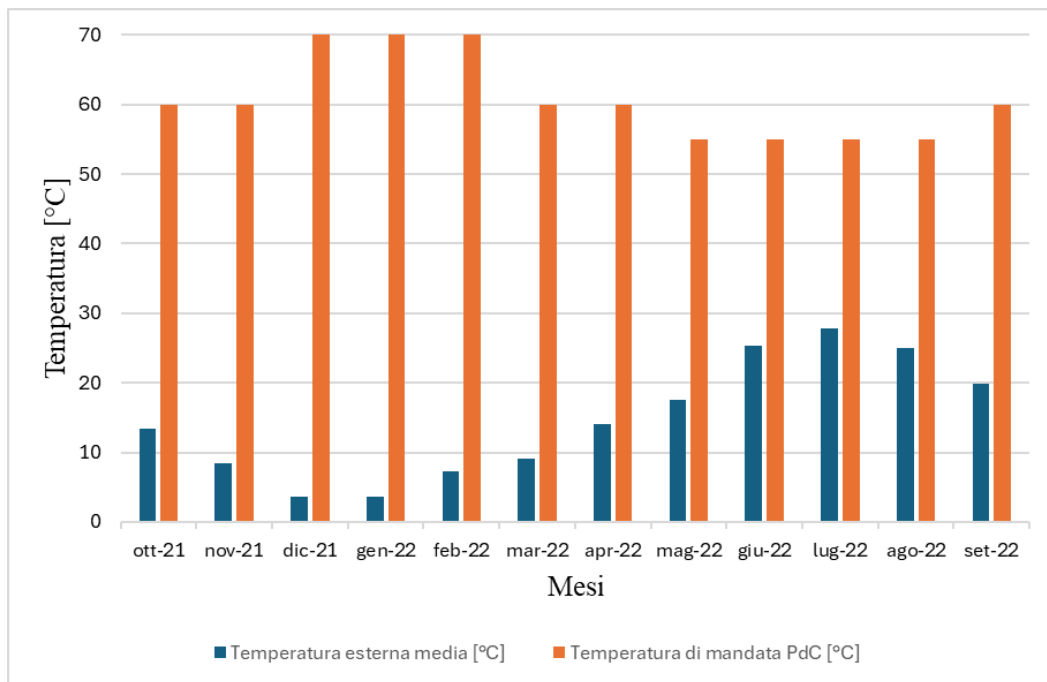


Figura 3.38: Ipotesi di temperatura di mandata della pompa di calore mese per mese in funzione di quella esterna, per regolazione a gradini

Il profilo di carico delle temperature risultante sarà il seguente:

Profilo di carico temperature		
Mese	Estivo	Invernale
Risultati		
Temperatura	% di utilizzo	
70°C	0%	33%
60°C	0%	50%
55°C	100%	17%

Tabella 3.29: Profilo di carico delle temperature di mandata della pompa di calore Scenario 2

3.5.3.1 Caso 1: utilizzo di una singola pompa di calore

Caso analogo a quello del capitolo precedente; ciò che varia è il profilo di carico delle temperature. Da questa strategia viene fuori il seguente SCOP:

SCOP
4,19

Tabella 3.30: Valore SCOP Caso 1 - singola PdC

I risparmi economici ed energetici che ne conseguono sono riassunti in Figura 3.39 e Figura 3.40.

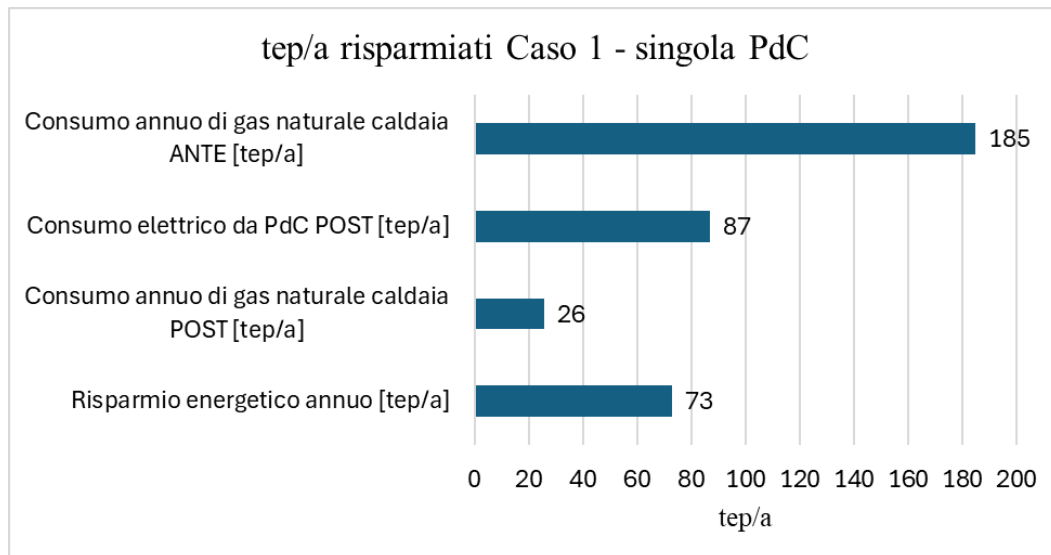


Figura 3.39: Valutazione dei risparmi energetici Caso 1 - singola PdC

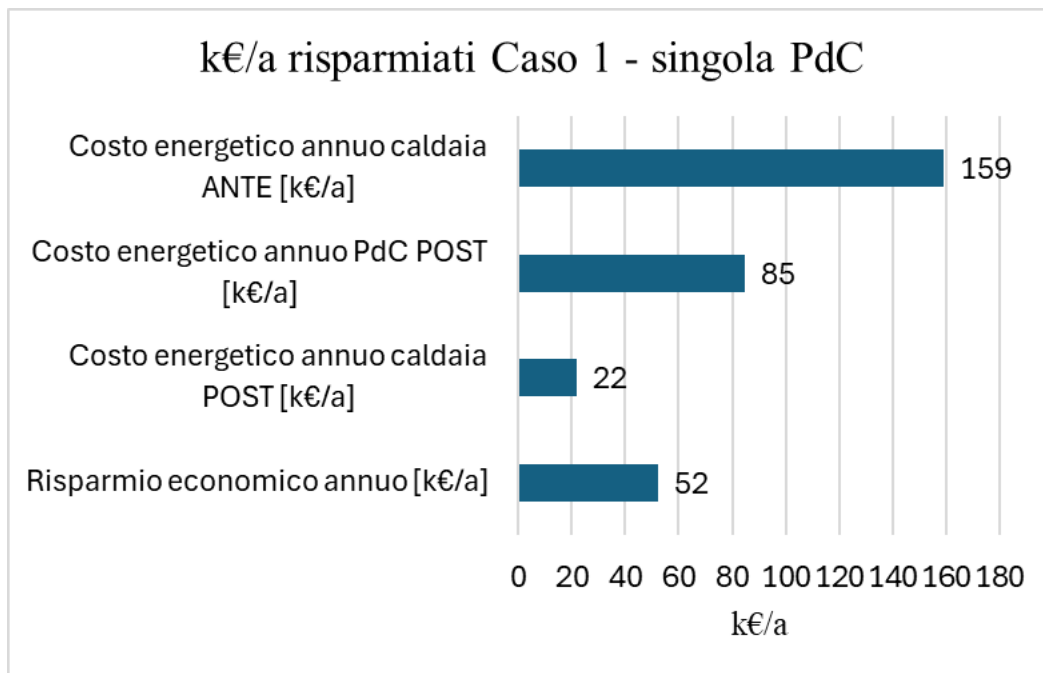


Figura 3.40: Valutazione dei risparmi economici Caso 1 - singola PdC

In un'ottica di decarbonizzazione, dai seguenti consumi ante e post derivano le sottostanti quantità di emissioni di CO₂ evitate annualmente.

Emissioni di CO₂ annue evitate [tCO₂/a]	
255	tCO ₂ /a

Tabella 3.31: Emissioni di CO₂ annue evitate Caso 1 – singola PdC

È stato determinato successivamente il SPB inizialmente senza considerare i possibili incentivi per l'installazione della pompa di calore e i risparmi da emissioni di CO2 evitate (Tabella 3.32) e in seguito, considerando i due contributi (Tabella 3.33).

Simple Pay Back singola PdC (senza considerare gli incentivi per i TEE e il risparmio dovuto alle mancate emissioni di CO2)		
Costi e Risparmi		
Stima del costo di investimento per una PdC singola	340.000	€
Risparmio economico annuale	52.433	€/a
SPB	6,5	a

*Tabella 3.32: Simple Pay Back senza eventuali incentivi e risparmi da emissioni di CO2 evitate
Caso 1 – singola PdC*

Simple Pay Back singola PdC (considerando gli incentivi per i TEE e il risparmio dovuto alle mancate emissioni di CO2)		
Risparmi e Incentivi		
Risparmio economico annuale da emissioni di CO2 evitate	22.376	€/a
Ricavi economici da TEE	18.955	€/a
SPB	3,6	a

*Tabella 3.33: Simple Pay Back considerando gli incentivi e i risparmi da emissioni di CO2 evitate
Caso 1 – singola PdC*

3.5.3.2 Caso 2: utilizzo di due pompe di calore funzionanti in cascata

Caso analogo a quello del capitolo precedente; ciò che varia è il profilo di carico delle temperature. In questo caso il SCOP corrispondente risulta essere pari a:

SCOP
4,04

Tabella 3.34: Valore SCOP Caso 2 - due PdC in cascata

Le relative valutazioni energetiche ed economiche sono riportate nelle seguenti tabelle.

