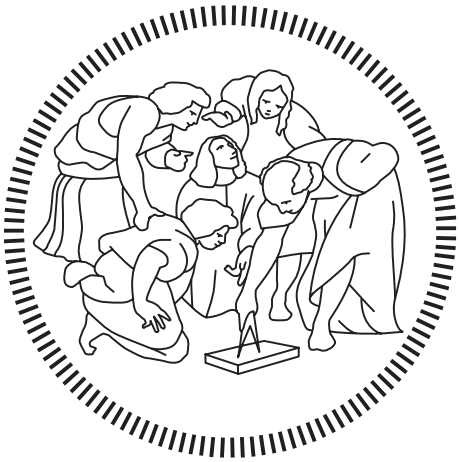
Politecnico di Milano

SCUOLA DI INGEGNERIA INDUSTRIALE E DELL'INFORMAZIONE

Laurea Triennale – Ingegneria Energetica



Analisi e valutazione impianto fotovoltaico con pompa di calore esistente

Relatore

Dott. Marcello APRILE

Candidato

Sara MASSINI - 937456

Anno Accademico 2022 – 2023

Ringraziamenti

Prima di procedere con la trattazione, vorrei dedicare qualche riga a tutti coloro che mi sono stati vicini in questo percorso di crescita personale e professionale.

Un sentito grazie al mio relatore per la sua disponibilità e tempestività ad ogni mia richiesta. Grazie per avermi fornito ogni materiale utile alla stesura dell'elaborato.

Ringrazio di cuore i miei genitori. Grazie per aver sostenuto tutte le mie decisioni, per quanto imprevedibili, e per avermi permesso di portare a termine gli studi universitari nel modo che ritenevo più corretto.
Grazie anche a mio fratello, che sotto sotto so che è sempre dalla mia parte.

Ringrazio tutto lo staff dell'azienda Equa energia, in cui ho svolto il tirocinio e redatto la tesi. Grazie per l'ospitalità e il sostegno, per avermi insegnato tutto ciò che riguarda il fotovoltaico, lasciandomi cimentare in ogni sua mansione, per apprendere meglio e trovare la mia strada. Grazie per avermi aiutata a crescere, sia dal punto di vista professionale che personale, e per avermi dato l'opportunità di proseguire la collaborazione, in un ambiente solidale, di fiducia ed entusiasmo.

Ringrazio il mio ragazzo per avermi spronata a dare il meglio di me nei momenti belli, ma soprattutto in quelli difficili, mostrandomi tutti i miei lati peggiori su cui lavorare. Grazie per essere stato dalla mia parte anche quando nervosa e avermi dedicato del tempo.

Grazie, infine, a tutti i miei amici, coloro che hanno creduto in me quando ho voluto intraprendere questo percorso e coloro che ho incontrato durante questi anni di università. Grazie per avermi aiutata nello studio, con appunti e consigli; grazie per aver ravvivato le giornate, portando gioia e serenità anche durante le sessioni.
Una menzione speciale va a Diletta, Camilla e Martina, per il grande aiuto reciproco e il grande legame creatosi anche a km di distanza.

Grazie quindi a mio cugino Giovanni per avermi aiutata nel completamento della tesi.

Sommario

Ringraziamenti ..... **III**

Sommario **1**

Lista delle Figure ..... **VII**

Lista delle Tabelle ..... **IX**

Abstract **XI**

1 Funzionamento impianto fotovoltaico **13**
1.1 La radiazione solare 13
1.2 La conversione dell'energia solare: la cella 17
1.2.1 L'efficienza di conversione 18
1.2.2 Le caratteristiche elettriche della cella 20
1.2.3 La tecnologia del silicio 20
1.3 Il generatore fotovoltaico 21
1.3.1 Il modulo fotovoltaico 21
1.3.2 La stringa fotovoltaica 22
1.3.3 Il generatore fotovoltaico 22
1.3.4 STC 23
1.3.5 NOCT 26

2 Funzionamento pompa di calore **29**
2.1 Ciclo inverso di Carnot 32
2.2 Efficienza delle pompe di calore 35
2.2.1 Coefficiente COP 35
2.2.2 Coefficiente REP 36
2.3 Dimesionamento pompa di calore 37
2.3.1 Zona climatica e Gradi-Giorno 38
2.3.2 Ore di riscaldamento giornaliere consentite 39
2.3.3 Temperatura esterna minima di progetto 40
2.3.4 Dimensionamento pompa di calore: formula 42

Capitolo 3 Caso di studio **43**
3.1 Struttura casa e prime modifiche 43
3.2 Impianto FV 45
3.3 Pompa di calore 48

4 Analisi dei dati 53
4.1 Produzioni e consumi [kW/h] 53
4.2 Efficienza pannelli FV rispetto modelli STC e NOCT.....55
4.3 Impatto pompa di calore sui consumi 59
4.4 Analisi dei consumi della PdC rispetto ai dati di progettazione precedentemente utilizzati 60

Aspetti economici 62
5.1 Incentivi.....62
5.2 Scambio sul posto (SSP) 62
5.3 VAN – Valore Attuale Netto.....64
5.4 PRI – Periodo Di Recupero 66
5.5 TIR – Tasso Interno di Rendimento.....67

Conclusioni Errore. Il segnalibro non è definito.

Prima Appendice..... Errore. Il segnalibro non è definito.

Acronimi 69

Bibliografia 71

Lista delle Figure

Figura 1.1 - spettro della radiazione solare. 14
Figura 1.2 - la radazione solare in assenza di atmosfera. 14
Figura 1.3 - Componenti dell'irraggiamento su una superficie inclinata. 16
Figura 1.4 - Struttura della cella. 18
Figura 1.5 - L'efficenza della cella. 19
Figura 1.6 - Circuito equivalente e parametri della cella. 20
Figura 1.7 – Efficienza diversi pannelli FV rispetto all'irraggiamento. 25
Figura 1.8 - Individuazione hot spot tramite termografia per fotovoltaico. 27
Figura 2.1 - Schema semplificato del principio di funzionamento di una pompa di calore a compressione di vapore. 32
Figura 2.2 - Diagramma pressione-entalpia di un refrigerante utilizzato nelle pompe di calore a compressione di vapore. Pompe di calore – Enrico Casali 33
Figura 2.3 - Cartina zone climatiche Italia. 38
Figura 3.1 - Edificio di riferimento 44
Figura 3.2 - Tetto dell’edificio 44
Figura 3.3 - Scheda tecnica moduli Vitovolt 300 PD 45
Figura 3.4 - Scheda tecnica moduli Vitovolt 300 46
Figura 3.5 - Layout impianto FV 47
Figura 3.6 – Simulazione Solaredge 48
Figura 3.7 - Posizionamento pompa di calore 49
Figura 3.8 - Progettazione impianto PdC 50
Figura 3.9 - Legenda di 'Progettazione impiatno PdC' 50
Figure 3.10 – scheda tecnica PdC 52
Figura 4.1 - Grafico produzioni impianti FV 55
Figure 4.2 - angolo incidenza 56
Figure 4.3 - azimut e zenit 57
Figure 4.5 - Grafico comparazione produzione reale e teorica FV 59

Lista delle Tabelle

Tabella 1 - Fasi del ciclo termodinamico di una PdC come rappresentato nella figura 4.3 34
Tabella 2 – Gradi giorno rispetto zone climatiche in Italia 39
Tabella 3 – Orari e periodi di accensione riscaldamento consentiti rispetto zona climatica 40
Tabella 4 - Temperature minime di progetto principali città italiane in °C 41
Tabella 5 - Scheda tecnica tubazioni 51
Tabella 6 - Produzioni e consumi nel 2020 in kW/h 53
Tabella 7 - Produzioni e consumi nel 2021 in kW/h 54
Tabella 8 - Produzioni e consumi nel 2022 in kW/h 54
Tabella 9 - Consumo PdC 2020 59
Tabella 10 - Consumo PdC 2021 60
Tabella 11 - Consumo PdC 2022 60
Tabella 12 - Analisi consumi PdC 61
Tabella 13 - Voci economiche e resoconti 65
Tabella 14 - Valori VAN 66

Abstract

La tesi qui redatta riguarda l'analisi della soluzione che ha permesso di trasformare con successo una villa, costruita con tecniche di isolamento e approvvigionamento energetico tipiche degli anni ‘80 (con riscaldamento a gas), per sua natura architettonica fortemente dispersiva a livello energetico, in un’abitazione a impatto zero, alimentata unicamente da fonti rinnovabili. Queste hanno permesso di mantenere se non di migliorare gli standard di comfort dell’edificio senza alterare gli elementi architettonici di pregio dell’edificio, con un bilancio tra costi e benefici altamente positivo, tema oggetto di questa trattazione.

In particolare, dopo l’introduzione alla tecnologia fotovoltaica e al funzionamento di una pompa di calore, viene qui analizzata la struttura primaria della casa e le modifiche apportategli per aumentare l’efficienza energetica dell’edificio ed avere una minore dispersione termica. Verranno presentate la progettazione e l’istallazione dell’impianto fotovoltaico e della pompa di calore, per poi analizzare i dati misurati e catalogati nei diversi anni. L’ultima parte della relazione è invece incentrata sugli aspetti economici del progetto: analizzando i costi di investimento e i flussi di cassa annuali (di ingresso e di uscita) si metterà in evidenza la positiva riuscita del progetto.

1 Funzionamento impianto fotovoltaico

1.1 La radiazione solare

La sorgente energetica primaria di un sistema fotovoltaico (FV) è rappresentata dal Sole. Per radiazione solare si intende l'energia elettromagnetica emessa dal Sole come risultato dei processi di fusione dell'idrogeno in esso contenuto. Con buona approssimazione il Sole può considerarsi come un perfetto emettitore di radiazioni ad una temperatura di circa 5800 °K. La distanza media tra il Sole e la Terra è di circa 1,5·108 km. Considerato l'elevato valore del rapporto tra questa distanza e il diametro del Sole (~3·105 km), la radiazione solare vista dalla Terra appare come un fascio ben collimato, con una dispersione angolare di circa mezzo grado. Essa copre un ampio campo di lunghezze d'onda, e quindi di energie, con una distribuzione spettrale dall'ultravioletto (UV) all'infrarosso (IR) in un intervallo di lunghezze d'onda compreso tra 0,2 e 2,5 μm, con un punto di massimo nel campo del visibile (da 0,38 a 0,78 μm) intorno a 0,5 μm. La sua penetrazione attraverso l'atmosfera è molto selettiva ed in pratica giungono sulla superficie terrestre soltanto le radiazioni del campo visibile; infatti le radiazioni ultraviolette sotto 0,3 μm (che sono letali) vengono arrestate, ad una altezza di 25 km, dalla fascia di ozono atmosferico mentre le radiazioni infrarosse sono bloccate dal vapore d'acqua e dall'anidride carbonica. Tenuto conto anche della riflessione nello spazio da parte dell'atmosfera e delle nubi, la radiazione solare che arriva sulla superficie terrestre è pari a circa il 47% di quella potenzialmente disponibile. È opportuno osservare che l'intensità dell'irraggiamento disponibile al suolo e la sua distribuzione spettrale dipendono oltre che dalle condizioni ambientali anche dalla massa d'aria attraversata dalla radiazione solare. L'energia che incide nell'unità di tempo su di una superficie unitaria normale alla radiazione solare (radianza), fuori dall'atmosfera terrestre, posta alla distanza media della Terra dal Sole è definita "costante solare" ed assume un valore pari a 1.367 W/m2 (valore stabilito dal World Radiation Center nel 1980). Nel caso di non perpendicolarità fra i raggi del sole e la superficie, il valore della radianza risulta pari $G_o \cdot \cos\theta$, ove θ è l'angolo tra la normale alla superficie e i raggi del sole. Esistono delle formule più o meno complesse che permettono di calcolare in maniera rigorosa, in assenza di atmosfera, il valore della radianza per qualsiasi istante dell'anno.

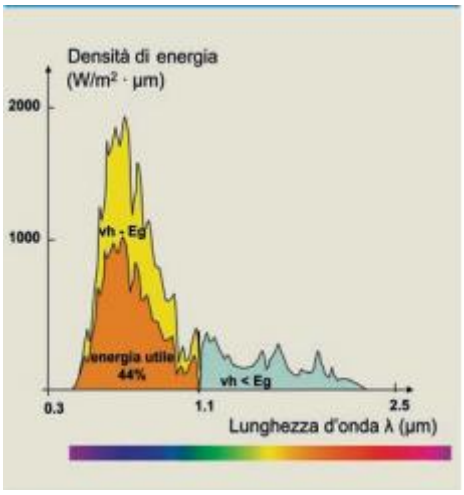


Figura 1.1 - spettro della radiazione solare.
Fonte: progettare e installare un impianto fotovoltaico, Enea

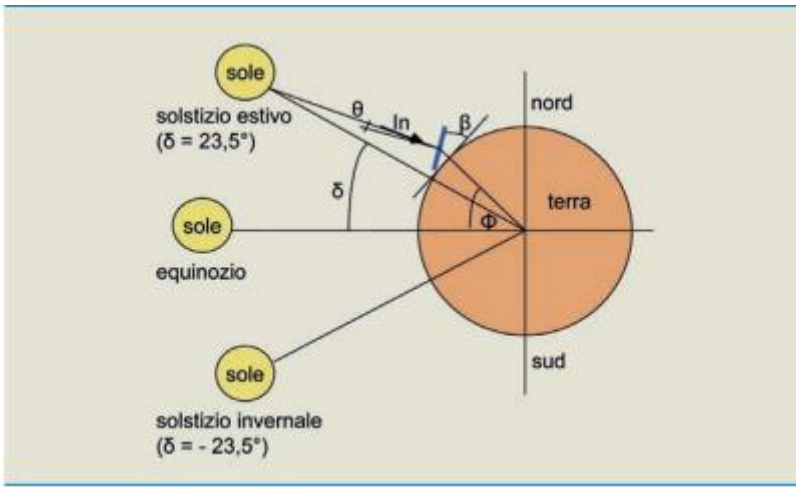


Figura 1.2 - la radazione solare in assenza di atmosfera.
Fonte:progettare e installare un impianto fotovoltaico, Enea

In presenza di atmosfera, la radiazione solare incidente sulla Terra viene in parte assorbita, in parte riflessa nello spazio esterno ed in parte diffusa dall'atmosfera stessa. Le interazioni della radiazione solare con l'atmosfera sono funzione della lunghezza d'onda della radiazione, della massa d'aria attraversata e della composizione dell'aria. Infatti, l'intensità e la composizione spettrale della radiazione raccolta al suolo dipendono dall'angolo formato dalla radiazione incidente con la superficie terrestre e dalle condizioni meteorologiche ed atmosferiche. È opportuno osservare che la capacità di una cella fotovoltaica di convertire l'energia solare in elettricità è funzione sia dell'intensità sia

della composizione spettrale della radiazione incidente, oltre che dal tipo di cella solare utilizzata (ad esempio per le celle al silicio la banda di sensibilità è compresa tra 0,4-1,1 μm). Quindi il rendimento medio di una cella fotovoltaica assume valori differenti a seconda della località scelta per l'installazione dell'impianto e delle condizioni atmosferiche caratterizzanti la località stessa. Per tener conto degli effetti dovuti alla presenza dell'atmosfera, viene definita la massa d'aria unitaria AM1 (Air Mass One) come lo spessore di atmosfera standard attraversato dalla radiazione solare in direzione normale alla superficie terrestre e misurato al livello del mare con cielo limpido e pressione dell'aria pari ad 1,013 bar (1 atm). Il valore massimo della costante solare, misurato sulla superficie terrestre in presenza di una giornata limpida e soleggiata, è di circa 1000 W/m2. La sua variazione a causa dell'ellitticità dell'orbita terrestre è percentualmente assai modesta essendo contenuta entro il ±3% del valore medio. Le componenti della radiazione solare raccolta al suolo su una superficie inclinata rispetto al piano orizzontale sono:

- la radiazione diretta che colpisce una superficie al suolo con un unico e definito angolo di incidenza;
- la radiazione diffusa che raggiunge il suolo da tutte le direzioni, in quanto è generata nello strato atmosferico a causa dello scattering subito dalla radiazione incidente; è opportuno osservare che qualo ra la radiazione diretta non incida sulla superficie al suolo per la presenza di un ostacolo, la zona ombreggiata non risulta totalmente oscurata in quanto permane l'effetto del contributo fornito dalla radiazione diffusa; ciò riveste particolare rilevanza soprattutto per i dispositivi fotovoltaici che operano anche in presenza della radiazione diffusa;
- la radiazione riflessa dal terreno o da specchi d'acqua o da altre superfici orizzontali circostanti. Tale componente è detta componente di albedo (Ha) e dipende dall'inclinazione della superficie in misura complementare alla radiazione diffusa e dalle proprietà riflettenti del terreno. La componente di albedo è di notevole importanza nel caso di utilizzo di moduli fotovoltaici bifacciali i quali sfruttano la radiazione incidente sia sulla parte anteriore, sia sulla parte posteriore del pannello.