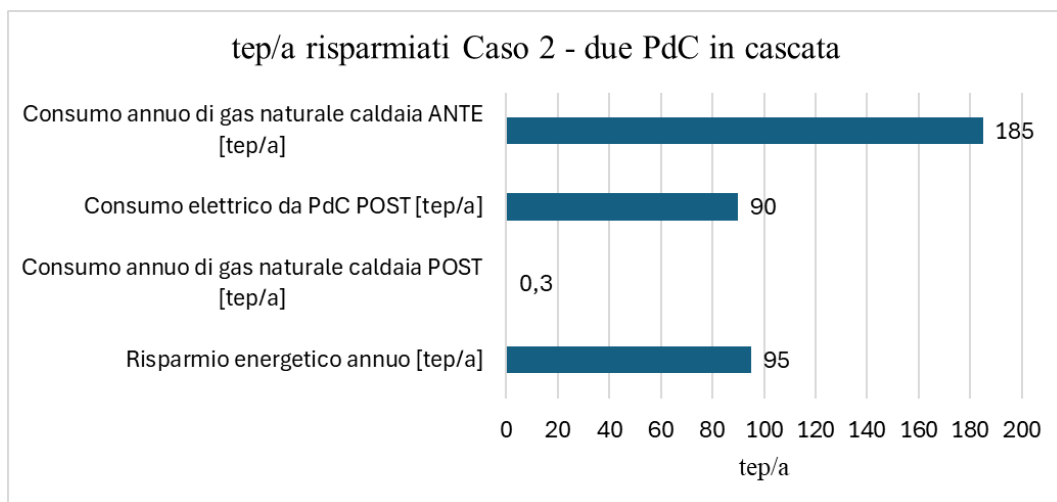


Figura 3.41: Valutazione dei risparmi energetici Caso 2 - due PdC in cascata

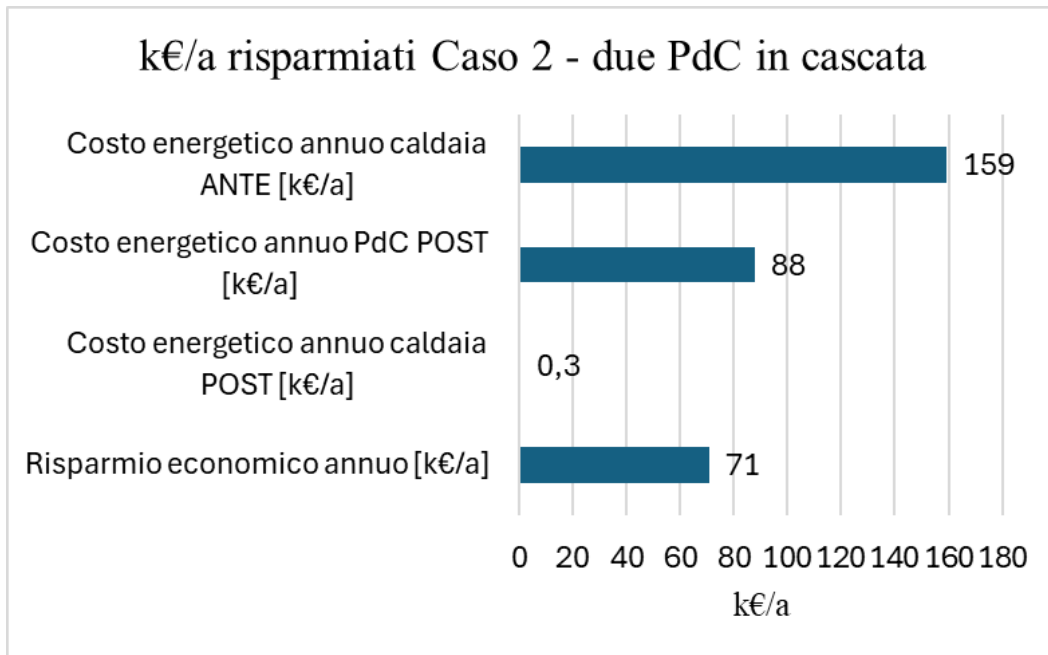


Figura 3.42: Valutazione dei risparmi economici Caso 2 - due PdC in cascata

In un'ottica di decarbonizzazione, dai seguenti consumi ante e post derivano le sottostanti quantità di emissioni di CO₂ evitate annualmente.

Emissioni di CO₂ annue evitate [tCO₂/a]	
311	tCO ₂ /a

Tabella 3.35: Emissioni di CO₂ annue evitate Caso 2 – due PdC in cascata

È stato determinato successivamente il SPB inizialmente senza considerare i possibili incentivi per l'installazione della pompa di calore e i risparmi da emissioni di CO₂ evitate (Tabella 3.36) e in seguito, considerando i due contributi (Tabella 3.37).

Simple Pay Back due PdC in cascata (senza considerare gli incentivi per i TEE e il risparmio dovuto alle mancate emissioni di CO2)		
Costi e Risparmi		
Stima del costo di investimento per una PdC singola	480.000	€
Risparmio economico annuale	71.072	€/a
SPB	6,8	a

*Tabella 3.36: Simple Pay Back senza eventuali incentivi e risparmi da emissioni di CO2 evitate
Caso 2 – due PdC in cascata*

Simple Pay Back due PdC in cascata (considerando gli incentivi per i TEE e il risparmio dovuto alle mancate emissioni di CO2)		
Risparmi e Incentivi		
Risparmio economico annuale da emissioni di CO2 evitate	27.258	€/a
Ricavi economici da TEE	24.707	€/a
SPB	3,9	a

*Tabella 3.37: Simple Pay Back considerando gli incentivi e i risparmi da emissioni di CO2 evitate
Caso 2 – due PdC in cascata*

3.5.3.3 Caso 3: utilizzo di due pompe di calore funzionanti in parallelo

Caso analogo a quello del capitolo precedente; ciò che varia è il profilo di carico delle temperature. In questo caso il SCOP risultante sarà:

SCOP
4,13

Tabella 3.38: Valore SCOP Caso 3 - due PdC in parallelo

In Figura 3.43 sono mostrati i relativi risparmi energetici.

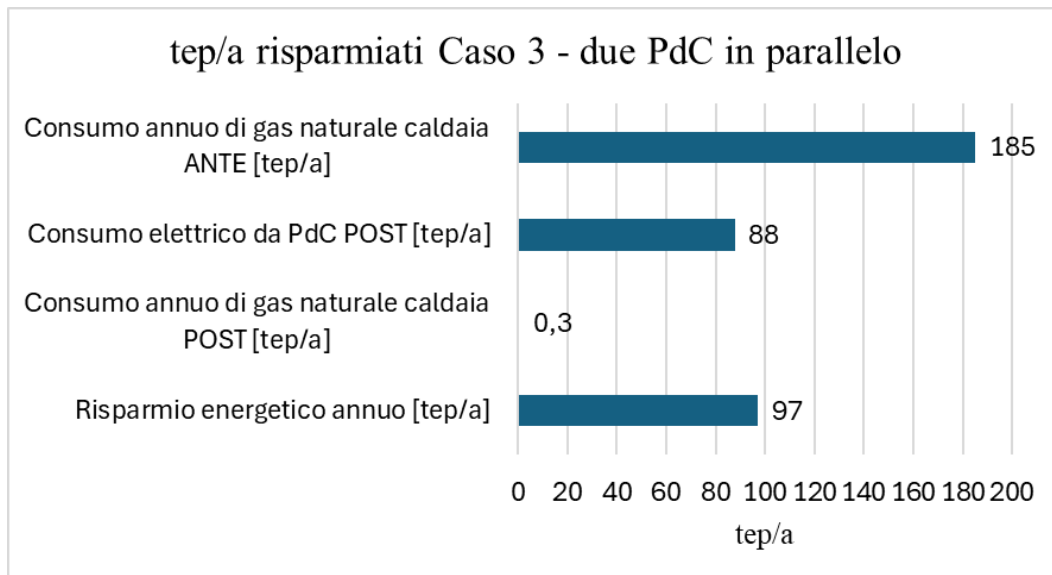


Figura 3.43: Valutazione dei risparmi energetici Caso 3 - due PdC in parallelo

Nella seguente figura, invece, sono visibili i risparmi economici.

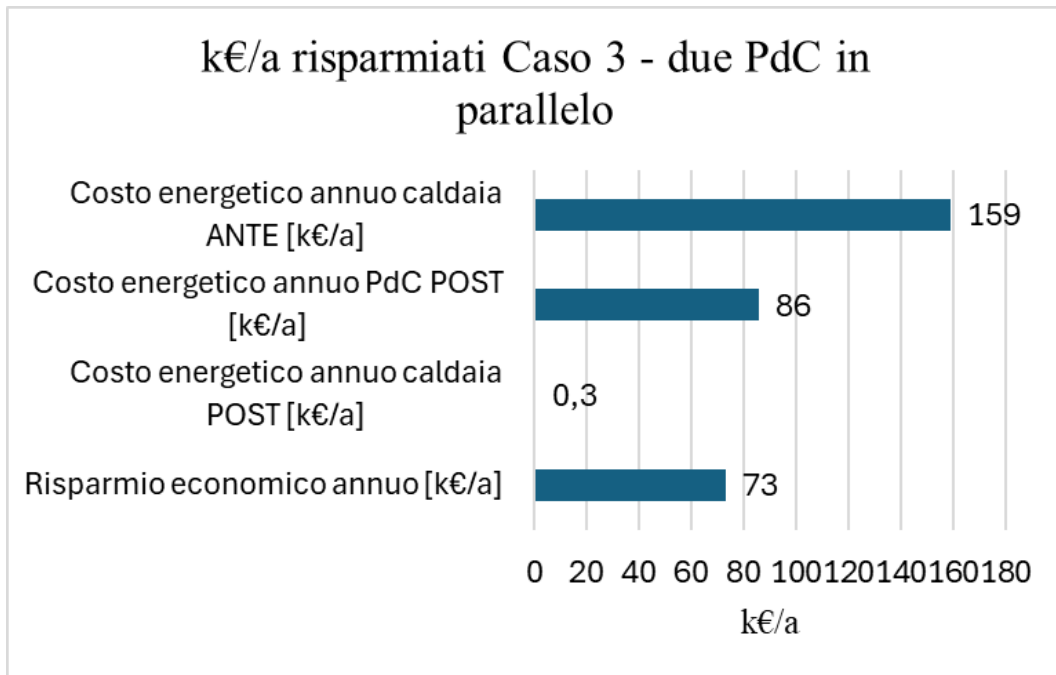


Figura 3.44: Valutazione dei risparmi economici Caso 3 - due PdC in parallelo

In un'ottica di decarbonizzazione, dai seguenti consumi ante e post derivano le sottostanti quantità di emissioni di CO2 evitate annualmente.