La necessità di valutare separatamente le componenti diretta e diffusa della radiazione è riconducibile al fatto che i sistemi fotovoltaici si comportano in modo differente rispetto alle componenti suddette. Infatti ad esempio, i sistemi a concentrazione sono sostanzialmente insensibili alla componente diffusa che non può essere concentrata dai dispositivi, specchi o lenti, destinati a focalizzare la radiazione sulle celle fotovoltaiche. Invece i moduli piani sono sensibili ad entrambe le componenti della radiazione, seppure con caratteristiche differenti in relazione alla tecnologia utilizzata ed all'inclinazione degli

stessi rispetto al piano orizzontale (angolo di tilt β). La radiazione diffusa può essere considerata, con buona approssimazione, uniformemente distribuita sulla volta celeste e dunque occorre pesarla per la frazione di volta celeste vista dal pannello FV. La radiazione globale H su una superficie inclinata è data dalla somma dei contributi relativi alle componenti diretta, diffusa e di albedo e dipende:

- dalle condizioni meteorologiche ed atmosferiche, infatti in condizioni di tempo nuvoloso la radiazione è sostanzialmente diffusa, mentre in presenza di tempo sereno e clima secco è prevalente la componente diretta (circa il 90% della radiazione totale);
- dall'angolo di inclinazione della superficie di raccolta rispetto al piano orizzontale, infatti, una superficie orizzontale riceve la massima radiazione diffusa e la minima riflessa;
- dalla presenza di superfici riflettenti, poiché il contributo alla riflessione risulta tanto maggiore quanto più chiara è la superficie; di conseguenza la radiazione riflessa è maggiore in inverno, ad esempio, per la presenza della neve ed è minore in estate a causa dell'effetto di assorbimento dell'erba o del terreno.

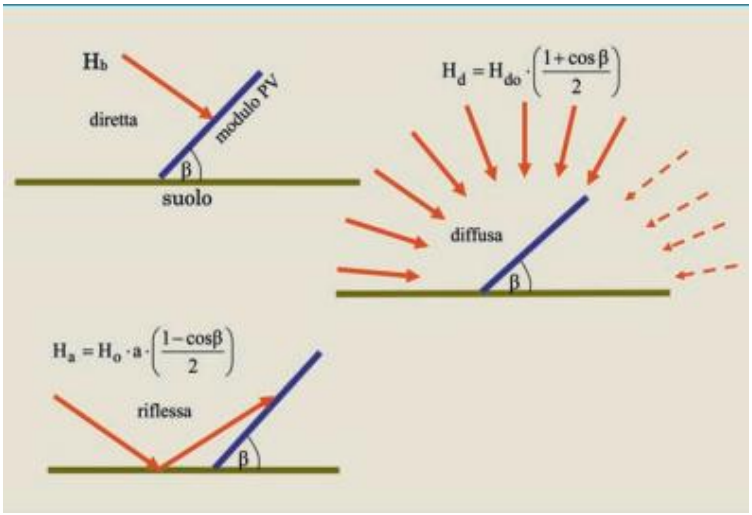


Figura 1.3 - Componenti dell'irraggiamento su una superficie inclinata.
Fonte: progettare e installare un impianto fotovoltaico, Enea

L’intensità della radiazione solare raccolta al suolo è dunque funzione dell’angolo formato dalla radiazione incidente con la superficie al suolo. Infatti, i raggi solari devono attraversare uno spessore di atmosfera tanto più grande, quanto più piccolo è l’angolo da essi formato con la superficie orizzontale, di conseguenza tanto minore sarà la radiazione che raggiunge la superficie. La condizione ottimale si ha quando la superficie di raccolta è orientata a sud (angolo di azimut) con un angolo di tilt prossimo alla latitudine (Φ) del sito di installazione prescelto. L’orientamento verso sud consente di rendere massima la radiazione solare catturata dai moduli fotovoltaici durante l’intera giornata, mentre l’inclinazione prossima alla latitudine del sito permette di minimizzare le variazioni dell’energia solare raccolta dovute all’oscillazione di ± 23,45° della direzione dei raggi solari rispetto alla normale alla superficie di raccolta. In relazione alla località considerata varia il rapporto tra la radiazione solare diffusa e quella totale. Pertanto, dato che all’aumentare dell’inclinazione della superficie di captazione si modificano sia la componente diffusa che quella riflessa, l’angolo di tilt che rende massima l’energia solare raccolta dai moduli fotovoltaici è differente da località a località.

1.2 La conversione dell’energia solare: la cella

L’effetto fotovoltaico consiste nella conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica. Tale fenomeno avviene nella cella fotovoltaica, tipicamente costituita da una sottile lamina di un materiale semiconduttore, molto spesso silicio. Quando un fotone dotato di sufficiente energia viene assorbito nel materiale semiconduttore di cui è costituita la cella, si crea una coppia di cariche elettriche di segno opposto, un elettrone (carica di segno negativo) ed una “lacuna” (cioè una carica positiva). Si dice allora che queste cariche sono “disponibili per la conduzione di elettricità”. Per generare effettivamente una corrente elettrica, però, è necessaria una differenza di potenziale, e questa viene creata grazie all’introduzione di piccole quantità di impurità nel materiale che costituisce le celle. Queste impurità, chiamate anche “droganti”, sono in grado di modificare profondamente le proprietà elettriche del semiconduttore. Se, come comunemente accade, il materiale semiconduttore è il silicio, introducendo atomi di fosforo si ottiene la formazione di silicio di tipo “n”, caratterizzato da una densità di elettroni liberi (cariche negative) più alta di quella presente nel silicio normale (intrinseco). La tecnica del drogaggio del silicio con atomi di boro porta, invece, al silicio di tipo “p” in cui le cariche libere in eccesso sulla norma sono di segno positivo. Una cella fotovoltaica richiede l’intimo contatto, su una grande superficie, di due strati di silicio p ed n. Nella zona di contatto tra i due tipi di silicio, detta “giunzione p-n”, si ha la formazione di un forte campo elettrico. Le cariche elettriche positive e negative generate,

per effetto fotovoltaico, dal bombardamento dei fotoni costituenti la luce solare, nelle vicinanze della giunzione vengono separate dal campo elettrico. Tali cariche danno luogo a una circolazione di corrente quando il dispositivo viene connesso ad un carico. La corrente è tanto maggiore quanto maggiore è la quantità di luce incidente. Ai fini del funzionamento delle celle, i fotoni di cui è composta la luce solare non sono tutti equivalenti: per poter essere assorbiti e partecipare al processo di conversione, un fotone deve possedere un'energia (hv) superiore a un certo valore minimo, che dipende dal materiale di cui è costituita la cella (Eg). In caso contrario, il fotone non riesce ad innescare il processo di conversione.

1.2.1 L'efficienza di conversione

La cella, in relazione alle caratteristiche del materiale di cui è costituita, può utilizzare solo una parte dell'energia della radiazione solare incidente; l'efficienza di conversione, intesa come percentuale di energia luminosa trasformata in energia elettrica disponibile, è in genere compresa tra il 12% e il 17% per celle commerciali al silicio, mentre realizzazioni speciali di laboratorio hanno raggiunto valori del 24%. L'efficienza di conversione di una cella solare fotovoltaica è limitata da numerosi fattori, alcuni dei quali di tipo fisico, cioè correlati allo stesso fenomeno fotoelettrico e quindi inevitabili, mentre altri, di tipo tecnologico, derivano dal particolare processo adottato per la fabbricazione del dispositivo fotovoltaico. Le cause di inefficienza sono essenzialmente dovute al fatto che:

- non tutti i fotoni posseggono una energia sufficiente a generare una coppia elettrone-lacuna;

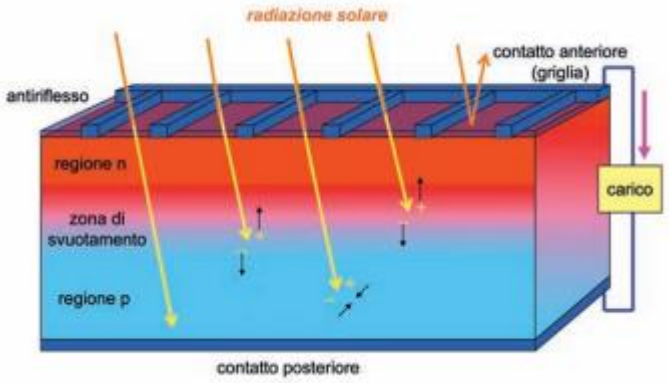


Figura 1.4 - Struttura della cella.
Fonte: progettare e installare un impianto fotovoltaico, Enea

- l’eccesso di energia dei fotoni non genera corrente ma viene dissipata in calore all’interno della cella;
- non tutti i fotoni penetrano all’interno della cella, in parte vengono riflessi;
- una parte della corrente generata non fluisce al carico ma viene shuntata all’interno della cella;
- solo una parte dell’energia acquisita dall’elettrone viene trasformata in energia elettrica;
- non tutte le coppie elettrone-lacuna generate vengono separate dal campo elettrico di giunzione, una parte si ricombina all’interno della cella;
- la corrente generata è soggetta e perdite conseguenti alla presenza di resistenze in serie.

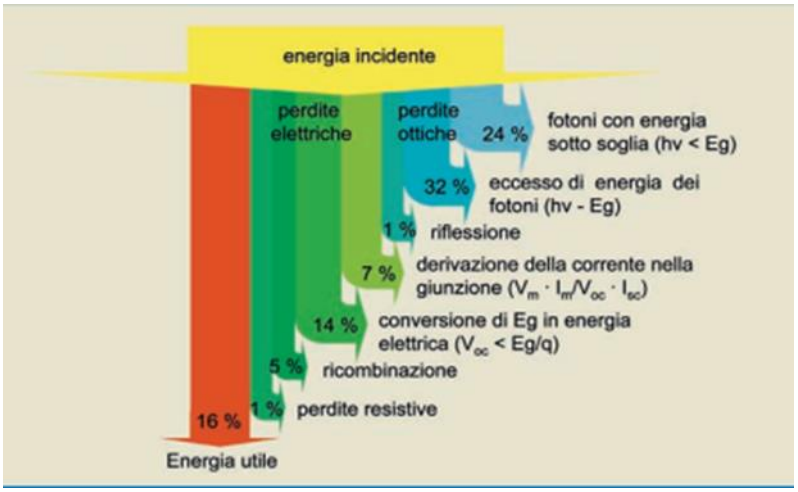


Figura 1.5 - L'efficenza della cella.
Fonte: progettare e installare un impianto fotovoltaico, Enea

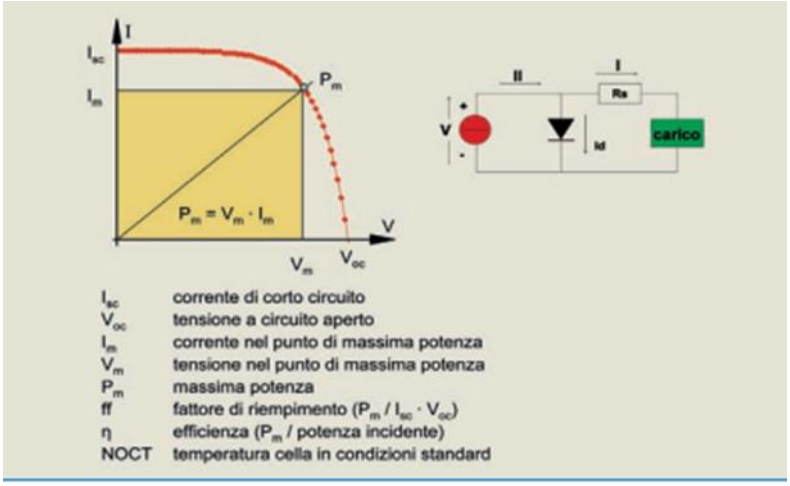


Figura 1.6 - Circuito equivalente e parametri della cella.
Fonte: progettare e installare un impianto fotovoltaico, Enea

1.2.2 Le caratteristiche elettriche della cella

La cella fotovoltaica, quando non viene illuminata, ha un comportamento analogo a quello di un diodo a semiconduttore. In queste condizioni la tensione e la corrente sono legati da una relazione di tipo esponenziale ottenuta risolvendo l'equazione della conservazione della carica. Quando la cella viene illuminata, la giunzione diviene una sorgente di coppie elettrone-lacuna pertanto, circuitalmente, ha un comportamento analogo a quello di un diodo con in parallelo un generatore di corrente. Graficamente, invece, la caratteristica tensione corrente di una cella illuminata risulta pari a quella di un diodo traslata però (verticalmente) di una quantità pari alla corrente fotogenerata. Poiché la corrente fotogenerata varia con l'irraggiamento e con la temperatura (in misura minore), la caratteristica tensione-corrente della cella risulta influenzata da questi parametri.

1.2.3 La tecnologia del silicio

Attualmente il materiale più usato per la fabbricazione di una cella fotovoltaica è lo stesso silicio adoperato dall'industria elettronica, il cui processo di fabbricazione presenta costi molto alti, non giustificati dal grado di purezza richiesto dal fotovoltaico, inferiore a quello necessario in elettronica. Il processo più comunemente impiegato per ottenere silicio

monocristallino per uso elettronico parte dalla preparazione di silicio metallurgico (puro al 98% circa), mediante riduzione della silice (SiO2) con carbone in forni ad arco. Dopo alcuni processi metallurgici intermedi consistenti nella: purificazione del silicio metallurgico a silicio elettronico (processo Siemens); conversione del silicio elettronico a silicio monocristallino (metodo Czochralskj); vengono ottenuti lingotti cilindrici (da 13 a 30 cm di diametro e 200 cm di lunghezza) di silicio monocristallino, solitamente drogato p mediante l'aggiunta di boro. Questi lingotti vengono quindi "affettati" in wafer di spessore che va dai 0,25 ai 0,35 mm. Da alcuni anni l'industria fotovoltaica sta sempre più utilizzando il silicio policristallino, che unisce ad un grado di purezza comparabile a quello del monocristallino costi inferiori. I lingotti di policristallino, anch'essi di solito drogati p, sono a forma di parallelepipedo e vengono sottoposti al taglio, per ottenerne fette di 0,2-0,35 mm di spessore.

1.3 Il generatore fotovoltaico

1.3.1 Il modulo fotovoltaico

Le celle solari costituiscono un prodotto intermedio dell'industria fotovoltaica, forniscono valori di tensione e corrente limitati in rapporto a quelli normalmente richiesti dagli apparecchi utilizzatori, sono estremamente fragili, elettricamente non isolate, prive di supporto meccanico; esse vengono quindi assemblate in modo opportuno a costituire un'unica struttura: il modulo fotovoltaico. Il modulo rappresenta di fatto il componente elementare dei sistemi fotovoltaici, una struttura robusta e maneggevole, in grado di garantire molti anni di funzionamento anche in condizioni ambientali difficili. Il processo di fabbricazione dei moduli è articolato in varie fasi: connessione elettrica, incapsulamento, montaggio della cornice e della scatola di giunzione. La connessione elettrica consiste nel collegare in serie-parallelo le singole celle per ottenere i valori di tensione e di corrente desiderati; al fine di ridurre le perdite per disaccoppiamento elettrico è necessario che le celle di uno stesso modulo abbiano caratteristiche elettriche simili tra loro. L'incapsulamento consiste nell'inglobare le celle fotovoltaiche tra una lastra di vetro e una di plastica, tramite laminazione a caldo di materiale polimerico. È importante che l'incapsulamento, oltre a proteggere le celle, sia trasparente alla radiazione solare, stabile ai raggi ultravioletti e alla temperatura, abbia capacità autopulenti e consenta di mantenere bassa la temperatura delle celle. In linea di principio la vita di una cella solare è infinita; è pertanto la durata dell'incapsulamento a determinare la durata di vita del modulo, oggi stimabile in 25- 30 anni. Il montaggio della cornice conferisce al modulo maggiore robustezza e ne consente l'ancoraggio alle

strutture di sostegno. I moduli in commercio attualmente più diffusi (con superficie attorno a 0,5-2 m2) utilizzano celle al silicio mono e policristallino e prevedono tipicamente 36 celle collegate elettricamente in serie. Il modulo così costituito ha una potenza che va da 50 a 200 Wp a seconda del tipo e dell'efficienza delle celle, e tensione di lavoro di circa 17 volt con corrente da 3 a 12 A. I moduli comunemente usati nelle applicazioni commerciali hanno un rendimento complessivo del 12-16%. È recentemente cresciuta la domanda di moduli di potenza superiore a 200 Wp, utili per l'integrazione di pannelli nella struttura di rivestimento di edifici.

1.3.2 La stringa fotovoltaica

Le stringhe fotovoltaiche sono costituite da singoli moduli fotovoltaici collegati in serie; il numero di moduli dipende dalla tensione del modulo (nota una volta individuato il tipo di prodotto) e da quella dell'intera stringa. La stringa è caratterizzata da:

tensione massima pari alla somma delle Voc dei moduli collegati;

tensione di funzionamento pari alla tensione nel punto di massima potenza (Vm) della caratteristica della stringa.

1.3.3 Il generatore fotovoltaico

Un "campo fotovoltaico" è costituito da un insieme di stringhe di moduli fotovoltaici installati meccanicamente nella sede di funzionamento e connesse elettricamente tra loro. Dal punto di vista elettrico il campo FV costituisce il "generatore fotovoltaico" dell'impianto. Le caratteristiche del generatore fotovoltaico vengono in genere definite mediante due parametri elettrici: la potenza nominale Pnom, cioè la potenza erogata dal generatore FV in Condizioni Standard e la tensione nominale Vnom, ossia la tensione alla quale viene erogata la potenza nominale. Nella fase di progettazione di un campo fotovoltaico riveste una particolare importanza la scelta della tensione nominale di esercizio. Infatti, le elevate correnti che si manifestano per piccole tensioni comportano la necessità di adottare cavi di maggiore sezione e dispositivi di manovra più complessi; di contro elevate tensioni di lavoro richiedono adeguate e costose protezioni. Pertanto, un'opportuna scelta della configurazione serie/parallelo decampo fotovoltaico consente di limitare le perdite e di incrementare l'affidabilità del sistema. In parallelo ai singoli moduli vengono disposti diodi di by-pass (Dbp) mentre un diodo di blocco (Db) è posto in serie a ciascuna stringa per impedire che gli squilibri di tensione tra le singole stringhe, nel caso di sbilanciamento nell'erogazione di potenza da parte delle stesse, possano dar luogo alla circolazione di una corrente inversa sulle stringhe a tensione minore. I diodi di blocco, dimensionati sulla base delle specifiche elettriche del campo fotovoltaico

(corrente di cortocircuito del modulo Isc, tensione a vuoto della stringa Voc), sono generalmente contenuti all'interno del quadro di parallelo stringhe il quale raccoglie il contributo elettrico fornito dalle singole stringhe. Il diodo di by-pass consente, invece, di cortocircuitare e quindi isolare il singolo modulo, o parte di esso in presenza di due o più diodi per modulo, nel caso di un malfunzionamento, limitando in tal modo la brusca riduzione della potenza erogata dal modulo e/o dalla stringa che si manifesterebbe in sua assenza. È opportuno ricordare che l'energia prodotta da un generatore fotovoltaico è proporzionale alla quantità di radiazione solare raccolta sul piano dei moduli. Infatti, questi ultimo, al fine di ottimizzare la produzione di energia elettrica, vengono orientati verso sud (angolo di azimut uguale a zero) con un'inclinazione rispetto al piano orizzontale (angolo di tilt) prossima alla latitudine del sito di installazione in modo tale da rendere massima l'energia solare raccolta sulla loro superficie.