Emissioni di CO2 annue evitate [tCO2/a]	
314	tCO2/a

Tabella 3.39: Emissioni di CO2 annue evitate Caso 3 – due PdC in parallelo

È stato determinato successivamente il SPB inizialmente senza considerare i possibili incentivi per l'installazione della pompa di calore e i risparmi da emissioni di CO2 evitate (tab) e in seguito, considerando i due contributi (tab).

Simple Pay Back due PdC in parallelo (senza considerare gli incentivi per i TEE e il risparmio dovuto alle mancate emissioni di CO2)		
Costi e Risparmi		
Stima del costo di investimento per una PdC singola	480.000	€
Risparmio economico annuale	73.091	€/a
SPB	6,6	a

*Tabella 3.40: Simple Pay Back senza eventuali incentivi e risparmi da emissioni di CO2 evitate
Caso 3 – due PdC in parallelo*

Simple Pay Back due PdC in parallelo (considerando gli incentivi per i TEE e il risparmio dovuto alle mancate emissioni di CO2)		
Risparmi e Incentivi		
Risparmio economico annuale da emissioni di CO2 evitate	27.517	€/a
Ricavi economici da TEE	25.243	€/a
SPB	3,8	a

*Tabella 3.41: Simple Pay Back considerando gli incentivi e i risparmi da emissioni di CO2 evitate
Caso 3 – due PdC in parallelo*

3.5.4 Scenario 3: regolazione climatica

Se nello Scenario 2 la strategia di regolazione era quella di mantenere la temperatura di mandata della pompa di calore costante mensilmente al variare della temperatura esterna media mensile, in questo scenario la strategia di regolazione prevede di variare ora per ora la temperatura di mandata in funzione della temperatura esterna media oraria. La regolazione che si va delineando è quella della regolazione climatica.

Per determinare il profilo di carico delle temperature si è lavorato nel seguente modo: poiché si dispone di tre temperature di mandata della pompa di calore alle quali corrispondono dei COP stimati ai carichi parziali, si sono associate alle tre temperature di mandata altrettante temperature esterne come mostrato in Tabella 3.42.

Temperatura esterna media oraria [°C]	Temperatura di mandata PdC [°C]	
3°C	70	A
10°C	60	B
17°C	55	C

Tabella 3.42: Valori temperatura di mandata della pompa di calore, al variare della temperatura esterna; Scenario 3 – regolazione climatica

Da questi valori è stata definita l'equazione della retta obliqua di regressione che determina il valore della temperatura di mandata della pompa di calore (Figura 3.45).

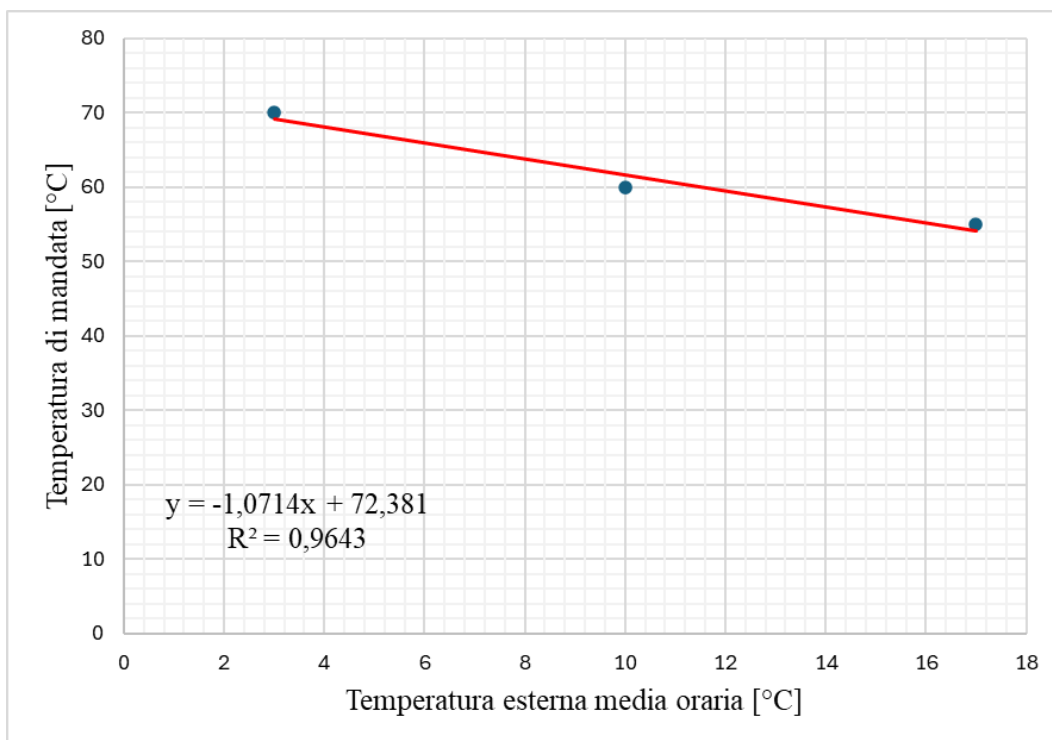


Figura 3.45: Retta di regressione Scenario 3 – regolazione climatica

La retta obliqua di regressione definisce la curva di compensazione climatica, la quale indica la temperatura di mandata ottimale ed effettiva in corrispondenza di una determinata temperatura esterna.

Dall'equazione della retta di regressione facendo variare i valori di temperatura esterna media oraria sono stati trovati i corrispondenti valori di temperatura di mandata, della pompa di calore, e tramite un foglio di calcolo Excel, adeguatamente implementato, sono stati approssimati questi valori secondo le tre temperature di mandata A, B e C. Successivamente è stata calcolata la percentuale di ogni temperatura rispetto al totale andando a definire così il profilo di carico delle temperature (Tabella 3.43).

Profilo di carico temperature			
Mese	Estivo	Invernale	
Risultati			
Temperatura	% di utilizzo		
A	0%	53%	
B	4%	27%	
C	96%	20%	

Tabella 3.43: Profilo di carico delle temperature di mandata della pompa di calore Scenario 3

3.5.4.1 Caso 1: utilizzo di una singola pompa di calore

Caso analogo a quello del capitolo precedente; ciò che varia è il profilo di carico delle temperature. Da questa strategia risulta il seguente SCOP:

SCOP
4,28

Tabella 3.44: Valore SCOP Caso 1 - singola PdC

I risparmi economici ed energetici che ne conseguono sono visibili nelle seguenti figure.

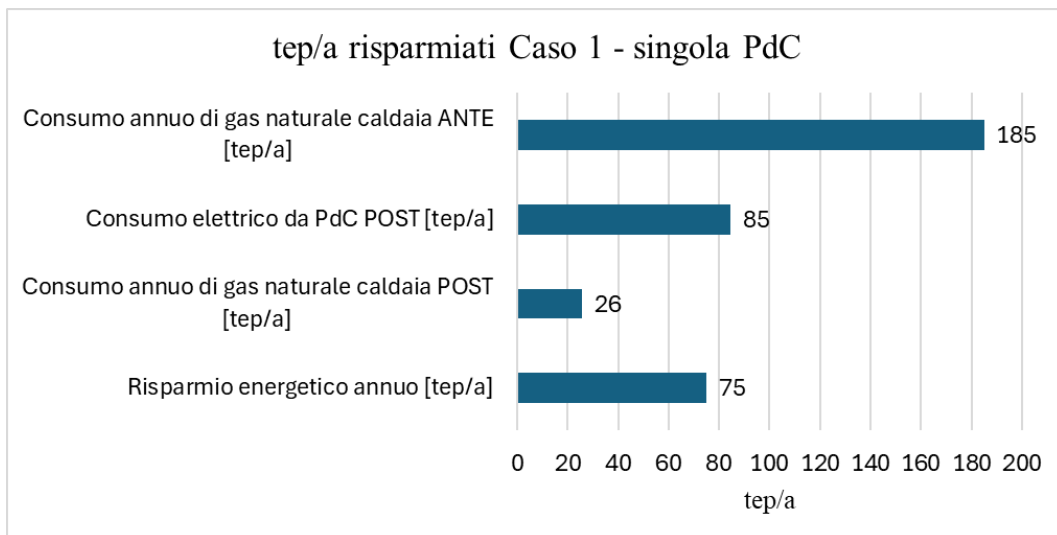


Figura 3.46: Valutazione dei risparmi energetici Caso 1 – singola PdC

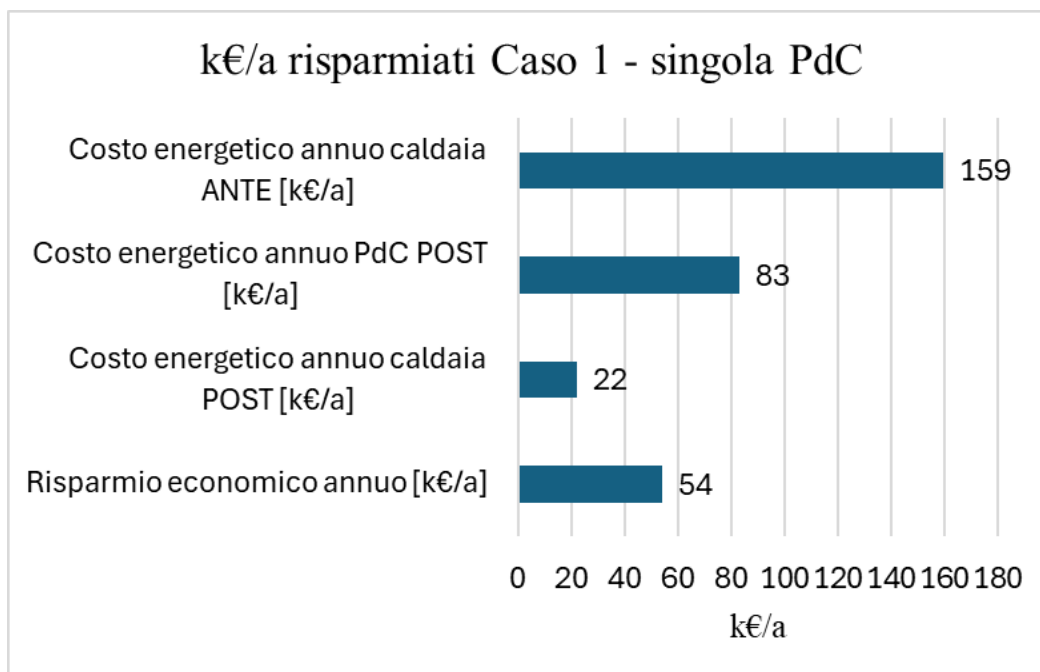


Figura 3.47: Valutazione dei risparmi economici Caso 1 - singola PdC

In un'ottica di decarbonizzazione, dai seguenti consumi ante e post derivano le sottostanti quantità di emissioni di CO₂ evitate annualmente.