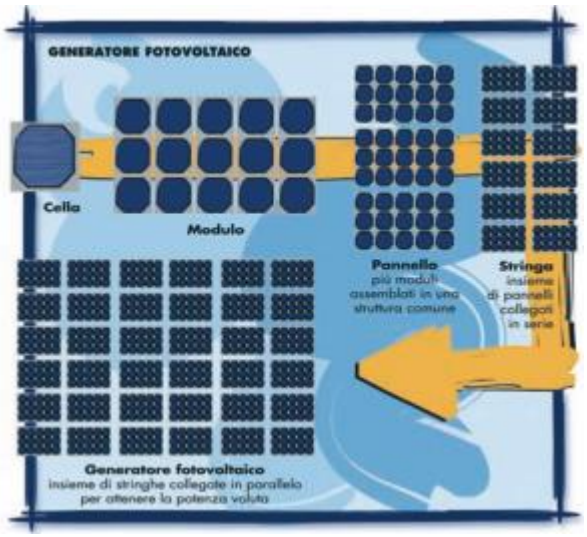


Figura 1.7 - Funzionamento generatore fotovoltaico.

1.3.4 STC

Il campo FV, nel caso di potenze significative, è costituito da sub campi (collegamento elettrico in parallelo di un certo numero di stringhe). La potenza nominale (o massima, o di picco) del generatore fotovoltaico è la potenza determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massima, o di picco) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate alle condizioni standard (STC, Standard Test Conditions). Per Condizioni Standard (STC) si intendono le condizioni di riferimento per la misurazione dei moduli: irraggiamento pari a 1000 W/m2; spettro solare riferito ad un Air Mass di 1,5; temperatura di cella di 25 °C. Tipicamente questa misura viene eseguita in laboratorio con

un simulatore solare in quanto è molto difficile riprodurre queste condizioni in un ambiente esterno. C'è la necessità, infatti, di definire dei criteri comuni per poter avere degli elementi di confronto. Oltre a conoscere quelli che sono i parametri standard, è altresì importante conoscere i limiti di un test, soprattutto quando vengono prese in considerazione condizioni esterne. Nel caso del fotovoltaico, il limite principale delle condizioni standard di test è sicuramente l'irraggiamento. I pannelli vengono testati con un irraggiamento pari a 1000W/m2, quando in realtà opereranno in ambienti con differenti livelli di irraggiamento durante l'intero arco dell'anno.
Si tende a considerare l'efficienza del modulo fotovoltaico in condizioni di basso irraggiamento come il principale fattore di influenza della produttività elettrica di un impianto. Il concetto di "riduzione di efficienza in condizioni di basso irraggiamento" nasce per spiegare che tipo di comportamento aspettarsi da un modulo fotovoltaico sottoposto a diversi livelli di irraggiamento, così da poter valutare a priori la produzione elettrica e la redditività di un impianto. Sappiamo che al diminuire dell'irraggiamento la corrente di un modulo decresce linearmente e che il voltaggio si abbassa in maniera logaritmica, dall'altro non tutti i pannelli si comportano allo stesso modo.

Il grafico di seguito riportato è tratto da uno studio commissionato da Sunpower nel 2013 e fornisce visivamente un quadro delle differenze che si possono osservare. L'efficienza dei moduli fotovoltaici, ovvero la loro capacità di trasformare in elettricità i raggi del sole, varia a seconda dell'irraggiamento.

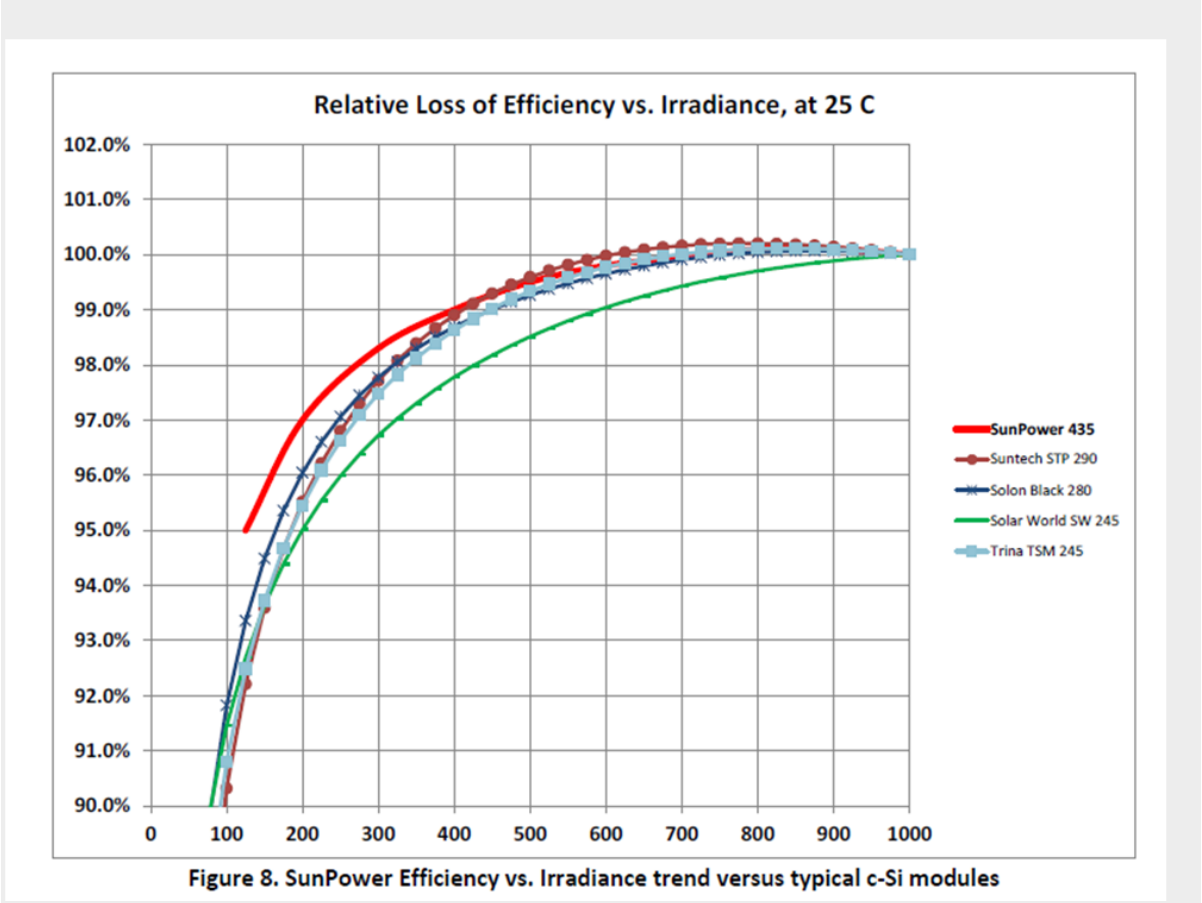


Figura 1.7 – Efficienza diversi pannelli FV rispetto all'irraggiamento.
Fonte: SunPower yield report – BEW Engineering

Dallo studio si evince che, nel migliore dei casi, si ha una perdita dell'efficienza a 200W/m2 di irraggiamento di almeno il 2-3%.
La perdita di efficienza di un modulo fotovoltaico in condizioni di basso irraggiamento dipende principalmente dalla resistenza di shunt (RSH) e dalla resistenza di serie (RS). Quest'ultima si manifesta nel passaggio della corrente tra lo strato emettitore e la base inferiore della cella, mentre la resistenza di shunt si manifesta tra i contatti metallici e il back sheet o la parte inferiore e superiore della cella.
La perdita di efficienza varia a seconda del tipo di cella e dal fornitore delle celle stesse. Differenti livelli di perdite di efficienza sono riscontrabili addirittura in celle dello stesso tipo e dello stesso produttore. Le perdite dell'efficienza possono portare anche ad una differenza del 10% nella producibilità energetica annuale. La vera sfida del produttore, quindi, è quella di assicurare la massima efficacia dei processi di selezione dei materiali.

1.3.5 NOCT

Un altro fattore che influenza l'efficenza di un pannello FV è la temperatura. Come ben sappiamo, il surriscaldamento delle celle fotovoltaiche dà dei risultati pessimi in termini di resa causando un forte calo della produzione di elettricità. Questa premessa ci serve per introdurre il concetto di NOCT e spiegarne il significato. La sigla NOCT è l'acronimo di Nominal Operating Cell Temperature, temperatura nominale di lavoro di una cella fotovoltaica.

Per definizione, il NOCT è la temperatura media di equilibrio di una cella all'interno di un modulo posto in particolari condizioni ambientali che vedono un irraggiamento di 800 W/m2, una temperatura ambientale di 20 °C e una velocità del vento 1 m/s.
Il NOCT si riferisce a un impianto fotovoltaico elettricamente a circuito aperto e installato su un telaio in modo tale che a mezzogiorno solare i raggi incidano normalmente sulla superficie esposta così come disposto dalla guida CEI EN 60904-3.
Il NOCT fotovoltaico, cioè la temperatura nominale di lavoro della cella, è un parametro fornito dal costruttore che di solito si aggira intorno ai 40 – 50 °C ma che può spingersi fino ai 60 °C nel caso di moduli fotovoltaico con vetrocamera.
Per una resa migliore dell'impianto fotovoltaico, la temperatura ideale è intorno ai 25 °C, infatti temperature superiori possono causare una riduzione del rendimento dell'impianto dettata dal surriscaldamento dei moduli fotovoltaici.
Secondo le analisi in materia, le classiche celle fotovoltaiche al silicio che compongono i moduli, possono subire un calo di efficienza di circa 0,5% per ogni °C supplementare.
In altre parole, tutti gli impianti fotovoltaici diminuiscono il rendimento all'aumentare della temperatura di funzionamento. E' per questo motivo che bisogna prestare attenzione alla scheda tecnica fornita dal produttore e osservare il coefficiente di temperatura attraverso il quale si potrà capire la perdita di rendimento per ogni grado in più di temperatura.
Per i moduli di vecchia generazione, il coefficiente di temperatura è di circa lo 0,50%, vale a dire che per ogni °C in più si ha una perdita di resa dello 0,50% per ogni singolo modulo fotovoltaico. Negli impianti fotovoltaici migliori, questo valore può essere inferiore allo 0,25% per grado centigrado.
Il concetto di NOCT fotovoltaico ci fa capire anche perché un impianto fotovoltaico installato in Germania può avere la stessa resa di una centrale solare fotovoltaica posta sull'equatore. Le celle fotovoltaiche dell'equatore superano i 35 °C così da supero un calo di rendimento molto importante a causa del riscaldamento eccessivo dei pannelli fotovoltaici mentre l'impianto fotovoltaico in Germania, dove il clima è più rigido, può contare su temperature non superiori a 25 °C. L'elevato fattore di irraggiamento solare dell'equatore va a compensare il troppo calore così la resa produttiva dei due impianti, pur

stando in zone geografiche con esposizioni solari di gran lunga differenti, può essere paragonabile.
Per verificare che un pannello FV presenti zone di hot spot (celle surriscaldate o moduli danneggiati dalle alte temperature) ci si può affidare alla termografia per fotovoltaico.
La termografia su pannelli solari serve per individuare i cosiddetti *hot spot*, i "punti caldi" che sono il sintomo più plateale di un malfunzionamento del pannello fotovoltaico. La termografia è un'analisi che vede l'impiego di termocamere sia in ambito dell'ediliza, sia nella manutenzione degli impianti fotovoltaici; particolari analisi termografiche sono diffuse anche in ambito medico.
Grazie alle termocamere si va a indagare sulla presenza di un eventuale surriscaldamento dei pannelli fotovoltaici**.**
La termocamera è un dispositivo in grado di catturare "immagini termiche", in parole più semplici possiamo descrivere la termocamera come una macchina fotografica dotata di particolari sensori in grado di rilevare la temperatura superficiale dei corpi e renderla leggibile in una mappa a colori di facile comprensione.

Nella foto in alto, ispezione simultanea di diversi pannelli fotovoltaici con individuazione di un hot spot fotovoltaico con termocamera Fluke.

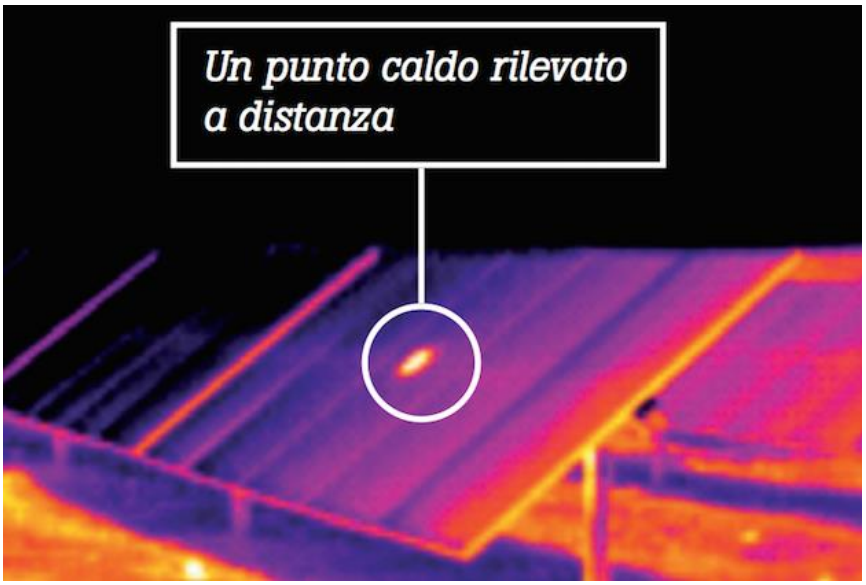


Figura 1.8 - Individuazione hot spot tramite termografia per fotovoltaico.
Fonte: NOCT fotovoltaico e resa dell'impianto, IdeeGreen

Riassumendo, la Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) è la temperatura nominale di lavoro di una cella fotovoltaica che viene misurata alle seguenti condizioni ambientali:

- irradianza G = 800 [$W/m2$] ;

- velocità del vento $v\ vento$ = 1 [m/s] ;

- temperatura ambiente Ta = 20 °C ;

Questo parametro è fornito dal costruttore e tipicamente si aggira intorno ai 40 ÷ 50 °C. Con l'NOCT, è possibile ricavare la temperatura di cella (Tc) in diverse condizioni di funzionamento (Ta e Gmisurata) tramite la seguente formula:

$Tc = Ta + Gmis\ (NOCT - 20)/0{,}8$

La dipendenza, della potenza Pm, da irraggiamento G e temperatura di cella Tc è espressa dalla seguente formula:

$Pm(G, T) = Pm(STC) \cdot (G/1000) \cdot (1 + \gamma_{Pm} \cdot \Delta T)$

$\Delta T = Tc - 25\ °C$

La dipendenza, del rendimento η della cella, da irraggiamento G e temperatura di cella Tc è espressa dalla seguente formula:

$\eta = PW\ /\ G \cdot A = (Pm(STC)/A) \cdot (1 + \gamma_{pm} \cdot \Delta T)$

$\Delta T = Tc - 25\ °C$

I parametri dichiarati dal costruttore sul datasheet sono:

- $Pm(STC)$ espressa in $Watt$, cioè il valore della potenza misurata in condizioni standard (STC);

- γPm è il coefficiente termico della potenza. Questo termine generalmente, è espresso dal costruttore in %/°C, altre volte viene espresso in $W/°C$. Per passare da una unità di misura all'altra, basta applicare l'equazione: γ_{Pm} [$W/°C$] = ($Pm(STC)$[W]/100) · γ_{Pm} [%/°C]

I restanti parametri G [$W/m2$] e Tc [°C], sono valutati durante le misure.

2 Funzionamento pompa di calore

Le pompe di calore sono, tra le tecnologie per la produzione del calore per il riscaldamento, quelle più promettenti ed efficienti oggi disponibili sul mercato. Negli anni, queste apparecchiature hanno subito un notevole sviluppo tecnologico e prestazionale, spinto anche dal crescente interesse che il mercato ha dedicato a esse, per via della loro capacità di utilizzare, nel funzionamento, una buona quantità di energia estratta dall'ambiente (energia rinnovabile). Le pompe di calore, inizialmente installate principalmente per il condizionamento estivo (come refrigeratori) e solo per qualche breve periodo mite nell'inverno, oggi possono essere applicate ai soli impianti termici, offrendo una serie di vantaggi non trascurabili:

• utilizzano energia rinnovabile, garantendo in questo modo elevate prestazioni, con una positiva riduzione dei consumi e del costo della bolletta energetica;

• svolgono funzioni di riscaldamento ambiente (e anche condizionamento nei modelli reversibili) e di produzione dell'acqua calda sanitaria (compatibilmente con i limiti applicativi che si vedranno in questo volume);

• utilizzano diverse fonti di energia rinnovabile (contenuta in aria, acqua o terreno), applicandosi al meglio al contesto e alle specificità dell'impianto;

• richiedono un allestimento dell'impianto limitato (in particolare le pompe di calore aerotermiche);

• sono disponibili in molte taglie di potenza, di alimentazione energetica e di temperatura operativa;

• possono essere allacciate a diversi impianti e terminali di distribuzione, a bassa (impianti radianti), media (fan-coils) e alta temperatura (radiatori);

• possono integrare impianti di riscaldamento esistenti aumentandone l'efficienza termica stagionale complessiva;

• possono essere vantaggiosamente utilizzate in diverse tipologie di utenza, non solo quindi nel domestico di piccola taglia, ma anche nel residenziale centralizzato, nel commerciale, nel terziario e nell'industria;

• grazie alla loro efficienza, hanno tempi di ammortamento dell'investimento di pochissimi anni.

La pompa di calore è una particolare macchina in grado di trasferire il calore presente in una sorgente a bassa temperatura verso un punto a temperatura maggiore. È noto che il calore tende a spostarsi da un corpo caldo verso uno a temperatura minore (meno caldo). Questo principio fisico ci fa quindi capire che un locale chiuso e riscaldato in inverno (cioè con una bassa temperatura esterna) tenderà a raffreddarsi, in quando cederà progressivamente il proprio calore all'ambiente esterno, attraverso la migrazione del calore interno verso l'esterno tramite le pareti, il soffitto, le finestre, ecc. Per mantenere caldo il locale sarà quindi necessario fornire continuamente del calore che compensi questa continua "perdita" verso l'esterno. Bisognerà fornire al locale del calore, sotto forma, ad esempio, di un flusso di acqua o di aria che abbia una temperatura maggiore del locale, in modo che il fluido ceda il proprio calore al locale. Le pompe di calore sono macchine che possiamo definire in grado di invertire il flusso di calore: prelevano il calore da un ambiente a bassa temperatura per trasferirlo a un ambiente a temperatura più alta. Questo processo non può avvenire in modo naturale, per compiere questo processo inverso, la pompa di calore deve effettuare un lavoro, quindi richiede dell'energia per poter generare questo fenomeno (figura 4.1).

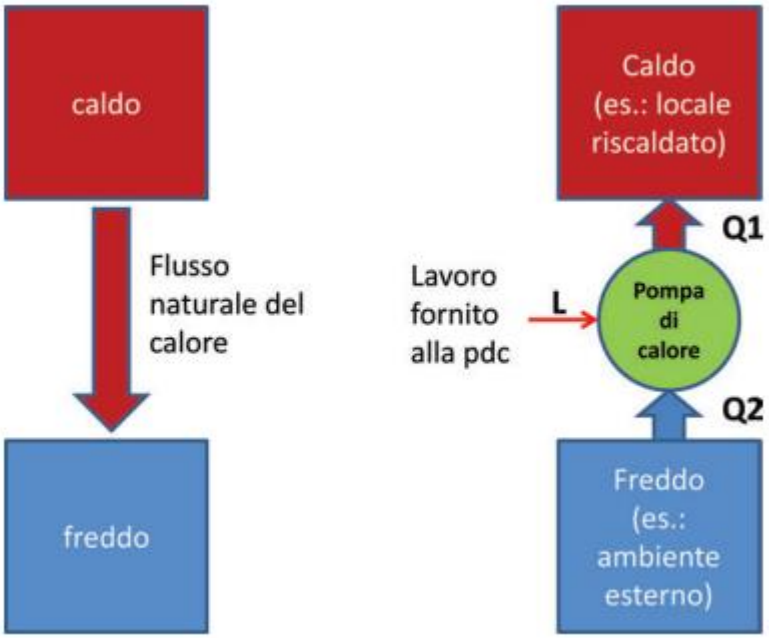


Figure 2.0.1 - Funzionamento pompa di calore.

Pompe di calore – Enrico Casali

Una pompa di calore è quindi una macchina in grado di trasferire del calore da fornire a un ambiente caldo, definito pozzo caldo prelevando questo calore da un ambiente più freddo, chiamato sorgente fredda, fornendo a questa macchina una determinata energia. Ma come è possibile prelevare calore da un ambiente già freddo e trasferirlo in uno più caldo, vincendo il principio della termodinamica? Immaginiamo di avere a disposizione un pallone con un certo volume, pieno di molecole. Per mezzo di una forza esterna (lavoro), comprimiamo questo pallone, fino a farlo diventare come una pallina da tennis. Le molecole all'interno sono sempre le stesse, ma molto più compresse. La loro strettissima vicinanza genera, all'interno di quello che era un pallone, un aumento di temperatura: la pallina da tennis diventa calda. Ora spostiamo la pallina dal primo ambiente (ad esempio quello esterno) a un ambiente più caldo (ad esempio un locale interno). La pallina, avendo una temperatura superiore a quella dell'ambiente interno, gli cede parte del suo calore interno, possiamo dire che rilascia un certo numero di calorie nell'ambiente interno. La sua pressione interna quindi tende a diminuire, perché la sua temperatura è diminuita. Ora prendiamo nuovamente la pallina e la riportiamo all'esterno e la lasciamo ridiventare della dimensione di un pallone: il volume aumenterà, le molecole si allargheranno tra loro, riducendo quindi ulteriormente la loro temperatura. Ma siccome il numero di calorie è inferiore a quello iniziale, la sua temperatura diminuirà al di sotto di quella esterna originale. Quest'abbassamento di temperatura richiamerà all'interno del pallone un'altra certa quantità di calore, che sarà prelevato dall'ambiente esterno, fino a quando la temperatura del pallone sarà uguale a quella, appunto, dell'ambiente esterno. Abbiamo quindi visto che il calore che il pallone ha rilasciato nel locale interno è stato rimpiazzato da altro calore assorbito dall'ambiente esterno per riportarsi alle condizioni normali. Il pallone preleva quindi calore dall'ambiente esterno e lo trasferisce all'ambiente interno per mezzo di un processo di riscaldamento e compressione di un fluido (cioè l'aria contenuta nel pallone). Una pompa di calore basa quindi il suo principio proprio sul trasferimento di calore per differenza di temperatura e pressione, utilizzando un particolare fluido in grado di potersi trasformare come descritto. Esistono più tipi di fluidi frigorigeni e più cicli termodinamici utilizzati dalle pompe di calore, il più utilizzato è: il ciclo inverso di Carnot. Altri principi fisici utilizzati sono l'evaporazione e la condensazione di un fluido. I fluidi in funzione della temperatura e della pressione alle quali sono sottoposti, possono cambiare di stato. Questa caratteristica è molto importante perché il passaggio di stato di un fluido richiede solitamente una grande quantità di energia (calore) da fornire, se vogliamo trasformare un liquido in un gas, oppure da sottrarre se vogliamo trasformare un gas in liquido. I passaggi di stato tra evaporazione e condensazione quindi immagazzinano o rilasciano una notevole quantità di calore, e questo è utile per svolgere al meglio quel lavoro di trasferimento del calore.

2.1 Ciclo inverso di Carnot

Le pompe di calore sono macchine che utilizzano il ciclo inverso di Carnot. Il ciclo diretto è un ciclo teorico con il quale si dimostra come sia possibile produrre del lavoro utilizzando due sorgenti di calore a temperature diverse. Il ciclo inverso di Carnot è invece applicato per spostare del calore da una sorgente a temperatura inferiore a una a temperatura superiore, a scapito della richiesta di un lavoro proveniente dall'esterno. Nella figura 4.2 è riportato lo schema semplificato del principio di funzionamento di una pompa di calore a compressione di vapore (ciclo utilizzato tipicamente nelle pompe di calore elettriche).

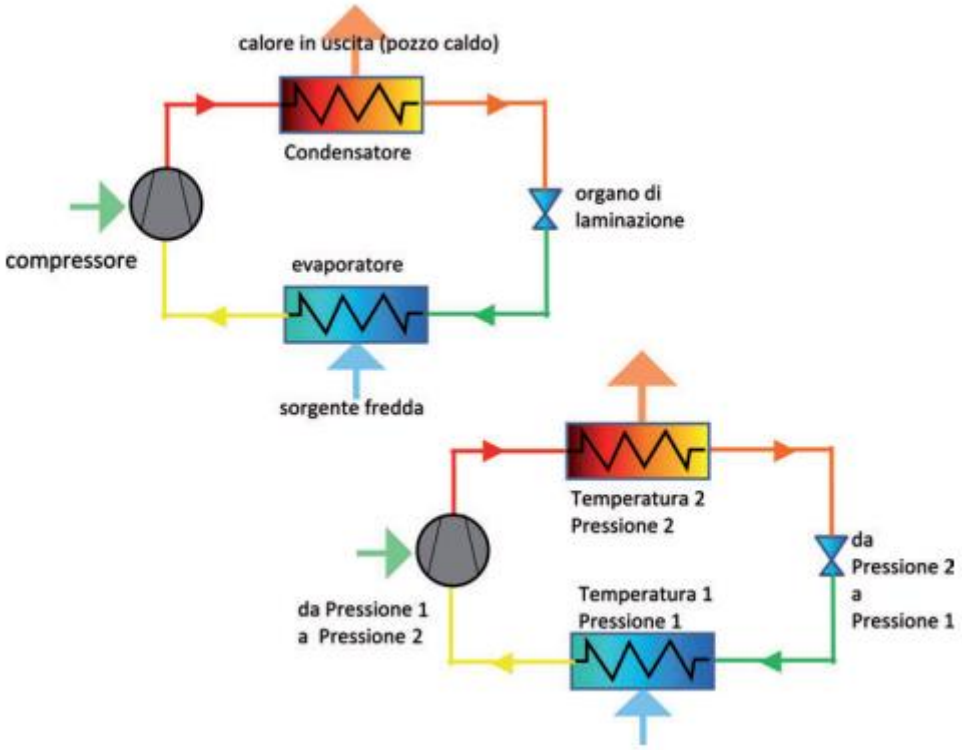


Figura 2.1 - Schema semplificato del principio di funzionamento di una pompa di calore a compressione di vapore.
Pompe di calore – Enrico Casali

Il compressore (mosso da un motore alimentato a energia elettrica) comprime il fluido refrigerante (che è allo stato gassoso) che aumenta di pressione e di temperatura e viene inviato al condensatore. Lo scopo del condensatore è quello di cedere il calore del vapore caldo all'ambiente da riscaldare: questo, quindi, è composto da una batteria di scambio al cui interno circola il vapore caldo e all'esterno di essa un fluido di scambio (l'aria o l'acqua di riscaldamento). Siccome il vapore è molto più caldo dell'aria o dell'acqua, il vapore rilascia calore al fluido di scambio, fino a condensare, trasformandosi in liquido. Dal condensatore quindi il refrigerante esce liquido e viene inviato all'organo di laminazione

nel quale subisce un brusco e repentino calo di pressione. Il calo di pressione comporta come conseguenza un drastico calo della temperatura del refrigerante, che viene quindi inviato all'evaporatore. Questo componente è del tutto simile al condensatore, ma le condizioni di lavoro sono esattamente opposte: all'interno della batteria di scambio circola inizialmente un liquido molto freddo (anche di parecchi gradi sotto zero), che viene messo a contatto con la sorgente fredda, che può essere l'aria esterna oppure l'acqua di un pozzo o che circola all'interno delle sonde geotermiche. Siccome il refrigerante è molto freddo, acquisisce calore dall'aria o dall'acqua della sorgente fredda e si riscalda, fino a evaporare nuovamente. Il refrigerante nuovamente sotto forma di vapore entra nel compressore che lo comprime per iniziare un nuovo ciclo.

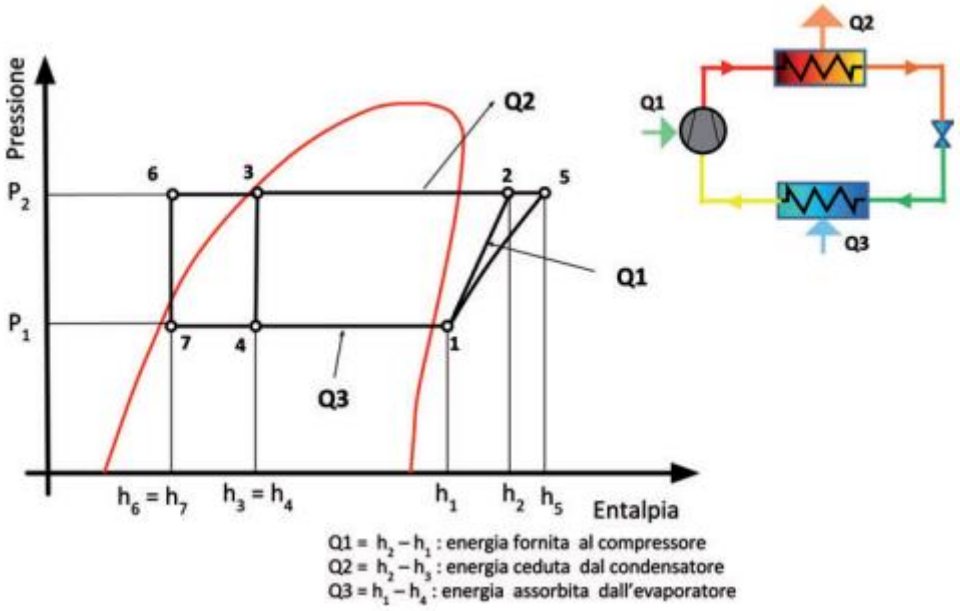


Figura 2.2 - Diagramma pressione-entalpia di un refrigerante utilizzato nelle pompe di calore a compressione di vapore. Pompe di calore – Enrico Casali

Tabella 1 - Fasi del ciclo termodinamico di una PdC come rappresentato nella figura 4.3

Fasi		Descrizione
1-2 (1-5)	Compressione	Fornitura di energia Q_1 per il funzionamento del compressore (con surriscaldamento)
2-3 (5-6)	Condensazione	Cessione del calore Q_2 al pozzo caldo (con sottoraffreddamento)
3-4	Laminazione	Riduzione della pressione
4-1	Evaporazione	Assorbimento di calore Q_3 dalla sorgente fredda
2-5	Surriscaldamento	Maggiore temperatura del refrigerante
3-6	Sottoraffreddamento	Riduzione della temperatura del refrigerante
Q_1	Tratto 1-2 (5)	Energia fornita al compressore
Q_2	Tratto 2-3 (5-6)	Energia fornita al circuito di riscaldamento
Q_3	Tratto (7) 4-1	Energia assorbita dalla sorgente fredda

Come abbiamo visto il ciclo si basa sui cambiamenti di stato, di pressione e di temperatura che è possibile apprezzare anche attraverso il diagramma pressione-entalpia di figura 4.3, che riproduce la classica forma di “campana” di un tipico refrigerante: a sinistra di questa il refrigerante è totalmente liquido, all’interno della campana il refrigerante è sempre più saturo di vapore da sinistra verso destra, a destra della campana il refrigerante è totalmente sotto forma di vapore. Il ciclo di una pompa di calore si svolge, come detto, nei diversi stati fisici del refrigerante, utilizzando vantaggiosamente il suo calore latente di condensazione e di evaporazione:

• tratto 1-2 (1-5): il compressore comprime il refrigerante (allo stato di vapore) aumentandone la pressione e la temperatura, grazie all’energia fornita (Q1) per il suo lavoro;

• tratto 2-3 (5-6): il fluido entra nel condensatore e viene raffreddato dal fluido di scambio con l’ambiente da riscaldare, (solitamente aria o acqua) cedendo a esso il calore (Q2); il fluido si raffredda (o si sottoraffredda) e condensa;

• tratto 3-4 (6-7): l’organo di laminazione riduce drasticamente la pressione del fluido, mantenendolo liquido; la temperatura del refrigerante scende a valori molto bassi a causa della caduta della pressione;

• tratto 4-1 (7-1): il refrigerante entra nell’evaporatore e assorbe calore (Q3) dal fluido di scambio con la sorgente fredda (solitamente l’aria esterna oppure l’acqua che circola nelle sonde geotermiche o in una falda acquifera); nonostante la sorgente fredda sia a bassa temperatura, il fluido si trova a una temperatura inferiore, quindi assorbe calore e cambia nuovamente di stato, passando nuovamente allo stato gassoso e rientrando nel compressore per un nuovo ciclo.

2.2 Efficienza delle pompe di calore

Il *rendimento termico* di un dispositivo si può definire come rapporto tra l'energia uscente dalla trasformazione dell'energia fornita al dispositivo e l'energia fornita. In altre parole, è la capacità di trasformare tutta l'energia entrante in una determinata forma in energia uscente in un'altra forma. Siccome la trasformazione svolta dal dispositivo richiede un lavoro, il rendimento non può mai essere superiore a 1, ma al massimo prossimo a 1.

L'altra definizione, che meglio si abbina invece alle pompe di calore, è quella di efficienza termica. L'*efficienza termica* la si può definire come rapporto tra l'energia prodotta dal dispositivo e l'energia fornita a questo. Come si intuisce in questo caso l'energia uscente non è solo quella di alimentazione entrante e trasformata, ma anche quella che la pompa di calore riesce ad assorbire dall'ambiente esterno e portare all'interno del suo ciclo di "trasferimento" del calore dalla sorgente fredda al pozzo caldo. In questo caso l'efficienza può risultare anche maggiore di 1, perché oltre all'energia che entra nel ciclo per l'alimentazione della pompa di calore (sotto forma di energia elettrica o di gas combustibile) entra anche il calore a bassa temperatura che la pompa di calore è in grado di assorbire e fornire all'ambiente da riscaldare: l'energia rinnovabile. L'efficienza quindi può avere un valore anche molto superiore a 1, non perché la pompa di calore può "generare" dell'energia, ma perché somma l'energia entrante per l'alimentazione del suo ciclo a quella prelevata dall'ambiente esterno. È utile osservare fin da ora come l'efficienza sarà tanto maggiore quanto minore sarà la differenza di temperatura tra la sorgente fredda (l'ambiente esterno) e il pozzo caldo (l'edificio o l'acqua da riscaldare), perché la pompa di calore sprecherà meno energia nel lavoro di pompaggio del calore da un livello di temperatura inferiore a quello superiore.