Emissioni di CO₂ annue evitate [tCO₂/a]	
258	tCO ₂ /a

Tabella 3.45: Emissioni di CO₂ annue evitate Caso 1 – singola PdC

È stato determinato successivamente il SPB inizialmente senza considerare i possibili incentivi per l'installazione della pompa di calore e i risparmi da emissioni di CO₂ evitate (Tabella 3.46) e in seguito, considerando i due contributi (Tabella 3.47).

Simple Pay Back singola PdC (senza considerare gli incentivi per i TEE e il risparmio dovuto alle mancate emissioni di CO2)		
Costi e Risparmi		
Stima del costo di investimento per una PdC singola	340.000	€
Risparmio economico annuale	54.274	€/a
SPB	6,3	a

*Tabella 3.46: Simple Pay Back senza eventuali incentivi e risparmi da emissioni di CO2 evitate
Caso 1 – singola PdC*

Simple Pay Back singola PdC (considerando gli incentivi per i TEE e il risparmio dovuto alle mancate emissioni di CO2)		
Risparmi e Incentivi		
Risparmio economico annuale da emissioni di CO2 evitate	22.612	€/a
Ricavi economici da TEE	19.444	€/a
SPB	3,5	a

*Tabella 3.47: Simple Pay Back considerando gli incentivi e i risparmi da emissioni di CO2 evitate
Caso 1 – singola PdC*

3.5.4.2 Caso 2: utilizzo di due pompe di calore funzionanti in cascata

In questo caso ciò che varia, rispetto al caso dei capitoli precedenti, è il profilo di carico delle temperature. In questo caso il SCOP corrispondente sarà pari a:

SCOP
4,12

Tabella 3.48: Valore SCOP Caso 2 - due PdC in cascata

Le relative valutazioni energetiche ed economiche sono riportate nelle seguenti figure.

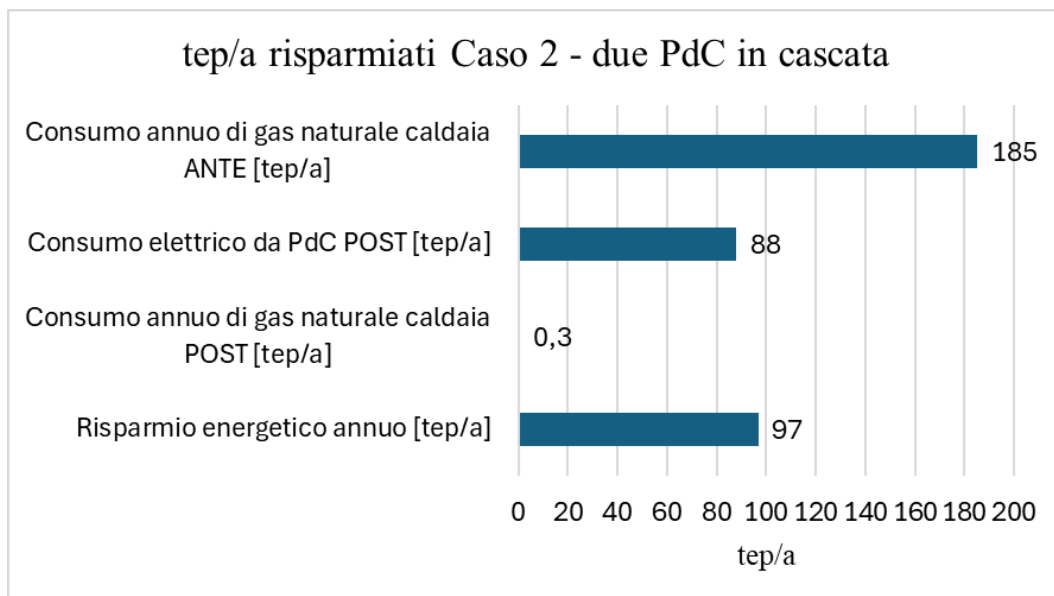


Figura 3.48: Valutazione dei risparmi energetici Caso 2 - due PdC in cascata

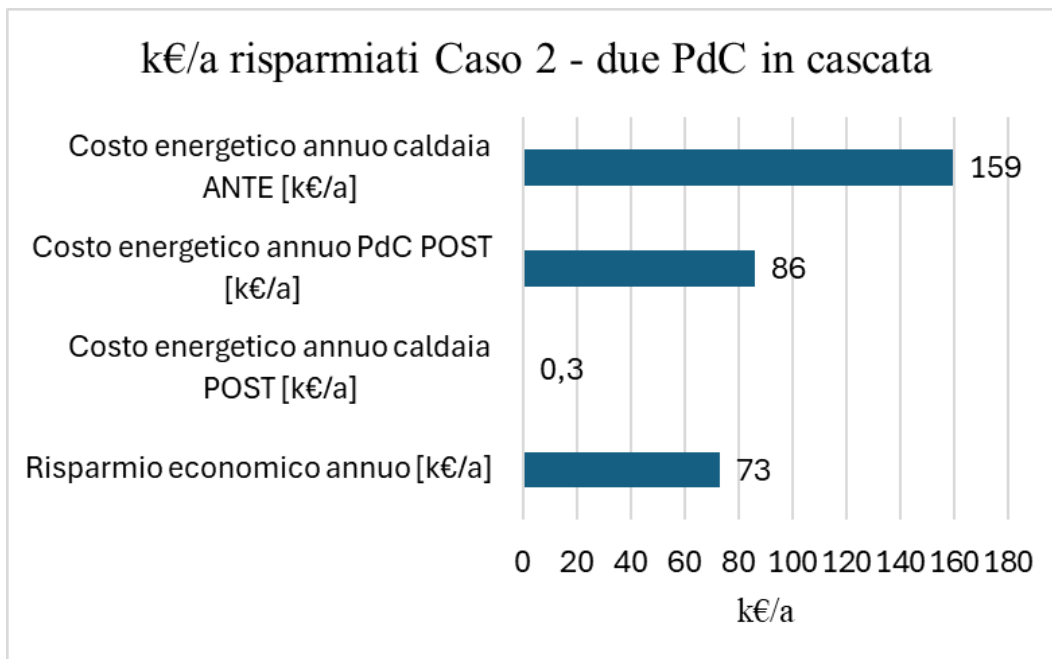


Figura 3.49: Valutazione dei risparmi economici Caso 2 - due PdC in cascata

In un'ottica di decarbonizzazione, dai seguenti consumi ante e post derivano le sottostanti quantità di emissioni di CO₂ evitate annualmente.

Emissioni di CO₂ annue evitate [tCO₂/a]	
314	tCO ₂ /a

Tabella 3.49: Emissioni di CO₂ annue evitate Caso 2 – due PdC in cascata

È stato determinato successivamente il SPB inizialmente senza considerare i possibili incentivi per l'installazione della pompa di calore e i risparmi da emissioni di CO₂ evitate (Tabella 3.50) e in seguito, considerando i due contributi (Tabella 3.51).

Simple Pay Back due PdC in cascata (senza considerare gli incentivi per i TEE e il risparmio dovuto alle mancate emissioni di CO2)		
Costi e Risparmi		
Stima del costo di investimento per una PdC singola	480.000	€
Risparmio economico annuale	72.867	€/a
SPB	6,6	a

*Tabella 3.50: Simple Pay Back senza eventuali incentivi e risparmi da emissioni di CO2 evitate
Caso 2 – due PdC in cascata*

Simple Pay Back due PdC in cascata (considerando gli incentivi per i TEE e il risparmio dovuto alle mancate emissioni di CO2)		
Risparmi e Incentivi		
Risparmio economico annuale da emissioni di CO2 evitate	27.488	€/a
Ricavi economici da TEE	25.183	€/a
SPB	3,8	a

*Tabella 3.51: Simple Pay Back considerando gli incentivi e i risparmi da emissioni di CO2 evitate
Caso 2 – due PdC in cascata*

3.5.4.3 Caso 3: utilizzo di due pompe di calore funzionanti in parallelo

Anche in questo caso ciò che varia, rispetto al caso dei capitoli precedenti, è il profilo di carico delle temperature. In questo caso il SCOP risultante sarà pari a:

SCOP
4,22

Tabella 3.52: Valore SCOP Caso 3 - due PdC in parallelo

I relativi risparmi energetici ed economici sono riportati nelle seguenti figure.