2.2.1 Coefficiente COP

L'efficienza di una pompa di calore a compressione di vapore mosse da motore elettrico si può esprimere quindi sotto forma di un valore che viene definito COP (coefficient of performance, coefficiente di prestazione). Il COP di una pompa di calore è calcolato come rapporto tra la potenza erogata dalla pompa di calore (a compressione di vapore, quindi elettrica) e l'energia utilizzata dalla pompa stessa per compiere il lavoro di "pompaggio" dell'energia, dalla sorgente fredda al pozzo caldo:

$$COP = \frac{P_t}{P_{ec}}$$

dove Pt è la potenza termica della pompa di calore, dichiarata a una data condizione di funzionamento (cioè con determinate temperature della sorgente fredda e

del pozzo caldo) e Pec è la potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore per il suo funzionamento, nelle condizioni di Pt.

Il consumo elettrico della pompa di calore a compressione di vapore si riferisce sia al motore del compressore elettrico, che attiva il ciclo termodinamico, sia a quello dell'eventuale ventilatore (che, nelle pompe di calore aerotermiche, richiama sulla batteria alettata dell'evaporatore l'aria dalla quale estrarre calore) e di eventuali altri ausiliari necessari per il funzionamento dell'apparecchiatura. Se riprendiamo la figura 4.3, il COP può essere definito come:

$$COP = \frac{Q_2}{Q_1}$$

Facendo sempre riferimento alla figura 4.3, è possibile pensare di aumentare il COP aumentando l'energia in uscita dal condensatore Q2 , per mezzo di un opportuno surriscaldamento del fluido in uscita dal compressore (tratto 1-5). In questo modo la resa termica del condensatore aumenta (tratto 5-3), a scapito però di una maggiore temperatura del fluido, che si lega a possibili rischi di sovratemperatura del compressore. In sostanza il COP, a prescindere dalla bontà costruttiva della pompa di calore, è fortemente legato alla differenza di temperatura tra la sorgente fredda e il pozzo caldo, tra l'ambiente esterno e quello da riscaldare. Minore è questa differenza di temperatura, maggiore sarà il COP della pompa di calore, in quanto minore sarà il lavoro che questa dovrà compiere per trasferire il calore da un livello energetico all'altro.

2.2.2 Coefficiente REP

La recente norma UNI/TS 11300-4, oltre a prendere in considerazione il COP, definisce anche un altro indice di prestazione: il REP (rapporto di energia primaria), rapporto energetico più corretto, perché tiene conto dell'utilizzo, al denominatore nella formula, dell'energia primaria e non dell'energia elettrica:

$$COP_{EHP} = \frac{Q_2}{E_{elet}} \qquad REP_{EHP} = \frac{Q_2}{E_{elet}} \cdot \eta \qquad REP_{EHP} = COP_{EHP} \cdot \eta$$

dove η è il rendimento di produzione dell'energia elettrica, indicato dai regolamenti europei recentemente emanati, pari a 0,40. Ciò in quanto l'energia elettrica non è un'energia primaria, ma secondaria, cioè derivata dalla trasformazione di un'energia primaria in ingresso alla centrale di produzione dell'energia elettrica (centrale termo-elettrica).

2.3 Dimesionamento pompa di calore

Calcolare il corretto dimensionamento della pompa di calore è necessario per effettuare una scelta accurata della macchina da acquistare ed installare.

Per dimensionamento si intende la potenza della pompa di calore espressa in kW, che può differire di molto da abitazione in abitazione.

Una pompa di calore che va bene per un edificio potrebbe essere sottodimensionata per un altro, e quindi non sufficiente a riscaldare l'ambiente, o addirittura sovradimensionata, comportando uno spreco di energia e consumi elevati in bolletta.

Per procedere al calcolo del dimensionamento della pompa di calore occorre disporre di alcuni dati necessari:

- Fabbisogno termico;
- Zona climatica;
- Temperatura esterna minima di progetto;
- Gradi-giorno;
- Ore di riscaldamento giornaliere consentite.

Per calcolare il fabbisogno termico dell'edificio è necessario estrapolare due valori:

1. Fabbisogno annuo di energia termica in kWh/m2 all'anno;
2. Superficie utile in m2.

Se l'edificio dispone di un Attestato di Prestazione Energetica (APE) è possibile prelevare il valore del fabbisogno annuo di energia termica in corrispondenza della voce EPH,nd [kwh/m^2 annuo**]**. Sempre dall'APE è possibile estrapolare anche il valore relativo alla zona climatica nonché alla superficie utile dell'edificio, espressa come superficie utile riscaldata.

Per edifici più vecchi se si è in possesso dell'Attestato di Certificazione Energetica (ACE), il fabbisogno annuo di energia termica può essere individuato in corrispondenza della voce Climatizzazione invernale ETH mentre la superficie in corrispondenza della voce superficie utile.

A questo punto per calcolare il fabbisogno termico basta applicare la seguente formula:

Fabbisogno termico (kWh/anno) = superficie utile da riscaldare (m2) * fabbisogno annuo di energia termica (kWh/m2 anno)

Se non si dispone di nessuno dei due certificati energetici, si può calcolare il fabbisogno termico dalle bollette del gas tenendo in considerazione che 1 smc di GAS metano produce circa 10 kWh termici.

Se invece l'edificio è in fase di costruzione si dovrebbe avere a disposizione il progetto termico.

2.3.1 Zona climatica e Gradi-Giorno

L'Italia è suddivisa in diverse zone climatiche contrassegnate dalle lettere da A a F. I Comuni della zona climatica A sono quelli più caldi mentre quelli della zona climatica F sono i più freddi.

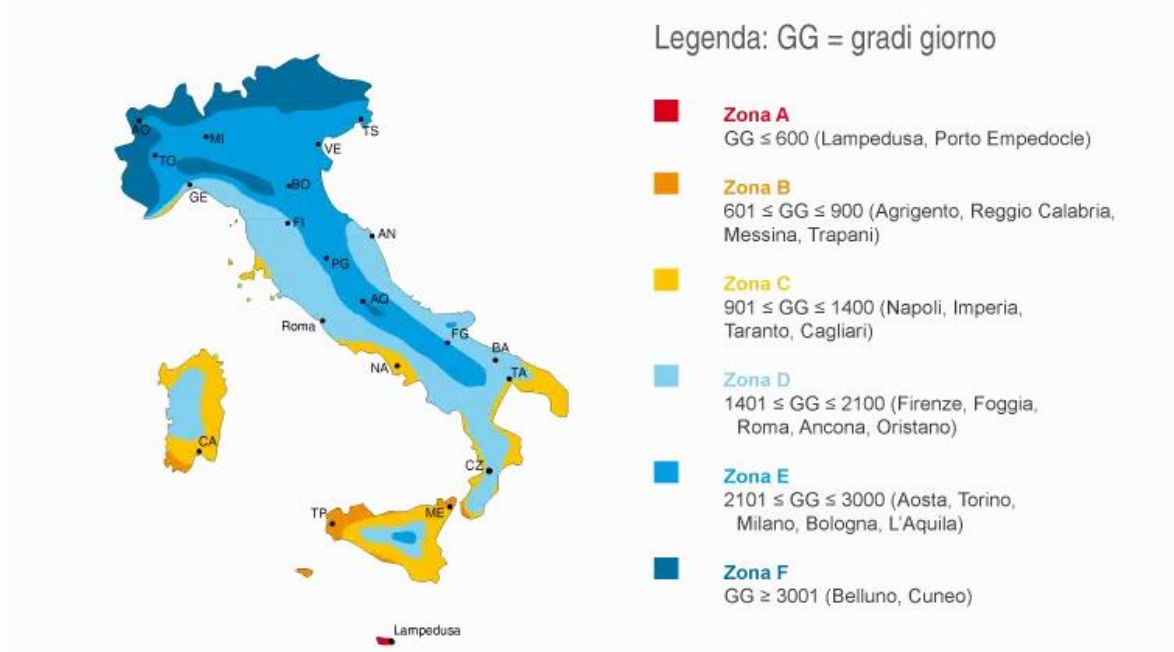


Figura 2.3 - Cartina zone climatiche Italia.
Fonte: certifico.com

A seconda della zona climatica cambiano i Gradi-Giorno (GG o GR-G) che corrispondono alla somma, estesa a tutti i giorni dell'anno, della differenza tra la temperatura dell'ambiente interno e la temperatura media esterna giornaliera, per convenzione fissata a 20 °C.

Sostanzialmente più è elevato il valore di Gradi-Giorno per una data località e più la temperatura è rigida in quanto significa che per molti giorni la temperatura è stata al di sotto dei 20 °C.

Tabella 2 – Gradi giorno rispetto zone climatiche in Italia

Zona Climatica	Gradi Giorno
A	< 600
B	600 – 900
C	901 – 1.400
D	1.401 – 2.100
E	2.101 – 3.000
F	> 3.000

Si può visualizzare la tabella aggiornata dei gradi-giorno di ogni Comune nell'*Allegato A del D.P.R. 412/93* "Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia". All'interno dell'allegato A è possibile visualizzare anche la zona climatica di appartenenza del Comune.

2.3.2 Ore di riscaldamento giornaliere consentite

Per diminuire l'inquinamento, la normativa stabilisce il numero massimo di ore di utilizzo consentito dell'impianto di riscaldamento a seconda della zona climatica di appartenenza.

Di seguito riportiamo la tabella riportante zona climatica, periodo di accensione e orario consentito.

Tabella 3 – Orari e periodi di accensione riscaldamento consentiti rispetto zona climatica

Zona climatica	Periodo di accensione	Orario consentito
A	1° dicembre – 15 marzo	6 ore giornaliere
B	1° dicembre – 31 marzo	8 ore giornaliere
C	15 novembre – 31 marzo	10 ore giornaliere
D	1° novembre – 15 aprile	12 ore giornaliere
E	15 ottobre – 15 aprile	14 ore giornaliere
F	nessuna limitazione	nessuna limitazione

Questo è un valore importante per la scelta di una pompa di calore in quanto occorre sceglierne una in grado di riscaldare l'edificio nei tempi massimi prestabiliti dalla legge.

2.3.3 Temperatura esterna minima di progetto

Ultimo valore necessario per il calcolo del dimensionamento della pompa di calore è la temperatura esterna minima di progetto, ossia il valore minimo delle medie delle decadi annuali più fredde registrate nella località.

Tale temperatura viene utilizzata nella progettazione degli impianti di riscaldamento e per la coibentazione degli edifici.

Di seguito riportiamo la lista delle temperature esterne minime di progetto secondo la norma UNI 5364 del 1976.

Tabella 4 - Temperature minime di progetto principali città italiane in °C

Torino	-8	Reggio Emilia	-5
Alessandria	-8	Ancona	-2
Asti	-8	Ascoli Piceno	-2
Cuneo	-10	Macerata	-2
Alta valle cuneese	-15	Pesaro	-2
Novara	-5	Firenze	0
Vercelli	-7	Arezzo	0
Aosta	-10	Grosseto L.	0
Valle d'Aosta	-15	Livorno	0
Alta valle d'Aosta	-20	Lucca	0
Genova	0	Massa Carrara	0
Imperia	0	Pisa	0
La Spezia	0	Siena	-2
Savona	0	Perugia	-2
Milano	-5	Terni	-2
Bergamo	-5	Roma	0
Brescia	-7	Frosinone	0
Corno	-5	Latina	2
Provincia di Como	-7	Rieti	-3
Cremona	-5	Viterbo	-2
Mantova	-5	Napoli	2
Pavia	-5	Avellino	-2
Sondrio	-10	Benevento	-2
Alta Valtellina	-15	Caserta	0
Varese	-5	Salerno	2
Trento	-12	L'Aquila	-5
Bolzano	-15	Chieti	0
Venezia	-5	Pescara	2
Belluno	-10	Teramo	0
Padova	-5	Campobasso	-4
Rovigo	-5	Bari	0
Treviso	-5	Brindisi	0
Verona	-5	Foggia	0
Verona (zona lago)	-3	Lecce	0
Verona (zona montana)	-10	Taranto	0
Vicenza	-5	Potenza	-3
Vicenza (zona altopiani)	-10	Matera	-2
Trieste	-5	Raggio Calabria	3
Gorizia	-5	Catanzaro	-2
Pordenone	-5	Cosenza	-3
Udine	-5	Palermo	5
Bassa Carnia	-7	Agrigento	3
Alta Carnia	-10	Caltanissetta	0
Tarvisio	-15	Catania	5
Bologna	-5	Enna	-3
Ferrara	-5	Messina	5
Forlì	-5	Ragusa	0
Modena	-5	Siracusa	5
Parma	-5	Trapani	5
Piacenza	-5	Cagliari	3

2.3.4 Dimensionamento pompa di calore: formula

Una volta raccolti tutti i dati necessari, è possibile applicare la seguente formula per procedere al calcolo della potenza della pompa di calore:

Potenza nominale pompa di calore (kW) = Fabbisogno termico * (20 °C – Temperatura min. progetto) / Gradi-Giorno / Ore riscaldamento giornaliere

Questa formula restituisce la potenza approssimativa che la pompa di calore dovrebbe avere per garantire una temperatura confortevole a seconda dell'edificio e della zona climatica in cui è situato.

Un calcolo più accurato può essere effettuato da un tecnico esperto durante un sopralluogo ed in grado di valutare tutti i possibili scenari tra cui:

- Come verrà utilizzato l'impianto, se solo per riscaldamento o anche raffrescamento e/o produzione di acqua calda sanitaria;
- Grado di isolamento termico dell'edificio;
- Terminali utilizzati nell'impianto di riscaldamento, per intenderci termosifoni, riscaldamento a pannelli radianti, ventilconvettori, ecc.. che richiedono diverse temperature di mandata;
- Eventuali evolutive.

In funzione di questi parametri la potenza della pompa di calore va ridimensionata in difetto o in eccesso.

Capitolo 3 Caso di studio

L'edificio analizzato in questa relazione è una villa costruita negli anni '80, per sua natura architettonica fortemente dispersiva a livello energetico. L'obiettivo principale è stato renderla ad impatto zero: si è aumentata la sua efficienza energetica isolando il più possibile l'edificio senza modificarne la struttura architettonica e si sono disposti impianti fotovoltaici e la pompa di calore.

3.1 Struttura casa e prime modifiche

L'edificio oggetto di studio in principio era soggetto ad alte dispersioni energetiche causate dalla sua struttura in cemento armato con ampie e numerose vetrate.

La casa, denominata 'la cascata', era stata progettata per deviare l'acqua in scrosci differenti e farla sgorgare nelle corrispettive vasche sottostanti. Per preservare il disegno originale non è quindi stato possibile modificare la struttura apportando cappotti esterni o interni all'edificio.

Per aumentare l'efficienza della villa il proprietario ha investito quindi sulla ristrutturazione e un miglior isolamento del tetto e ha cambiato infissi e serramenti aumentandone la tenuta.

Per rendere conveniente l'utilizzo della pompa di calore sono stati poi modificati i termosifoni, aumentando l'area di scambio termico. Fortunatamente alcune stanze della casa erano già state predisposte all'utilizzo della pompa di calore, avendo il riscaldamento a pavimento, molto più efficiente rispetto ai caloriferi usuali, in grado di riscaldare bene casa con una temperatura dell'acqua nelle serpentine a 50°C, ben inferiore agli 80°C dell'acqua normalmente passante nei caloriferi. Si è così potuto risparmiare su questo costo d'investimento, ampliando solamente i caloriferi a muro delle stanze necessitare.

Figura 3.1 - Edificio di riferimento

Figura 3.2 - Tetto dell’edificio

3.2 Impianto FV

Alla fine dei lavori precedentemente elencati è stato così possibile istallare l'impianto fotovoltaico:

nel 2019 viene presentato e realizzato un generatore fotovoltaico comprensivo di 20 moduli Vitovolt 300 PD da 310Wp (per una potenza complessiva di 6,2kW), collegati a un inverter da 6kW con uscita trifase. Viene riportata la scheda tecnica dei moduli in *figura 3.3.*

Dati elettrici

Nome prodotto		M300 PD	M305 PD	M310 PD
Cod. Art.		7731809 7731812	7731810 7731813	7731811 7731816
Dati di resa con STC *1				
Potenza nominale P_{max}	W_p	300	305	310
Tolleranza di potenza	W	0/+5	0/+5	0/+5
Tensione MPP *2 U_{mpp}	V	32,23	32,42	32,67
Corrente MPP *2 I_{mpp}	A	9,31	9,41	9,49
Tensione a vuoto U_{oc}	V	39,65	39,86	40,08
Corrente di corto circuito I_{sc}	A	9,78	9,86	9,91
Efficienza modulo	%	18,4	18,7	19
Tensione massima di sistema	V	1000	1000	1000
Coefficienti di temperatura				
Potenza	%/°C	-0,39	-0,39	-0,39
Tensione a vuoto	%/°C	-0,295	-0,295	-0,295
Corrente di corto circuito	%/°C	0,039	0,039	0,039
Temperatura operativa nominale *3	°C	44	44	44

*1 STC= Standard Test Conditions (Condiziono Test Standard: Irraggiamento 1000W /m², temperatura cella 25°C e numero di massa atmosferica AM 1,5)

*2 MPP= Maximum Power Point (Potenzialità massima alle STC)

*3 NOCT: Nominal Operating Cell Temperature (Irraggiamento 800W/m2, numero di massa atmosferica AM 1,5, velocità del vento 1 m/s, temperatura ambiente 20°C)

Figura 3.3 - Scheda tecnica moduli Vitovolt 300 PD

Dopo un'attenta analisi delle produzioni e dei consumi (riportate nel capitolo degli aspetti tecnici in dati acquisiti) nel 2021 si è deciso di raddoppiare l'impianto aggiungendo altri 20 pannelli sul tetto. Questa volta in funzione della disponibilità e degli ingombri ancora occupabili è stato scelto di posizionare pannelli Vitovolt 300 M400 AK da 400W per una potenza complessiva di 8kW, con inverter da 9kW, sempre di uscita trifase.

Dati elettrici				
Vitovolt 300		**M400 AK**	**M405 AK**	**M410 AK**
Cod. Art.		7959731 7959743	7959732 7959744	7959733 7959745
Dati di resa con STC *1				
Potenza nominale P_{max}	W_p	400	405	410
Tolleranza di potenza	W	0/+5	0/+5	0/+5
Tensione MPP *2 U_{mpp}	V	31,09	31,26	31,43
Corrente MPP *2 I_{mpp}	A	12,86	12,96	13,05
Tensione a vuoto U_{oc}	V	37	37,2	37,4
Corrente di corto circuito I_{sc}	A	13,65	13,76	13,88
Efficienza modulo	%	20,7	20,9	21,2
Tensione massima di sistema	V	1500	1500	1500
Corrente inversa massima	A	25	25	25
Coefficienti di temperatura				
Potenza P_{max}	%/°C	-0,35	-0,35	-0,35
Tensione a vuoto	%/°C	-0,27	-0,27	-0,27
Corrente di corto circuito	%/°C	0,045	0,045	0,045
Temperatura operativa nominale*3	°C	41	41	41

*1 STC= Standard Test Conditions (Condizioni Test Standard: Irraggiamento 1000W/m², temperatura cella 25°C e numero di massa atmosferica AM 1,5)
*2 MPP= Maximum Power Point (Potenza massima alle condizioni STC)
*3 NOCT= Nominal Operating Cell Temperature (Irraggiamento 800 W/m², numero di massa atmosferica AM 1,5, velocità del vento 1 m/s, temperatura ambiente 20°C)

Figura 3.4 - Scheda tecnica moduli Vitovolt 300

Nella *figura 3.4* viene riportato il layout dei due impianti realizzato in fase di progettazione del secondo allestimento. Come si può osservare il primo impianto aveva posizionato i pannelli nella zona esposta a Sud-Est, gli altri 20 pannelli di aggiunta sono quindi andati a riempire tutte le restanti falde non posizionate verso Nord.

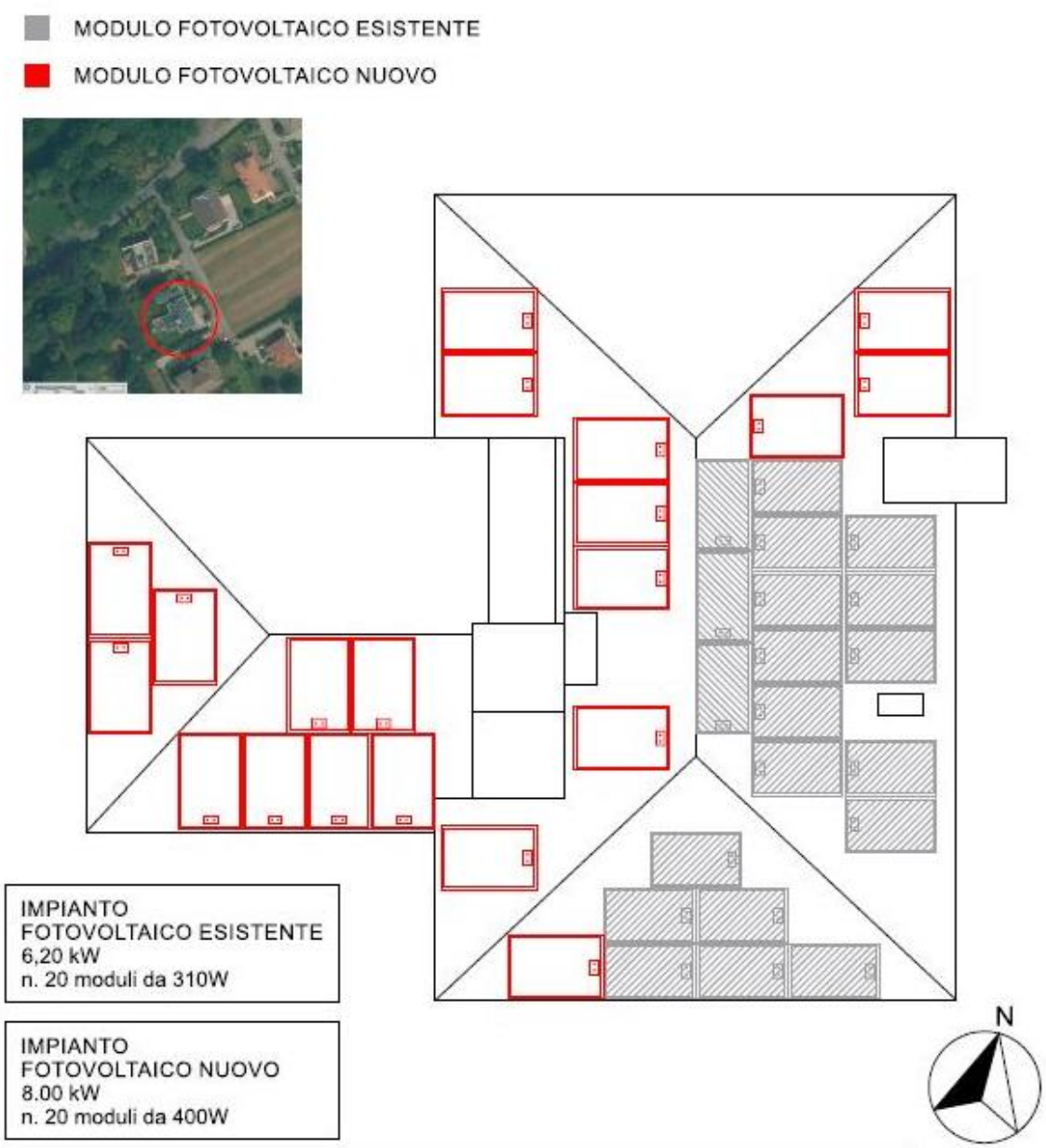


Figura 3.5 - Layout impianto FV

A seguito viene presentato l'impianto analizzato attraverso una simulazione con Solaredge dove viene valutata l'irradianza sulle diverse falde, rispetto alla loro esposizione e alla loro imclinazione. Grazie a questo studio si facilita la scelta sulla predisposizione dei pannelli.

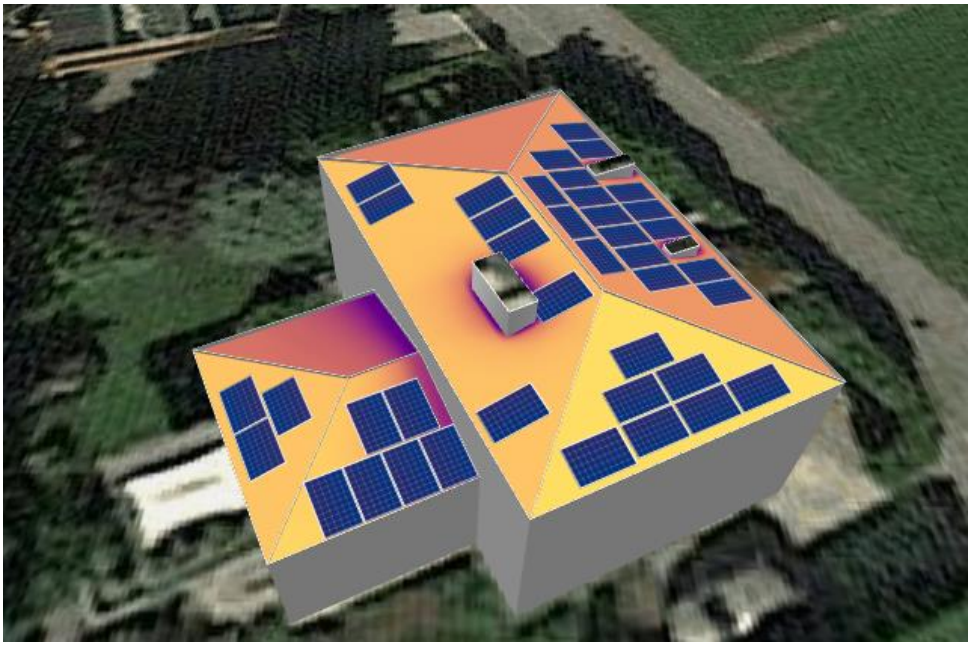


Figura 3.6 – Simulazione Solaredge

3.3 Pompa di calore

Nel 2019, in concomitanza col primo impianto fotovoltaico, è stata installata una pompa di calore Kita M Plus trifase per la generazione del caldo/freddo con potenza di 15,40 kW termici e due puffer, uno da 500 litri con serpentino sanitario e uno di accumulo tecnico per riscaldamento/raffrescamento. In *figura 3.4* il posizionamento della pompa di calore: in alto a sinistra la struttura della casa per evidenziare la posizione dei locali tecnici, al di sotto la legenda e in primo piano l'impianto riportante la PdC, i due puffer e i collettori di aspirazione.

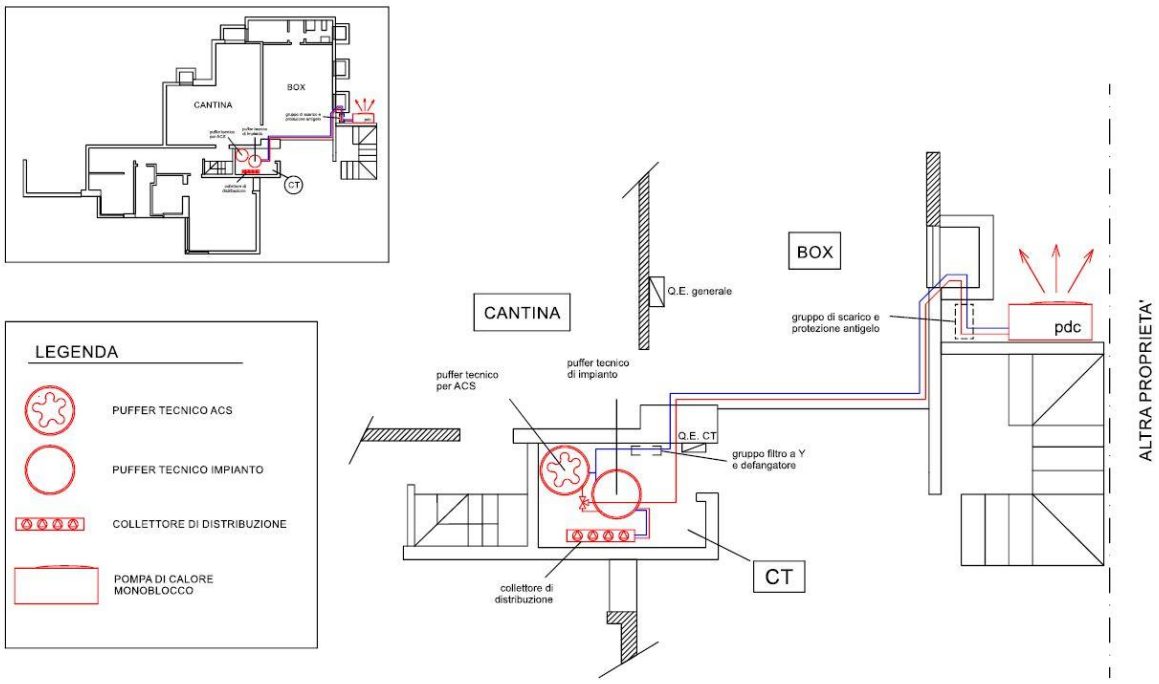


Figura 3.7 - Posizionamento pompa di calore

Per un dettaglio maggiore sulla progettazione idraulica dell'impianto si faccia riferimento al layout sottostante, contente le diverse informazioni riguardo le valvole, le tubazioni di mandata e ritorno acqua, le pompe di circolazione e via dicendo.

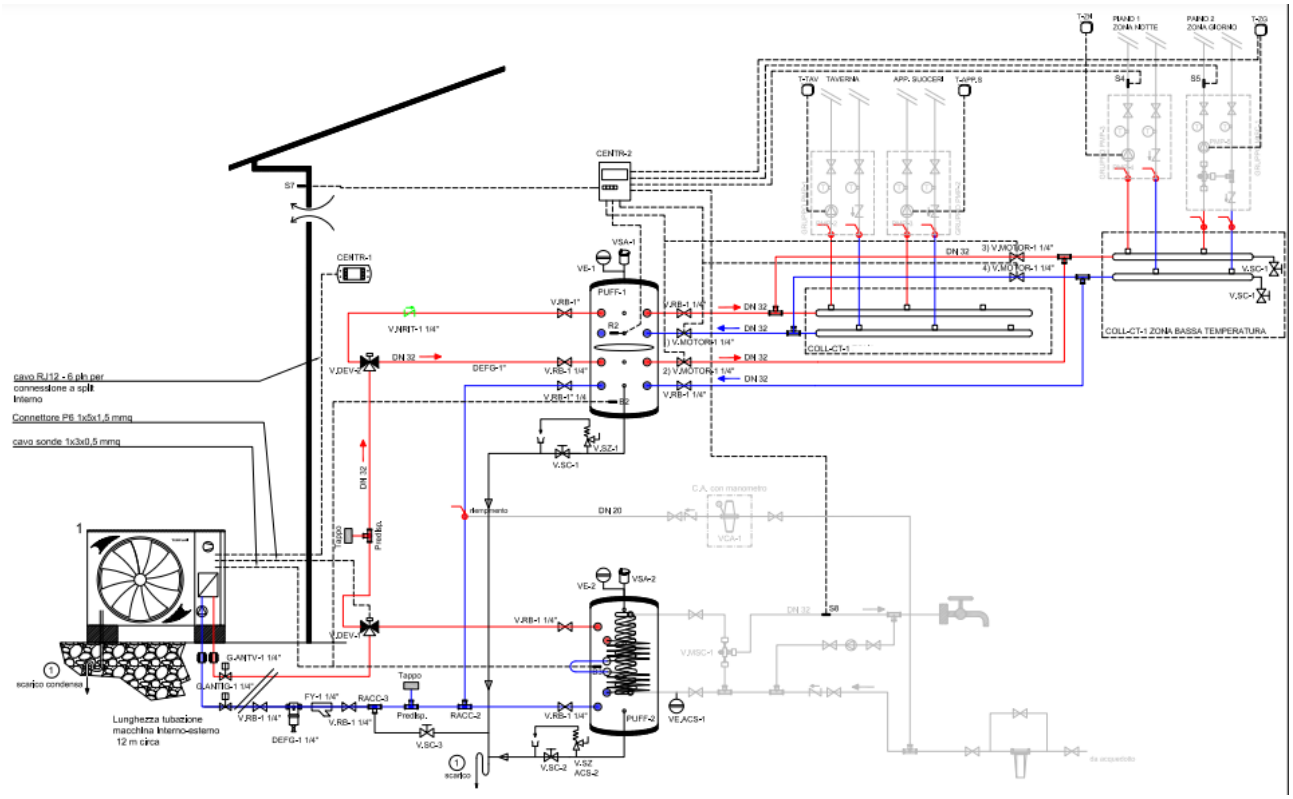


Figura 3.8 - Progettazione impianto PdC

Figure 3.9 - Legenda di 'Progettazione impiatno PdC'

Tutti i diametri delle tubazioni riportate sono da intendersi come diametri interni nominali, di seguito una tabella per la conversione dei valori da pollici a mm e la portata volumetrica passante a velocità imposta di 1m/s.

Tabella 5 - Scheda tecnica tubazioni

TUBAZIONI MULTISTRATO

Ø pollici est	Ø mm int	Q portata
1/8 "	-	0.51 l/min
1/4 "	-	2.05 l/mln
3/8 "	10 mm	4.71 l/min
1/2 "	15 mm	10.60 l/mln
3/4 "	20 mm	18.84 l/min
1 "	25 mm	29.44 l/mln
1 1/4 "	32 mm	48.23 l/min
1 1/2 "	40 mm	75.36 l/min
2 "	50 mm	117.75 l/min
2 1/2 "	60-65 mm	199.00 l/min
3 "	80 mm	301.44 l/mln

Per quanto riguarda la PdC, riportiamo i dati tecnici riportati sul catalogo della Templari. Oltre alle dimensioni, necessarie per la progettazione dell'impianto nel locale adibito al servizio, è interessante notare il coefficente di prestazione della macchina alle diverse temperature di funzionamento. Come riportato in precedenza, si può notare una diminuizione del COP all'aumento di differenza di temperatura dei due fluidi.