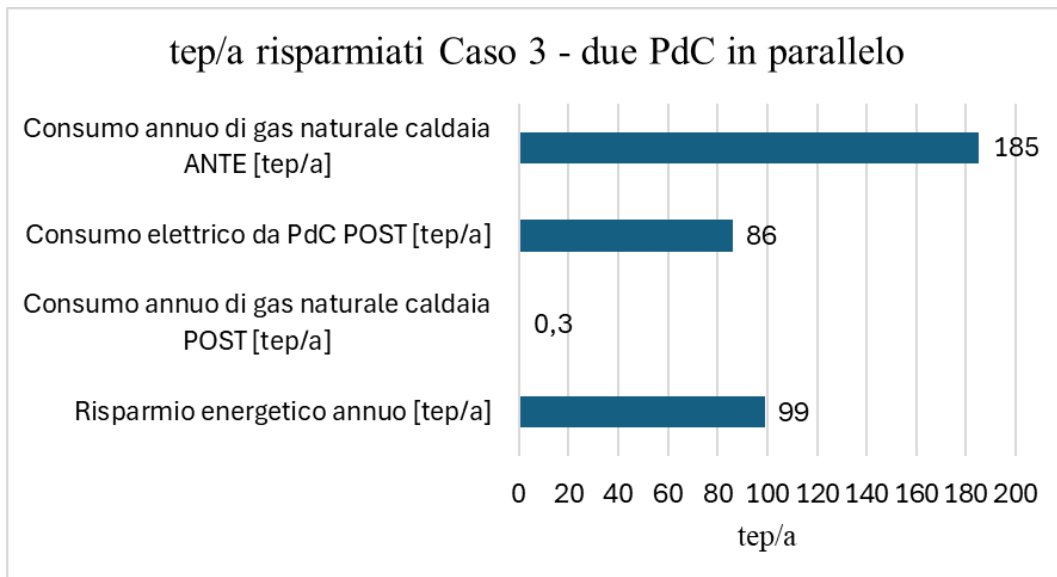


Figura 3.50: Valutazione dei risparmi energetici Caso 3 - due PdC in parallelo

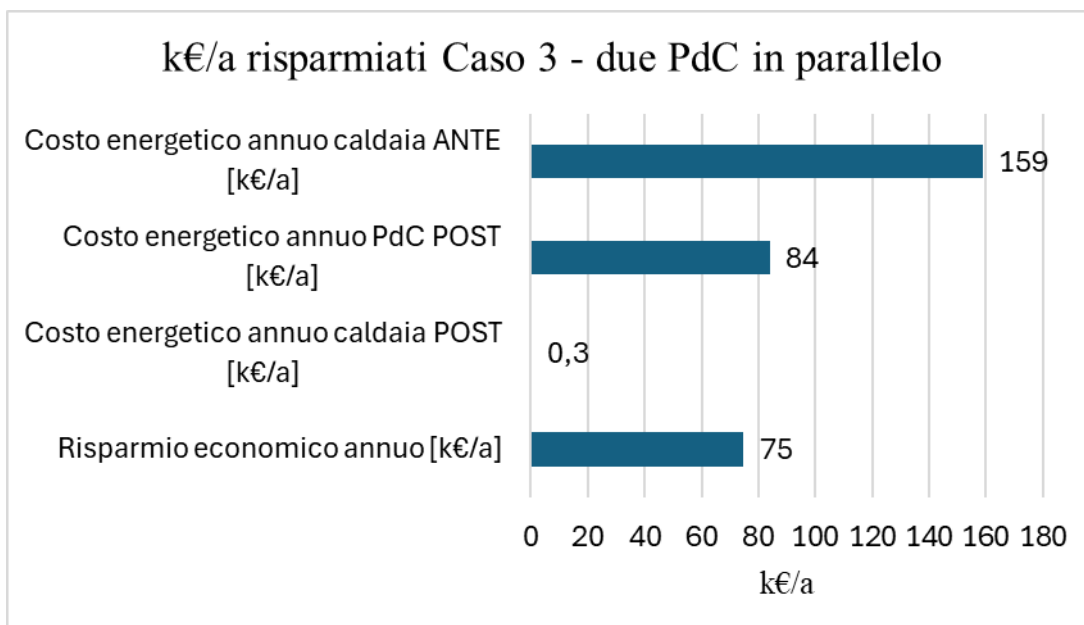


Figura 3.51: Valutazione dei risparmi economici Caso 3 - due PdC in parallelo

In un'ottica di decarbonizzazione, dai seguenti consumi ante e post derivano le sottostanti quantità di emissioni di CO₂ evitate annualmente.

Emissioni di CO₂ annue evitate [tCO₂/a]	
317	tCO ₂ /a

Tabella 3.53: Emissioni di CO₂ annue evitate Caso 3 – due PdC in parallelo

È stato determinato successivamente il SPB inizialmente senza considerare i possibili incentivi per l'installazione della pompa di calore e i risparmi da emissioni di CO₂ evitate (Tabella 3.54) e in seguito, considerando i due contributi (Tabella 3.55).

Simple Pay Back due PdC in parallelo (senza considerare gli incentivi per i TEE e il risparmio dovuto alle mancate emissioni di CO2)		
Costi e Risparmi		
Stima del costo di investimento per una PdC singola	480.000	€
Risparmio economico annuale	74.859	€/a
SPB	6,4	a

*Tabella 3.54: Simple Pay Back senza eventuali incentivi e risparmi da emissioni di CO2 evitate
Caso 3 – due PdC in parallelo*

Simple Pay Back due PdC in parallelo (considerando gli incentivi per i TEE e il risparmio dovuto alle mancate emissioni di CO2)		
Risparmi e Incentivi		
Risparmio economico annuale da emissioni di CO2 evitate	27.744	€/a
Ricavi economici da TEE	25.713	€/a
SPB	3,7	a

*Tabella 3.55: Simple Pay Back considerando gli incentivi e i risparmi da emissioni di CO2 evitate
Caso 3 – due PdC in parallelo*

3.5.5 Analisi dei risultati ottenuti

Alla luce di quanto esposto nei paragrafi precedenti, si riportano di seguito i risultati ottenuti per ciascun scenario esaminato al fine di confrontarli.

Il risparmio energetico annuo che scaturisce per ogni caso implementato di ogni scenario, è il seguente.

		Consumo annuo di gas naturale da caldaia ANTE [tep/a]	Consumo annuo di energia elettrica da PdC POST [tep/a]	Consumo annuo di gas naturale da caldaia POST [tep/a]	Consumo annuo totale POST [tep/a]	Risparmio energetico annuo [tep/a]
SCENARIO 1	Caso 1	185	108	26	134	51
	Caso 2	185	110	0,3	110	74
	Caso 3	185	110	0,3	110	75
SCENARIO 2	Caso 1	185	87	26	113	73
	Caso 2	185	90	0,3	90	95
	Caso 3	185	88	0,3	88	97
SCENARIO 3	Caso 1	185	85	26	111	75
	Caso 2	185	88	0,3	88	97
	Caso 3	185	86	0,3	86	99

Tabella 3.56: Risparmio energetico totale, dei diversi scenari approfonditi, in tep/a

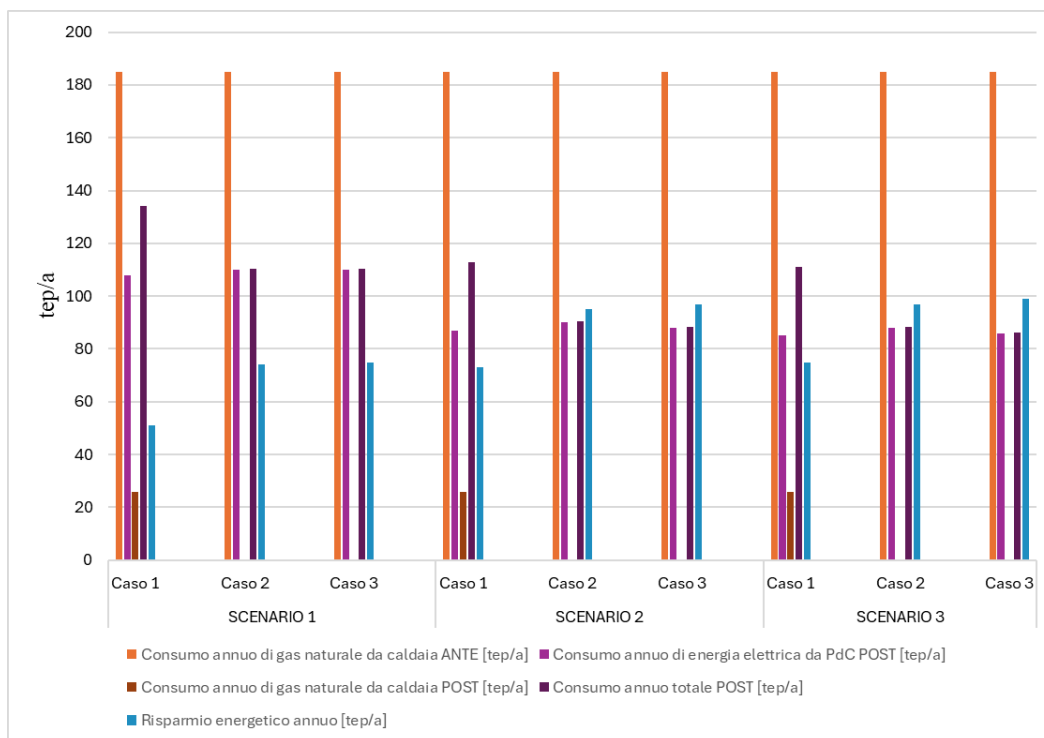


Figura 3.52: Risparmio energetico totale, dei diversi scenari approfonditi, in tep/a

Il risparmio economico annuo che scaturisce per ogni caso implementato di ogni scenario è il seguente.

		Costo energetico annuo caldaia ANTE [k€/a]	Costo energetico annuo PdC POST [k€/a]	Costo energetico annuo caldaia POST [k€/a]	Costo energetico annuo totale POST [k€/a]	Risparmio economico annuo [k€/a]
SCENARIO 1	Caso 1	159,164	105,77	22,07	127,84	31,32
	Caso 2	159,164	107,96	0,25	108,21	50,96
	Caso 3	159,164	107,88	0,25	108,13	51,03
SCENARIO 2	Caso 1	159,164	84,66	22,07	106,73	52,43
	Caso 2	159,164	87,84	0,25	88,09	71,07
	Caso 3	159,164	85,82	0,25	86,07	73,09
SCENARIO 3	Caso 1	159,164	82,82	22,07	104,89	54,27
	Caso 2	159,164	86,05	0,25	86,3	72,87
	Caso 3	159,164	84,05	0,25	84,3	74,86

Tabella 3.57: Risparmio economico totale, dei diversi scenari approfonditi, in k€/a