CARATTERISTICHE TECNICHE (Versione Monoblocco e Split)				KITA Mi		KITA Mi Cold		KITA Mi Plus		KITA Mi Plus Cold	
	Condizioni di funzionamento		Unità	Regime del compressore							
				Medio	Max.	Medio	Max.	Medio	Max.	Medio	Max.
Riscaldamento	Aria 12°C Acqua 35°C	Potenza termica	kW	8,10	16,80	8,10	15,00	10,60	20,50	10,60	18,00
		COP		5,81	5,23	5,81	5,50	5,60	4,87	5,60	5,27
	Aria 7°C Acqua 35°C	Potenza termica	kW	7,76	16,60	7,76	15,00	10,62	20,20	10,62	18,00
		COP		5,18	4,38	5,18	4,93	4,62	4,05	4,62	4,57
	Aria 2°C Acqua 35°C	Potenza termica	kW	6,88	13,7	6,88	15,00	9,41	17,50	9,41	18,00
		COP		4,76	4,19	4,76	4,05	4,27	3,60	4,27	3,55
	Aria -7°C Acqua 35°C	Potenza termica	kW	5,49	11,00	5,49	15,00	7,52	14,60	7,52	18,00
		COP		3,82	3,31	3,82	3,14	3,43	2,85	3,43	2,75
	Aria -15°C Acqua 35°C	Potenza termica	kW	4,55	9,07	4,55	13,80	6,23	12,40	6,23	16,00
		COP		3,29	2,81	3,29	2,71	2,95	2,42	2,95	2,35
	Aria -20°C Acqua 35°C	Potenza termica	kW	4,12	8,10	4,12	12,20	5,39	11,30	5,39	14,00
		COP		2,80	2,70	2,80	2,56	2,53	2,27	2,53	2,14
	Aria 2°C Acqua 55°C	Potenza termica	kW	6,25	12,40	6,25	15,00	8,55	17,10	8,55	18,00
		COP		3,02	2,67	3,02	2,52	2,71	2,30	2,71	2,25
Raffreddamento	Aria 35°C Acqua 7°C	Potenza frigorifera	kW	5,39	9,03	5,39	9,03	8,75	12,85	8,75	12,85
		EER		3,72	3,63	3,72	3,63	3,34	3,15	3,34	3,15
	Aria 35°C Acqua 18°C	Potenza frigorifera	kW	7,03	11,78	7,03	11,78	11,41	16,37	11,41	16,37
		EER		5,07	4,68	5,07	4,68	4,72	4,33	4,72	4,33
Classe energetica				A+++							
Dati		Alimentazione	V-Hz	230-50 / 400-3-50						400-3-50	
Rumorosità		Pressione sonora a max. 1 metro	dB(A)	57							
Compressore		Tipo		Scroll Inverter							
		Funzionamento		Vapour Injection							
Ventilatore		Tipo		Inverter BLDC							
		Diametro della ventola	mm	800							
		Velocità	rpm	500							
Batteria alettata		Distanza alette	mm	2,5							
Scambiatore		Tipo		A piastre							
		Materiale		Acciaio Inox							
Refrigerante		Tipo		R410A							
		Quantità refrigerante	kg	6							
Circuito idraulico		Tipo Pompa		EC							
Peso	Unità esterna / Unità esterna + Interna		kg	220 Monoblocco / 200 + 50 Split							
Dimensioni		Unità esterna	mm	H1012 x L1591 x P546							
		Unità interna	mm	H878,4 x L550 x P208							

Figure 3.10 – scheda tecnica PdC

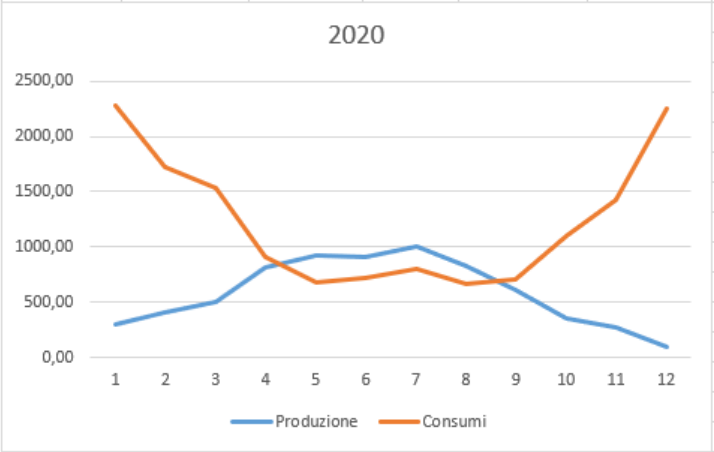
4 Analisi dei dati

4.1 Produzioni e consumi [kW/h]

Attraverso dei misuratori a pinza amperometrici di engage e dei meeter di solaredge si è potuto tenere traccia dei kW/h prodotti e consumati nei diversi mesi. Si riportano i dati da gennaio 2020, quando il primo impianto era già a regime, fino a dicembre 2022.

Tabella 6 - Produzioni e consumi nel 2020 in kW/h

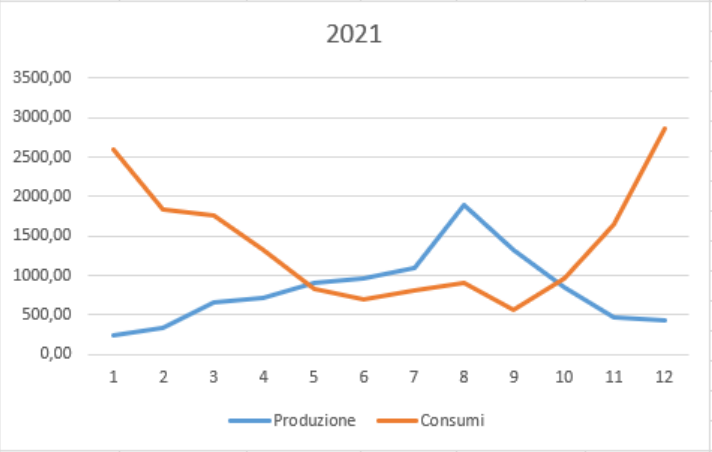
	Produzione	Consumi
gen-20	294,42	2284,14
feb-20	406,50	1727,79
mar-20	506,98	1534,00
apr-20	809,00	914,44
mag-20	925,00	678,78
giu-20	906,33	717,58
lug-20	1010,00	796,99
ago-20	825,02	665,94
set-20	616,63	702,85
ott-20	354,51	1099,53
nov-20	275,70	1427,35
dic-20	97,46	2251,59
Totale	7027,55	14800,98
Prod-Cons	-7773,43	



Ad agosto 2021 entra in produzione anche il secondo impianto, con un'aggiunta di altri 20 moduli: si può notare nella tabella seguente l'incremento di kW/h prodotti in quel mese e nei successivi.

Tabella 7 - Produzioni e consumi nel 2021 in kW/h

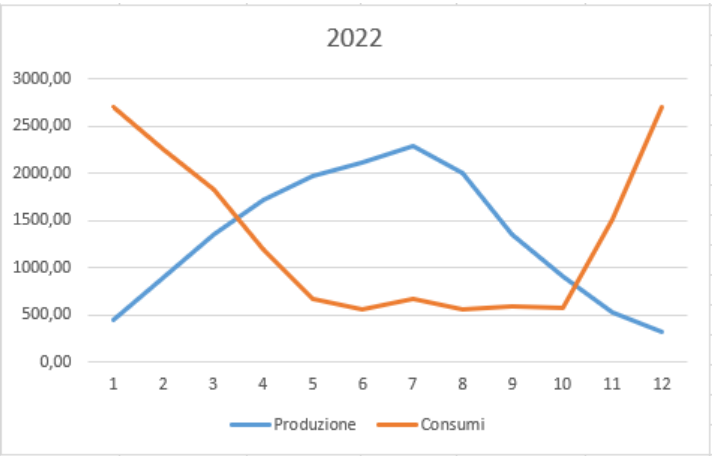
	Produzione	Consumi
gen-21	230,65	2599,79
feb-21	326,02	1839,39
mar-21	661,01	1760,19
apr-21	716,00	1325,08
mag-21	900,00	823,98
giu-21	956,62	691,37
lug-21	1090,00	813,34
ago-21	1890,00	906,95
set-21	1320,00	556,08
ott-21	852,00	969,87
nov-21	467,00	1654,75
dic-21	427,00	2867,86
Totale	9836,30	16808,65
Prod-Cons	-6972,35	



L'anno 2022 può essere preso come riferimento per gli anni successivi, non prevedendo grosse variazioni dell'impianto e dei consumi.

Tabella 8 - Produzioni e consumi nel 2022 in kW/h

	Produzione	Consumi
gen-22	442,00	2702,8
feb-22	899,00	2264,7
mar-22	1350,00	1835,35
apr-22	1720,00	1201,74
mag-22	1968,00	670,29
giu-22	2119,00	554,95
lug-22	2290,00	677,00
ago-22	2000,00	550,00
set-22	1360,00	584,00
ott-22	905,00	580,00
nov-22	532,00	1510,00
dic-22	319,00	2700,00
Totale	15904,00	15830,83
Prod-Cons	73,17	



I kW/h prodotti e non consumati vengono immessi in rete e remunerati secondo lo scambio sul posto, trattato nel capitolo riguardante gli aspetti economici.

Per rendere più immediata la differenza di produzione del primo impianto fotovoltaico rispetto al totale, si può osservare il grafico sotto riportante le diverse produzioni in Wh comparabili per ogni mese rispetto ai diversi anni di produzione.

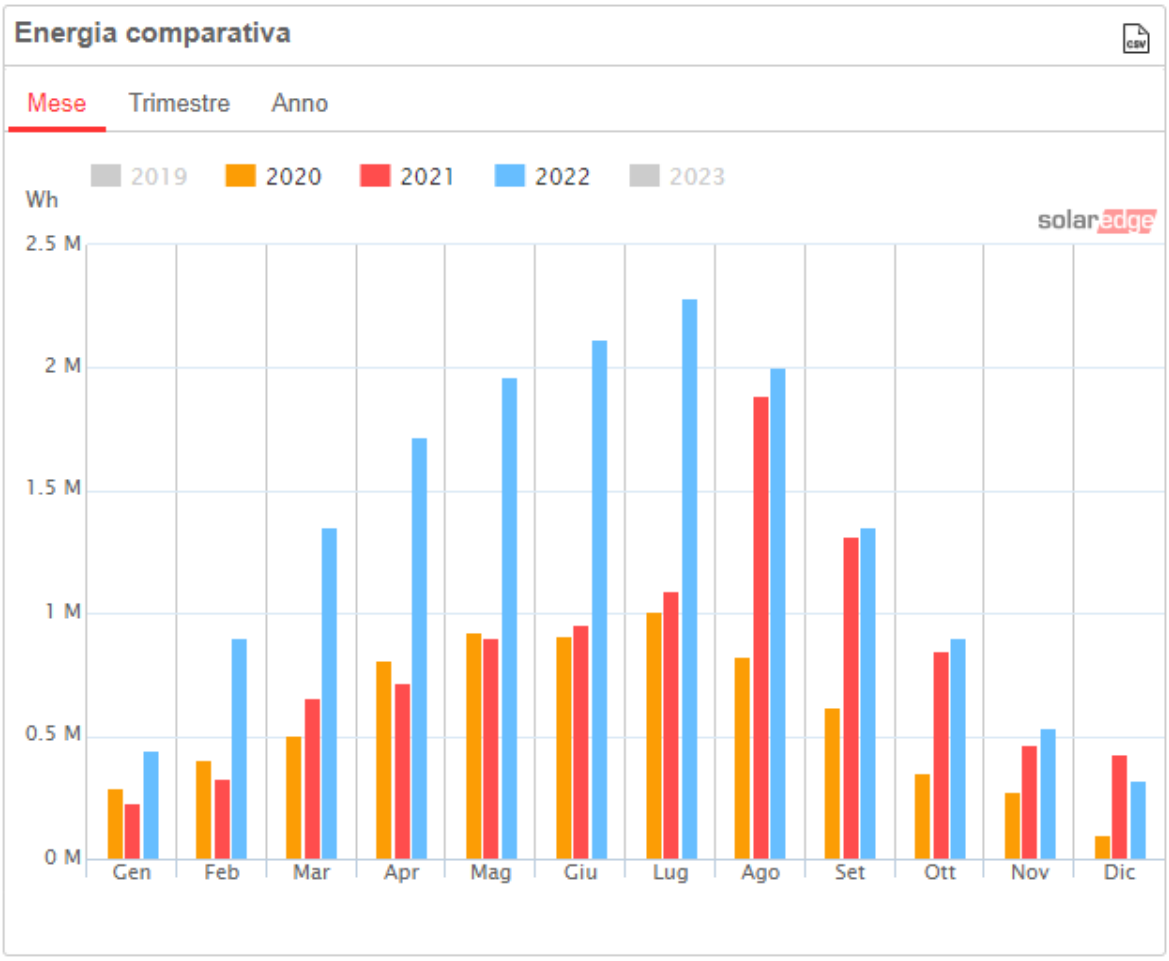


Figura 4.1 - Grafico produzioni impianti FV

4.2 Efficienza pannelli FV rispetto modelli STC e NOCT

A questo punto, avendo i primi dati tecnici, si può comparare la potenza teoricamente prodotta dall'impianto FV nelle diverse giornate (in base ai modelli STC e NOCT) con la produzione effettiva misurata dalle pinze amperometriche.

Dal sito dell'Arpa della regione Lombardia son state recuperate le temperature giornaliere rilevate a Cantù e la radiazione solare misurata a Mariano Comense (le zone di rilevamento più vicine alla casa studio in questione).

Per tenere in considerazione la differenza tra la radiazione diffusa e quella incidente utilizziamo il coefficente dell'energia diffusa rispetto alla globale : $\mathbf{f_d} = \frac{H_d}{H}$

Questo coefficiente di divisione può essere utilizzato sia su base oraria che su base giornaliera, per determinare quale percentuale dell'energia globale che incide sulla superficie di riferimento, è sottoforma di radiazione diffusa. Avendo quindi a disposizione dati di radiazione globale sul piano orizzontale, tramite questi metodi di calcolo è relativamente semplice risalire alle sue due componenti principali, diretta e diffusa.

Le ricerche effettuate con i dati di Atene in Grecia hanno condotto alla seguente formulazione (Karatasou et al., 2003):

se $0 < K_t \leq 0.78$

$$f_d = \frac{H_d}{H} = 0.995 - 0.05 \times K_t - 2.4156 \times K_t^2 + 1.4926 \times K_t^3$$

se $K_t > 0.78$

$$f_d = \frac{H_d}{H} = 0.2$$

Tali modello si basa sul clearness index (Kt), ovvero il rapporto fra la radiazione globale incidente sul piano orizzontale terrestre e la radiazione globale extraterrestre sull'orizzontale, definito come: $K_t = \frac{H}{H_0}$

H = radiazione globale sul piano orizzontale terrestre;

H0 = radiazione globale extraterrestre sull'orizzontale.

Dove : $H_0 = I_{en} \cos(\Theta_z)$ $I_{en}=[1+0{,}033 \cos(360\ n/365)]$

Con n = progressivo numero dei giorni dell'anno (n=1…365)

Per la radiazione diretta, invece, calcoliamo l'angolo di incidenza teta :

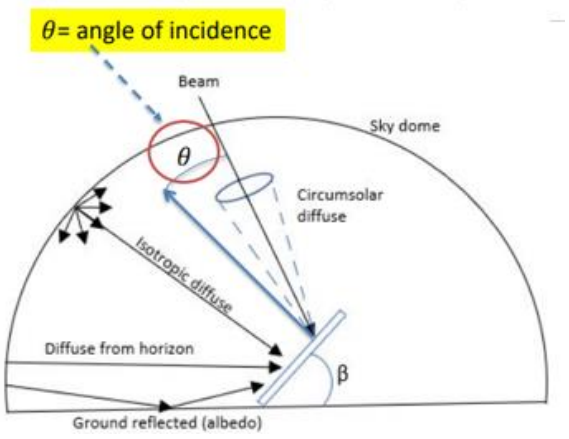


Figure 4. 2 - angolo incidenza

Confrontiamo quindi l'azimut e l'inclinazioni delle falde con l'azimut e lo zenit del sole (ad ogni ora del giorno, per tutti i giorni).

Per lo zenit e l'azimut del sole utilizziamo le formule :

$$\cos(\theta_z) = sin(\Phi)\, sin(\delta) + \cos(\Phi)\cos(\delta)\cos(\omega)$$

$$\sin(\gamma_s) = \cos(\delta)\frac{\sin(\omega)}{\sin(\theta_z)}$$

$$\delta = 23.45°\sin(360(284+n)/365) \qquad \omega = 15°(h-12)$$

$$n = 1..365\ (day)$$

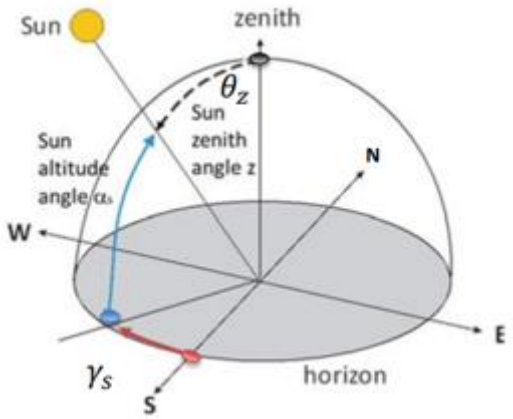


Figure 4.3 - azimut e zenit

con tetaz lo zenit, gammas l'azimut, delta la declinazione e omega l'angolo orario.

La formula di teta è quindi :

$$\cos(\theta) = cos(\theta_z)\, cos(\beta) + \sin(\theta_z)\, sin(\beta)\cos(\gamma_s - \gamma)$$

La radiazione diretta sul piano orizzontale è la proiezione di Gbn : $G_b = G_{bn}\cos(\theta_z)$

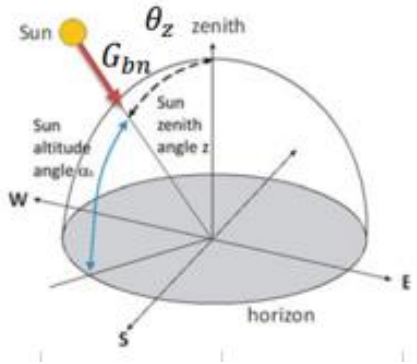


Figure 4.4 - radiazione diretta

La radiazione sarà quindi la somma della radiazione diffusa, riflessa e diretta :

$$G_T = \underbrace{G_d \frac{1+cos\beta}{2}}_{\text{Sky diffuse}} + \underbrace{\rho_g G \frac{1-cos\beta}{2}}_{\text{Ground reflected}} + \underbrace{G_{bn} cos\theta}_{\text{Beam}}$$

View factor to sky — View factor to ground

$$G_{bn} = (G - G_d)/\cos(\theta_z)$$

Per i moduli utilizziamo i valori delle relative schede tecniche.