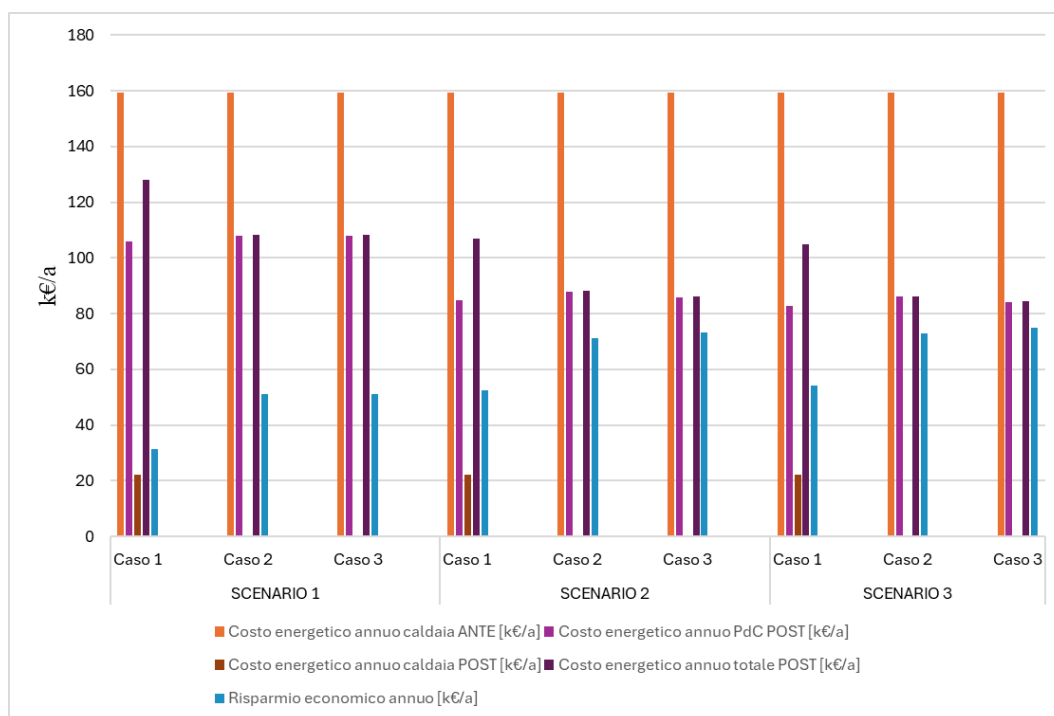


Figura 3.53: Risparmio economico totale, dei diversi scenari approfonditi, in k€/a

Per valutare il tempo di rientro dell'investimento (SPB) sono stati valutati, oltre ai risparmi economici derivanti dall'uso della PdC, anche i risparmi economici scaturiti dalle emissioni di CO2 evitate e quelli conseguiti dai TEE, da rapportare a costo di investimento per la particolare tipologia impiantistica.

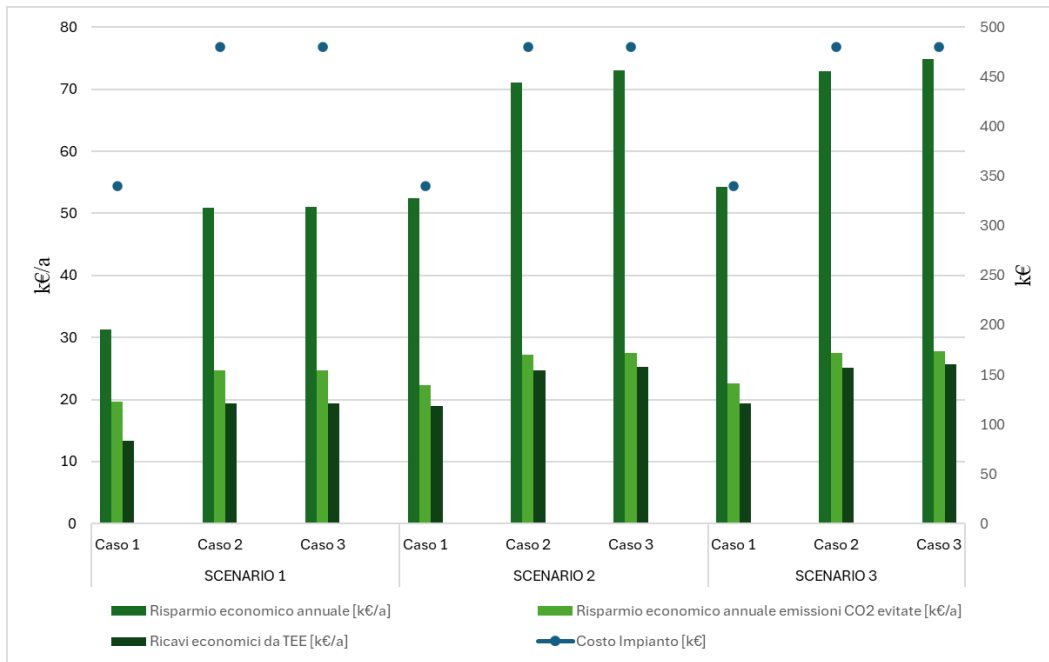


Figura 3.54: Costo impianto, risparmi e incentivi economici per i diversi scenari analizzati

Il tempo di ritorno dell'investimento è stato valutato sia con (SPB) che senza (SPB*) i possibili incentivi per l'installazione della pompa di calore e i risparmi da emissioni di CO2 evitate.

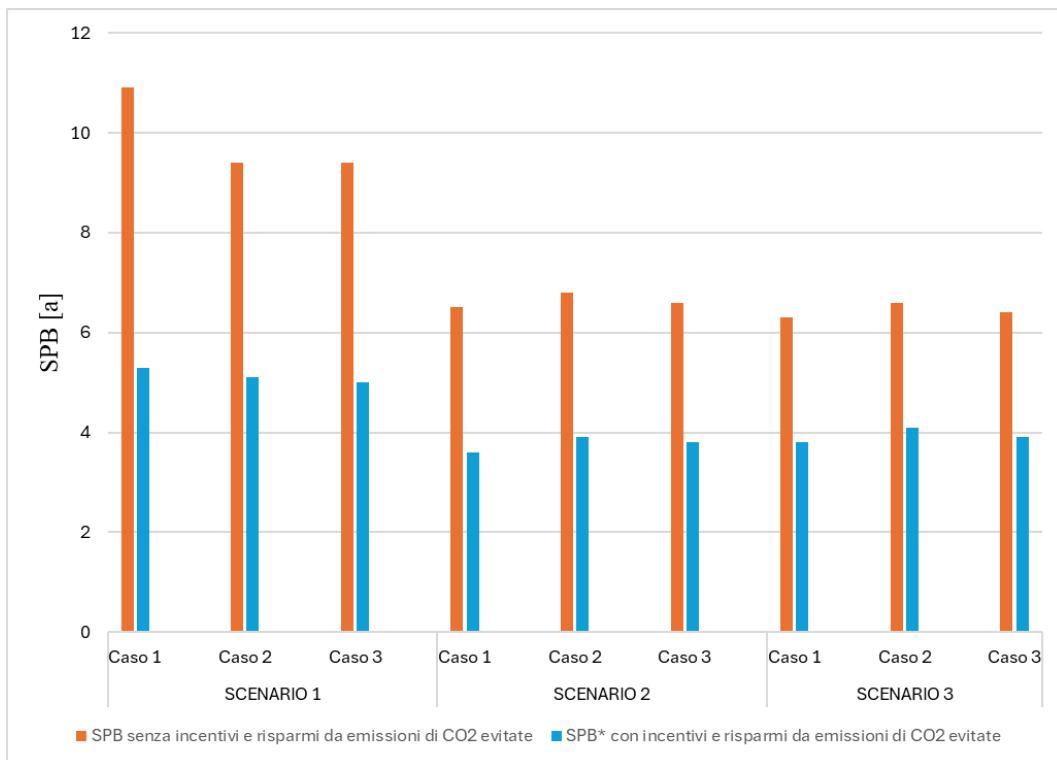


Figura 3.55: Valutazione del SPB con e senza gli incentivi e i risparmi da emissioni evitate di CO2

Si riportano i valori dei SCOP definiti per ogni caso degli scenari e le quantità di emissioni di CO2 evitate annualmente.

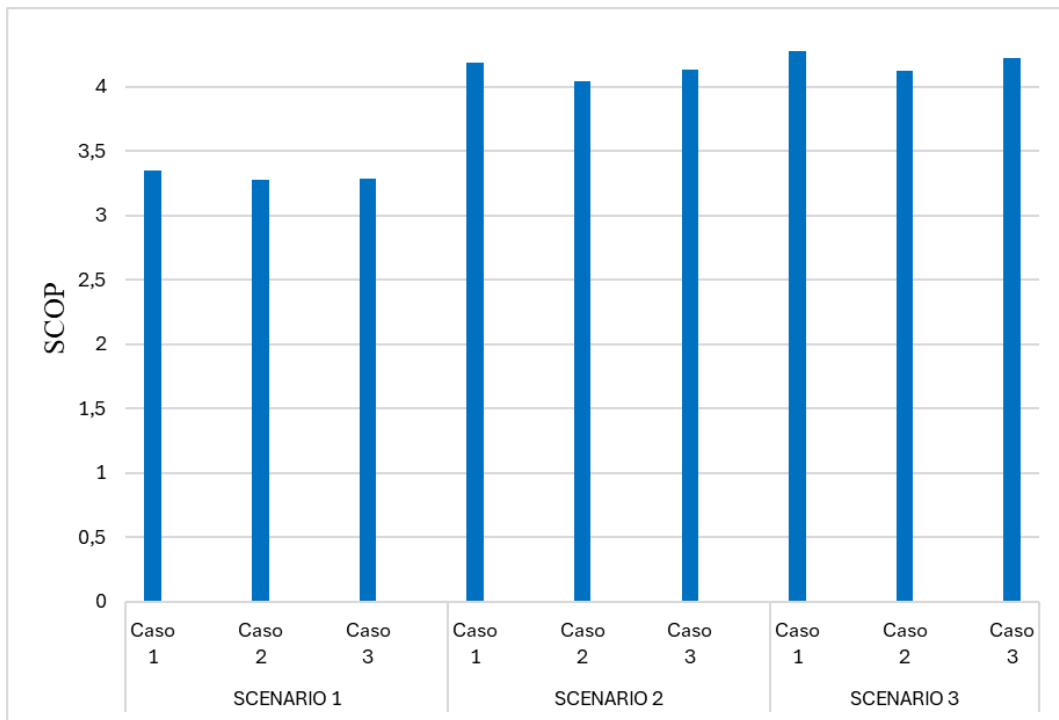


Figura 3.56: Valori dei SCOP per i diversi scenari analizzati

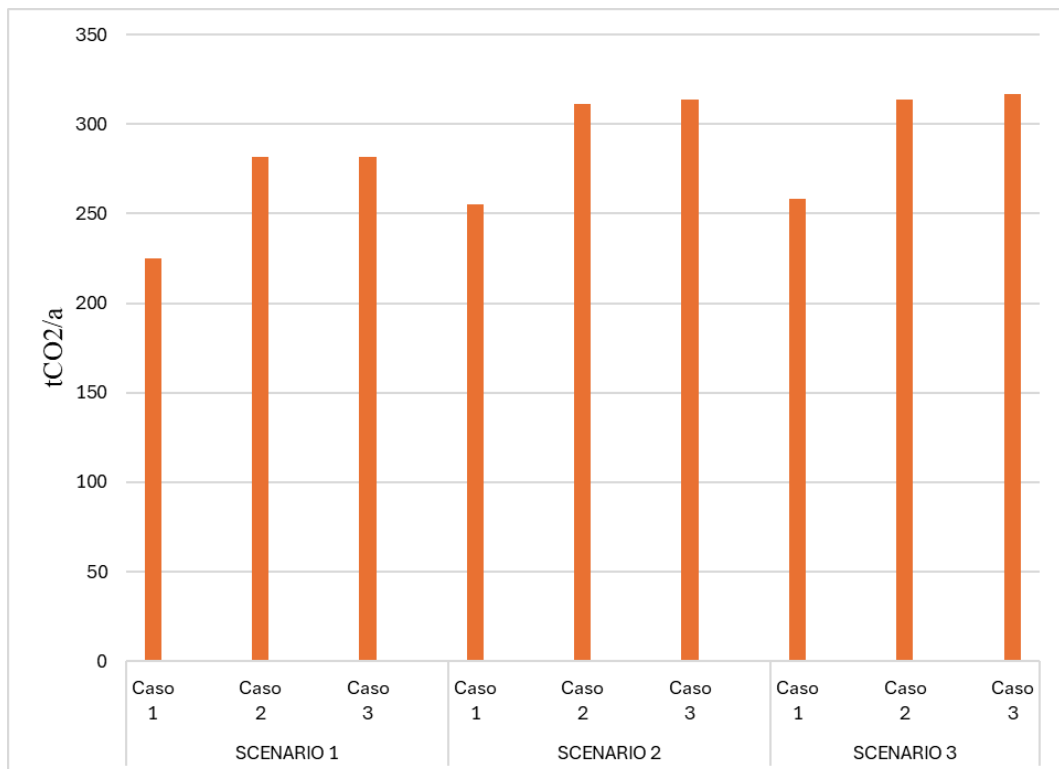


Figura 3.57: tCO2/a evitate per i diversi scenari analizzati

Evidenze:

- La regolazione che determina il maggior risparmio energetico ed economico annuo è data dalla regolazione dello Scenario 3, che prevede una regolazione climatica;
- La tipologia impiantistica che genera il maggior risparmio energetico ed economico è data dal Caso 3, che prevede l'uso di due pompe di calore che lavorano in parallelo e che viene regolata secondo lo Scenario 3;
- La tipologia impiantistica che genera il maggior consumo energetico annuale e il peggior risparmio economico, è data dal Caso 1, che prevede l'uso di una singola pompa di calore;
- La tipologia impiantistica che necessita di un maggior surplus di potenza dagli scambiatori vapore-acqua è data dal Caso 1;
- Le altre tipologie impiantistiche necessitano di un piccolo quantitativo di potenza da parte degli scambiatori vapore-acqua;
- La configurazione impiantistica che presenta un maggior costo di investimento iniziale è data dal Caso 2 e dal Caso 3;
- La configurazione impiantistica che genera un maggior numero di TEE, e quindi un maggior ricavo economico, è data dal Caso 3 regolata secondo lo Scenario 3;
- Il SPB minore, al netto degli incentivi e dei risparmi da emissioni di CO2 evitate, è dato dal Caso 1 regolato secondo lo Scenario 3;
- La tipologia impiantistica che genera un maggior quantitativo di emissioni di CO2 evitate, e quindi un maggior risparmio economico, è data dal Caso 3 regolata secondo lo Scenario 3;
- Il SCOP migliore è dato dal Caso 1 regolato secondo lo Scenario 3;
- Tra gli scenari analizzati, quello che evidenzia il peggior risparmio energetico ed economico è lo Scenario 3, che prevede una regolazione di tipo climatica;
- Il SPB maggiore, al netto degli incentivi e dei risparmi da emissioni di CO2 evitate, è dato dal Caso 1 regolato secondo lo Scenario 1;
- La minor quantità di emissioni di CO2 evitate, è data dal Caso 1 regolato secondo lo Scenario 3;
- Il SCOP peggiore è dato dal Caso 2 regolato secondo lo Scenario 1.

Inoltre, l'impianto potrebbe necessitare di un'ulteriore pompa di calore di back-up da 350 kW, qualora si ipotizzasse di non utilizzare più gli scambiatori vapore-acqua, e quindi la caldaia, per generare l'acqua calda. Secondo questa ipotesi, considerando di mantenere il sistema uguale al Caso 3 regolato secondo lo Scenario 3, per l'installazione della terza pompa di calore di back-up, è stato stimato un prezzo ulteriore di 140 k€ da sommare ai 480 k€ per l'installazione di due pompe di calore. Il tempo di ritorno dell'investimento che deriva da questa ipotesi, sarà pari a circa 8 anni.

Conclusioni

Gli eventi climatici catastrofici che si osservano manifestarsi nel nostro pianeta, ormai con sempre maggior frequenza, sono la dimostrazione di come l'attività umana, possa influire in modo significativo sull'ambiente soprattutto in termini di inquinamento. Diventa quindi essenziale, promuovere un'evoluzione verso un modello economico e sociale che si ponga come obiettivo uno sviluppo sostenibile, in grado di garantire alle generazioni attuali l'approvvigionamento delle risorse senza compromettere la possibilità per quelle future di fare lo stesso. Spetta ai governi dei vari paesi europei elaborare un piano di transizione che inneschi meccanismi di decarbonizzazione, efficientamento energetico e protezione ambientale, e rinnovi quindi, il sistema energetico rendendolo più efficiente e disponibile a supportare l'uso di energie rinnovabili in modo da raggiungere un'indipendenza dalle fonti fossili.

Infatti, in un periodo storico come quello attuale, in cui si è usciti da una pandemia e si avverte sempre più la minaccia di un possibile conflitto mondiale, il sistema energetico italiano ha già subito una forte crisi. Gran parte delle risorse primarie, come gas naturale, petrolio e carbone, vengono importate quasi interamente dall'estero, con la Russia come principale fornitore. Questo oltre ad accrescere il debito pubblico, aumenta la dipendenza energetica da altre nazioni. Ridurre la spesa energetica, nonché aumentare l'efficienza energetica, non è quindi, solo una questione di sostenibilità ambientale, ma anche di indipendenza energetica con l'obiettivo futuro di soddisfare il fabbisogno nazionale attraverso un mix energetico ampio e diversificato, dove le fonti rinnovabili giochino un ruolo centrale.

Il lavoro di tesi è stato svolto con l'obiettivo di valutare i vantaggi energetici, economici e la riduzione di emissioni ottenibili mediante una strategia di decarbonizzazione che prevede l'installazione di un nuovo sistema di generazione di calore per un fabbricato. Il sistema di generazione ante è composto da caldaie a gas naturale per produrre vapore, che verranno mantenute e usate essenzialmente come back-up. Saranno quindi, installate delle pompe di calore alimentate da fonti rinnovabili, e in particolare, data la disponibilità di calore di processo, è stata scelta la soluzione a pompa di calore acqua-acqua.

Nello svolgimento del lavoro di tesi sono stati analizzati tre diversi scenari di regolazione dell'impianto:

- Scenario 1: temperatura di mandata della PdC costante a un valore fisso;
- Scenario 2: regolazione a gradini;
- Scenario 3: regolazione climatica.

Per ogni scenario sono stati esaminati tre diversi casi studio che differiscono per le configurazioni impiantistiche analizzate:

- Caso 1: uso di una singola PdC;
- Caso 2: uso di due PdC funzionanti in cascata;
- Caso 3: uso di due PdC funzionanti in parallelo.

Per ogni caso studio di ogni scenario di regolazione sono stati valutati i relativi risparmi energetici, economici e le maggiori riduzioni di emissioni di CO₂, per definire la scelta impiantistica ottimale.

È emerso che la tipologia impiantistica del Caso 1, regolata secondo lo Scenario 1, risulta la meno efficiente in quanto determina un risparmio energetico dell'ordine di 51 tep/a, a differenza della corrispondente tipologia impiantistica, regolata secondo lo Scenario 2, che ne determina 73 tep/a e quella regolata secondo lo Scenario 3 che ne determina 75 tep/a.

Il caso studio più efficiente da un punto di vista energetico risulta quello della regolazione climatica; in particolare per questo scenario la tipologia impiantistica più efficiente risulta quella che utilizza due pompe di calore funzionanti in parallelo con un risparmio annuo di 99 tep/a.

I risparmi economici annui del caso più efficiente sono dell'ordine di 74,86 k€/a, infatti il Caso 3 dello Scenario 3, presenta il minor costo energetico totale annuo pari a 84,3 k€/a. Il caso studio peggiore, Caso 1 dello Scenario 1, presenta invece un costo energetico totale annuo di 127,84 k€/a.

Il tempo di ritorno dell'investimento è dell'ordine di 9,4 anni per il Caso 3 dello Scenario di regolazione a punto fisso; mentre è dell'ordine di 6,6 anni per il Caso 3 dello Scenario di regolazione a gradini e ha un valore di 6,4 anni, invece, per il

relativo Caso 3 dello Scenario di regolazione climatica. Infatti, con quest'ultima regolazione si hanno i maggiori risparmi economici annuali, oltre ad avere i maggiori risparmi dovuti alle mancate emissioni di CO₂ e i maggiori ricavi derivanti dai TEE.

Lo Scenario 3 è anche quello che determina una maggior quantità di emissioni annue di CO₂ evitate: il Caso 2 determina 314 tCO₂/a evitate e il Caso 3 ne genera 317 tCO₂/a. Dallo Scenario 2 emerge una quantità di CO₂ annualmente evitata ingente, ma confrontando i casi studio con quelli dello Scenario 3 risulta una quantità è inferiore: infatti, il Caso 2 genera 311 tCO₂/a evitate e il Caso 3 314 tCO₂/a.

Dal lavoro di tesi si evidenzia, inoltre, che regolare un impianto tramite una curva climatica consente di ottenere il massimo risparmio energetico, in quanto la temperatura di mandata viene modulata in maniera dinamica a seconda delle reali necessità di riscaldamento dell'edificio. Accoppiare questa regolazione a una tipologia impiantistica che prevede l'uso di due pompe di calore funzionanti in parallelo, aumenta l'efficienza complessiva del sistema, dato che, operando simultaneamente, le due pompe di calore consentono una capacità di risposta maggiore alla domanda termica e una distribuzione ottimale dei carichi. Inoltre, questa tecnologia genera un maggior risparmio energetico ed economico, e una maggiore quantità di emissioni di CO₂ evitate.

Di contro, è emerso che, nonostante l'installazione di questa particolare tipologia impiantistica, è necessario, ancora, attingere calore dagli scambiatori vapore-acqua, nonché dalla caldaia. Risulta necessario, quindi, considerare l'installazione di una terza pompa di calore per soddisfare interamente il fabbisogno termico tramite una tecnologia alimentata da fonti rinnovabili; in questo modo sarà possibile incrementare sia i risparmi energetici che quelli economici ed inoltre aumentare la quantità di CO₂ emessa in atmosfera, a fronte di un aumento del tempo di ritorno dell'investimento.

In conclusione, le pompe di calore rappresentano una delle tecnologie promettenti nel contesto della decarbonizzazione, offrendo un'alternativa efficiente e sostenibile ai sistemi di riscaldamento e raffrescamento tradizionali, che spesso

sono alimentati da combustibili fossili. Dal lavoro di tesi, si è dimostrato come la sostituzione dei generatori a combustibile fossile con la tecnologia delle pompe di calore non solo riduce l'impatto ambientale, ma può anche portare benefici economici ed energetici a lungo termine, grazie alla maggiore efficienza e all'uso di fonti rinnovabili. Le pompe di calore rappresentano una soluzione chiave nel processo di decarbonizzazione, contribuendo in modo significativo alla transizione verso un sistema energetico più sostenibile. Affinché il loro potenziale possa essere pienamente sfruttato, sarà necessario un impegno congiunto da parte dei governi, industrie e comunità scientifica per superare le barriere tecniche e normative esistenti.

Bibliografia

- [1] “2023 was the world’s warmest year on record, by far”, NOAA – National Oceanic and Atmospheric Administration (2024, Gennaio 12) [Online]. Available to: <https://www.noaa.gov/news/2023-was-worlds-warmest-year-on-record-by-far>.
- [2] “Monthly Global Climate Report for Annual 2023”, NOAA, National Centers for Environmental Information (2024, Gennaio) [Online]. Available to: <https://www.ncei.noaa.gov/access/monitoring/monthly-report/global/202313>. [Consultato il 22 luglio 2024].
- [3] “Effetto serra: come i gas serra cambiano il clima”, WWF [Online]. Available to: <https://www.wwf.ch/it/i-nostri-obiettivi/effetto-serra-come-i-gas-serra-cambiano-il-clima#:~:text=Sin%20dall'industrializzazione%20emettiamo%20enormi,il%20nostro%20pianeta%20si%20riscalda>.
- [4] GML – Global Monitoring Laboratory [Online]. Available to: <https://gml.noaa.gov/ccgg/trends/mlo.html>.
- [5] Lan, X., KW Thoning ed EJ Dlugokencky: Tendenze in CH₄, N₂O e SF₆ mediati a livello globale determinate dalle misurazioni del NOAA Global Monitoring Laboratory. Versione 2024-07 [Online]. Available to: <https://doi.org/10.15138/P8XG-AA10>.
- [6] “What is energy transition”, S&P Global (2020, Febbraio 24) [Online]. Available to: <https://www.spglobal.com/en/research-insights/market-insights/what-is-energy-transition>.
- [7] “Net zero coalition”, United Nations, Climate Action [Online]. Available to: <https://www.un.org/en/climatechange/net-zero-coalition>.
- [8] “Energy transition”, United Nations Development Programme (UNDP), Sustainable Energy Hub [Online]. Available to: <https://www.undp.org/energy/our-work-areas/energy-transition>.
- [9] “World Energy Transitions Outlook 2023”, International Renewable Energy Agency (IRENA) [Online]. Available to: <https://www.irena.org/Digital-Report/World-Energy-Transitions-Outlook-2023#page-0>.

- [10] “EU strategy on energy system integration”, European Commission [Online]. Available to: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/eu-strategy-energy-system-integration_en.
- [11] “Energia per un’economia climaticamente neutra: strategia dell’UE per l’integrazione del sistema energetico”, in COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE AL PARLAMENTO EUROPEO AL CONSIGLIO, AL COMITATO ECONOMICO E SOCIALE EUROPEO E AL COMITATO DELLE REGIONI (COM(2020) 299 final, luglio 2020).
- [12] “Climate negotiations timeline”, Nazioni Unite, Commissione Europea [Online]. Available to: https://www.europarl.europa.eu/infographic/climate-negotiations-timeline/index_it.html#event-1992-05.
- [13] “Pacchetto per il clima e l’energia 2020”, fonte EUR-lex [Online]. Available to: <https://eur-lex.europa.eu/IT/legal-content/summary/2020-climate-and-energy-package.html#:~:text=Gli%20obiettivi%20%2C%20%2D%2D,crescita%20intelligente%2C%20sostenibile%20e%20inclusiva>.
- [14] “DIRETTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 23 aprile 2009 sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE” [Online]. Available to: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=celex%3A32009L0028#d1e864-16-1>.
- [15] “Energia pulita per tutti gli Europei”, in COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE (COM(2016) 860 final, Bruxelles 30/11/2016) [Online]. Available to: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016DC0860\(01\)&from=DA](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016DC0860(01)&from=DA).
- [16] “Il Green Deal europeo” [Online]. Available to: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/story-von-der-leyen-commission/european-green-deal_en.
- [17] “Completamento della legislazione di base “Fit for 55%”, Commissione Europea [Online]. Available to: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/it/IP_23_4754.

- [18] “Le Politiche Pubbliche Italiane”, Camera dei deputati, edizione aggiornata al 14 giugno 2024 [Online]. Available to: <https://documenti.camera.it/Leg19/Dossier/Pdf/PP003AP.Pdf>.
- [19] “Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima 2030 (PINIEC)”, giugno 2024 [Online]. Available to: https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2024_revfin_01072024.pdf.
- [20] “Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima 2030”, 2020 [Online]. Available to: https://www.mimit.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf.
- [21] “Rapporto Statistico 2020”, GSE [Online]. Available to: https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202020.pdf.
- [22] Lezioni professore Marco Carlo Masoero, corso di “Progettazione di impianti termotecnici”, a.a. 2020/21.
- [23] Y.A. Cengel – *Termodinamica e trasmissione del calore*, McGraw-Hill, 2013.
- [24] “Il ciclo frigorifero ad assorbimento”, Robur, S.p.A. (2021, Settembre 13) [Online]. Available to: <https://www.robur.com/it/blog/il-ciclo-frigorifero-ad-assorbimento>.
- [25] Lezioni professore Marco Badami, corsi di “Impiego industriale dell’energia”, a.a. 2021/22.
- [26] Casali, E. (2015), *Pompe di calore*, Dario Flaccovio Editore.
- [27] “Pompa di calore aria-aria”, Innovasol s.r.l. (2022, Marzo 9) [Online]. Available to: <https://innovasol.it/pompa-di-calore-aria-aria/>.
- [28] “Pompe di calore ad aria”, Varalda, A. (2022, Marzo 18) elettromagazine.it [Online]. Available to: https://elettromagazine.it/news-tecnologia/pompe-di-calore-cosa-sono-e-quando-sceglirle/#Pompe_di_calore_ad_aria.
- [29] “Impianti a pompe di calore geotermiche”, Caleffi (2010, Giugno), *Idraulica* 38.

- [30] “Come funziona un impianto geotermico”, Rossato S.p.A. [Online]. Available to: <https://www.rossatogroup.com/guide/pompe-di-calore/progettazione/111-come-funziona-un-impianto-geotermico.html>.
- [31] “Impianti geotermici: pdc, sonde e nuove tecnologie di recupero di calore geotermico”, ExpoClima (2018, Aprile 18) [Online]. Available to: <https://www.expoclima.net/dossier/impianti-geotermici-pdc-sonde-e-nuove-tecnologie-di-recupero-di-calore-geotermico>.
- [32] “Sistemi geotermici a bassa temperatura”, Ghisleni, M [Online]. Available to: https://www.cngeologi.it/wp-content/uploads/2014/12/GeologiInfo_Sistemi-geotermici-a-bassa-temperatura.pdf.
- [33] “Le pompe di calore”, Caleffi (2007, Dicembre). *Idraulica* 33.
- [34] “Geotermia: tecnica ed innovazione”, ExpoClima (2019, Marzo 12) [Online]. Available to: <https://www.expoclima.net/dossier/geotermia-tecnica-ed-innovazione>.
- [35] “Pompa di calore acqua-acqua e geotermica guida tecnica”, Gaza, A. (2024, Luglio 4) [Online]. Available to: <https://alessandroghaza.com/pompa-di-calore-acqua-acqua-e-geotermica-guida-tecnica/>.
- [36] “DECRETO DEL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA 16 aprile 2013, n. 74. Regolamento recante definizione dei criteri generali in materia di esercizio, conduzione, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici e per la preparazione dell'acqua calda per usi igienici sanitari, a norma dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e c), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192.” Available to <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2013/06/27/149/sg/pdf>.
- [37] “Rapporto Ambientale 2024”. Banca d'Italia (2024). Available to <https://www.bancaditalia.it/pubblicazioni/rapporto-ambientale/2024-rapporto-ambientale/Rapporto-ambientale-2024-note.pdf>.
- [38] “Rapporto periodico Energia e Clima in Italia”, GSE (2023) [Online]. Available to: https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20delle%20attivit%C3%A0/Rapporto%20semestrale%20Energia%20e%20clima%20in%20Italia.pdf.

- [39] “DECRETO 21 Maggio 2021 del MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA. Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che possono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e del gas per gli anni 2021-2024 (cd. certificati bianchi). Available to: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2021/05/31/21A03391/SG>.
- [40] “Efficienza energetica e convenienza economica”, articolo di ing. Mattia Tomasoni, Alessia Soldarini. Idraulica Caleffi [Online]. Available to <https://idraulica.caleffi.com/articolo/efficienza-energetica-e-convenienza-economica>.