La temperatura di cella e la potenza a pannello si possono calcolare quindi come dalle formule sottostanti :

$$T_{cell} = T_{ambient} + G \times \frac{(NOCT - 20^o C)}{800\,{}^{W}/_{m^2}}$$

$$\gamma_{P_m}[W/°C] = \frac{P_m(STC)[W]}{100} \cdot \gamma_{P_m}[\%/°C]$$

$$\Delta T = T_c - 25\,°C$$

$$P_m(G,T) = P_m(STC) \cdot \frac{G}{1000} \cdot \left(1 + \gamma_{P_m} \cdot \Delta T\right)$$

Dai calcoli si può estrapolare il grafico di comparazione tra la produzione teorica e quella effettivamente misurata :

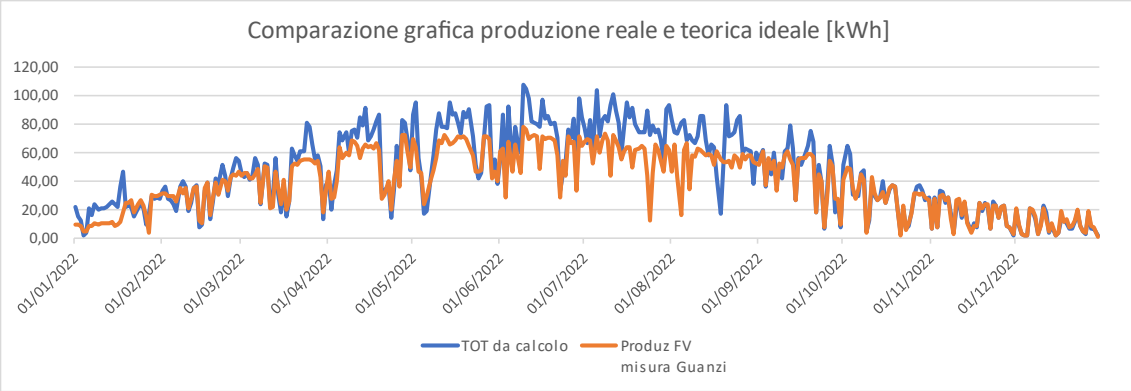


Figure 4.5 - Grafico comparazione produzione reale e teorica FV

4.3 Impatto pompa di calore sui consumi

In questo paragrafo vengono riportati i consumi della pompa di calore (PdC) per ogni mese di ogni anno passato in cui si sono annotati i relativi dati. Si può effettivamente osservare come il suo impatto predomini nei mesi invernali, principalmente per il riscaldamento della casa, e come influisca notevolmente anche d'estate per la somministrazione di calore all'acqua sanitaria.

Tabella 9 - Consumo PdC 2020

	Consumi	Consumi PdC	Impatto PdC
gen-20	2284,14	1823,75	79,84%
feb-20	1727,79	1363,02	78,89%
mar-20	1534,00	1160,15	75,63%
apr-20	914,44	574,15	62,79%
mag-20	678,78	343,66	50,63%
giu-20	717,58	329,04	45,85%
lug-20	796,99	309,36	38,82%
ago-20	665,94	294,90	44,28%
set-20	702,85	321,18	45,70%
ott-20	1099,53	655,40	59,61%
nov-20	1427,35	957,97	67,12%
dic-20	2251,59	1701,61	75,57%
Totale	14800,98	9834,19	66,44%

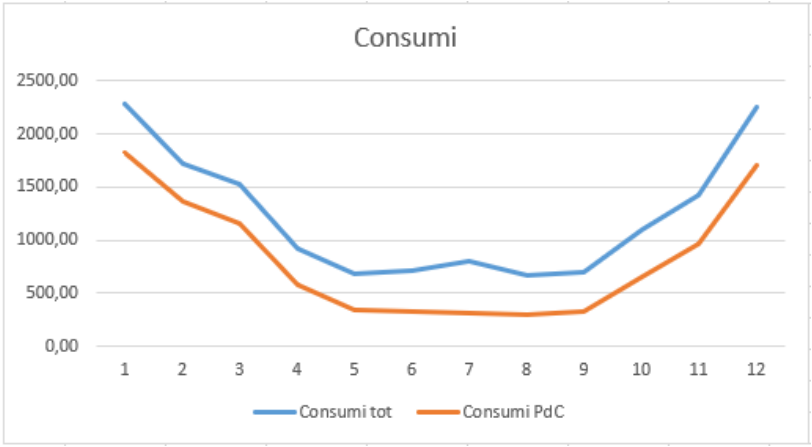


Tabella 10 - Consumo PdC 2021

	Consumi	Consumi PdC	Impatto PdC
gen-21	2599,79	2103,10	80,89%
feb-21	1839,39	1397,80	75,99%
mar-21	1760,19	1285,47	73,03%
apr-21	1325,08	878,18	66,27%
mag-21	823,98	418,02	50,73%
giu-21	691,37	291,77	42,20%
lug-21	813,34	301,64	37,09%
ago-21	906,95	329,48	36,33%
set-21	556,08	319,54	57,46%
ott-21	969,87	600,22	61,89%
nov-21	1654,75	1156,17	69,87%
dic-21	2867,86	2223,41	77,53%
Totale	16808,65	11304,80	67,26%

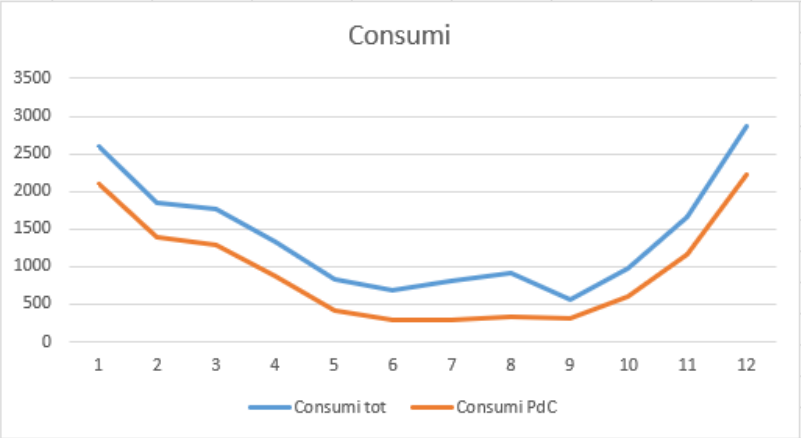
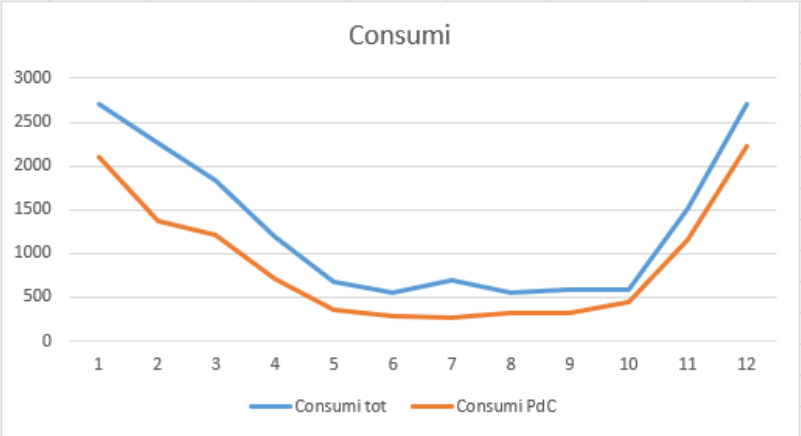


Tabella 11 - Consumo PdC 2022

	Consumi	Consumi PdC	Impatto PdC
gen-22	2702,8	2095,45	77,53%
feb-22	2264,7	1366,63	60,34%
mar-22	1835,35	1205,50	65,68%
apr-22	1201,74	717,22	59,68%
mag-22	670,29	360,58	53,79%
giu-22	554,95	294,21	53,02%
lug-22	690,67	275,48	39,89%
ago-22	550,00	329,48	59,91%
set-22	584,00	319,54	54,72%
ott-22	580,00	450,00	77,59%
nov-22	1510,00	1156,17	76,57%
dic-22	2700,00	2223,41	82,35%
Totale	15844,50	10793,67	68,12%



4.4 Analisi dei consumi della PdC rispetto ai dati di progettazione precedentemente utilizzati

In fase di progettazione dell'impianto, per valutare la taglia della pompa di calore e dei due puffer annessi, è stata effettuata un dimensionamento sugli standard metri cubi (smc) di gas naturale precedentemente utilizzati. Dalle bollette sono stati estrapolati gli smc di gas consumato ogni mese e utilizzando un PCI di 9,59 kWh/smc e un'efficienza della caldaia del 92,30% sono stati estrapolati i kWh termici richiesti dall'edificio. Per differenziare i consumi di acqua calda sanitaria (ACS) da quelli di

riscaldamento, nei periodi invernali è stata considerato un 15% di consumi di ACS, un 8% per i fornelli e la restate parte per la climatizzazione.

L'analisi seguente utilizza le temperature medie mensili (colonna 2) estrapolate dal sito dell'Arpa relative all'anno 2022. Considerando una temperatura dell'acqua di riscaldamento di 45°C e dell'ACS di 55°C, grazie alle tabelle tecniche della PdC, è stato ricavato un COP medio mensile (colonne 3 e 4). Ribaltando la formula del COP, tramite il coefficiente di prestazione stesso e l'energia termica ipotizzata in fase di progettazione (colonne 5 e 6) è stata ricavata un'energia elettrica totale (colonna 9). Il confronto da analizzare è appunto su queste ultime due colonne, l'ultima riportante i consumi elettrici misurati mensilmente nell'anno 2022, grazie a delle pinze amperometriche. Nel periodo estivo si può notare un consumo effettivo maggiore di corrente dato probabilmente da un'utilizzazione discontinua dell'impianto o da un suo utilizzo parziale, rispetto alle esigenze di ACS della casa. Quest'andamento discontinuo, non concorde al punto di funzionamento di progetto della macchina, può aver portato a diverse inefficienze. Nel periodo invernale, invece, la non precisa corrispondenza dei numeri può essere attribuita ai diversi gradi giorno dell'anno in questione rispetto agli anni di stima dell'energia termica: i mesi di gennaio e di dicembre saranno stati più freddi, comportando un utilizzo maggiore dell'impianto, al contrario degli altri mesi.

Tabella 12 - Analisi consumi PdC

Mese	Media Taria est	Risc COP 45	ACS COP 55	Risc tot Q [kWh]	ACS Q [kWh]	Risc L=Q/COP	ACS L=Q/COP	Ltot	Consumi PdC misurati [kWh]
gen-22	3,8	3,11	2,44	8136,10	571,56	2620,32	234,25	2854,57	2095,45
feb-22	7,3	3,49	2,59	4266,94	516,25	1224,37	199,32	1423,70	1366,63
mar-22	8,6	3,49	2,59	2913,15	571,56	835,91	220,68	1056,59	1205,50
apr-22	12,7	3,49	2,59	971,10	497,81	278,65	192,21	470,86	717,22
mag-22	19,9		2,59	0,00	514,41	0,00	198,61	198,61	360,58
giu-22	25,0		2,59	0,00	442,50	0,00	170,85	170,85	294,21
lug-22	26,7		2,59	0,00	457,25	0,00	176,54	176,54	275,48
ago-22	25,4		2,59	0,00	457,25	0,00	176,54	176,54	329,48
set-22	19,8		2,59	0,00	497,81	0,00	192,21	192,21	319,54
ott-22	16,8	3,49	2,59	1030,19	514,41	295,61	198,61	494,22	450,00
nov-22	9,1	3,49	2,59	4352,44	553,13	1248,91	213,56	1462,47	1156,17
dic-22	5,0	3,49	2,59	6250,54	571,56	1793,56	220,68	2014,24	2223,41

Aspetti economici

5.1 Incentivi

Nel periodo di realizzazione degli impianti è stato possibile usufruire dell'agevolazione fiscale sugli interventi di ristrutturazione edilizia disciplinata dall'art. 16-bis del Dpr 917/86. Dal 26 giugno 2012 al 31 dicembre 2021 era infatti possibile detrarre dall'Irpef il 50% delle spese sostenute fino a un limite massimo di spesa è di 96.000 euro per unità immobiliare. La detrazione deve essere ripartita in 10 quote annuali di pari importo.

In particolare, la detrazione spettava nel caso di interventi di restauro e risanamento conservativo e di ristrutturazione edilizia, riguardanti interi fabbricati, eseguiti da imprese di costruzione o ristrutturazione immobiliare e da cooperative edilizie, che provvedevano entro 18 mesi dalla data di termine dei lavori alla successiva alienazione o assegnazione dell'immobile.

5.2 Scambio sul posto (SSP)

I kW/h prodotti e non consumati vengono immessi in rete e remunerati secondo lo scambio sul posto.

Lo scambio sul posto è un servizio erogato dal GSE, che si basa sul confronto tra l'energia immessa in rete dall'impianto e quella prelevata. Questo servizio è estendibile a tutti gli impianti fotovoltaici, fino a 500kW in esercizio a partire da gennaio 2015.

Il meccanismo SSP mira a valorizzare ulteriormente l'energia prodotta dall'impianto.

L'energia autoconsumata viene direttamente sfruttata mentre il resto dell'energia viene immessa in rete, consentendo all'utente di accedere ad una compensazione economica.

Se l'impianto fosse dotato di un sistema di accumulo, quando l'impianto non è in grado di produrre esso si rifarebbe all'energia immagazzinata e solo al suo esaurirsi preleverebbe energia dalla rete.

La compensazione economica a riguardo prende il nome di contributo in conto scambio, un contributo che ripaga l'utente dell'energia che ha immesso in rete. Oltre a questo, c'è un eventuale pagamento delle eccedenze che si hanno se, alla fine dell'anno solare, il totale di energia immessa in rete è maggiore dell'energia prelevata. Dunque, si hanno due contributi:

- Contributo in conto scambio
- Eventuale liquidazione delle eccedenze

In termini analitici la valutazione del contributo in conto scambio è:

$Cs = \min(OE, CEI) + CUsf \cdot Es$

in cui:

- OE è l'onere energia, ovvero il prezzo per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata annualmente. Si calcola moltiplicando la quantità di energia elettrica prelevata EPR per il prezzo unico nazionale PUN.
- CEI è il controvalore dell'energia immessa, cioè il valore economico dell'energia immessa in rete. È il prodotto tra la quantità di energia immessa in rete ed il prezzo zonale dell'energia sul 'mercato del giorno prima'.
- $CUsf$ è il corrispettivo unitario di scambio forfetario, ovvero il valore espresso in centesimi di euro che tiene conto delle tariffe di trasmissione distribuzione e dispacciamento.
- Es è l'energia scambiata con la rete annualmente.
  Il GSE effettua le letture del contatore, che vengono comunicate al gestore, verificando quanta energia è stata prelevata e quanta è stata immessa. Nel caso in cui il valore complessivo dell'energia elettrica immessa in rete risulti maggiore del valore complessivo dell'energia acquistata dalla rete, allora l'utente avrà diritto a riscattare questa differenza che prende il nome di eccedenza. Il riscatto di queste eccedenze può avvenire in due modi:

- Valorizzazione a credito: per cui il valore economico delle eccedenze viene conservato e riscattato nell'anno successivo
- Valorizzazione in liquidazione: per cui l'utente decide di riscattare nello stesso anno le eccedenze come introito separato rispetto al contributo in conto scambio

5.3 VAN – Valore Attuale Netto

Con il termine VAN-Valore Attuale Netto (o NET-Net Present Value) di un progetto si intende il valore attuale dei flussi di cassa operativi che lo stesso progetto genera. I flussi di cassa vengono considerati al netto degli investimenti attualizzati al costo del capitale.

Da un punto di vista puramente finanziario, ogni attività economica, progetto di investimento e decisione strategica deve essere finalizzata alla creazione di valore. In mancanza di adeguati ritorni per azionisti e finanziatori, verrebbe meno la convenienza per i soggetti coinvolti di sostenere il progetto di investimento.

Il calcolo del Valore Attuale Netto (VAN) di un progetto di investimento consente di rispondere in maniera oggettiva alle seguenti domande:

• Il progetto crea valore?

• Quanto valore crea?

• Il valore creato è adeguato?

In definitiva, mediante il calcolo del VAN, il management è in grado di prendere una decisione consapevole o di verificare che l'investimento effettuato sia andato a buon fine.

La teoria del VAN prevede l'attualizzazione dei flussi di cassa futuri, ovvero successivi al momento dell'investimento. Quindi i flussi di cassa vanno riportati al valore che avrebbero avuto al tempo dell'esborso, il tempo zero, mediante il tasso di attualizzazione. Dato che per un impianto fotovoltaico la durata è lunga ed il rischio è relativamente basso, si assume un tasso di attualizzazione del 3%. Il calcolo del VAN è svolto tramite la seguente equazione:

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=0}^{n} \frac{F_j}{(1+i)^j}$$

In cui:

- $I0$ è l'investimento iniziale sostenuto al tempo zero.
- Fj è il flusso di cassa relativo all'anno j-esimo.
- i è il tasso di interesse, costante e fissato al valore del 3%.

Di seguito una tabella con le principali voci di investimento, flussi di cassa in uscita e in ingresso e costi risparmiati:

Tabella 13 - Voci economiche e resoconti

ANNO	2019	2020	2021	2022
INVESTIMENTI				
infissi e serramenti	-€ 25.000,00			
tetto	-€ 4.500,00			
termosifoni	-€ 1.200,00			
fornelli a induzione	-€ 2.300,00			
altre spese	-€ 500,00			
pompa di calore	-€ 15.500,00			
impianto fotovoltaico	-€ 10.000,00		-€ 14.000,00	
TOTALE	-€ 59.000,00		-€ 14.000,00	
FLUSSI DI CASSA IN USCITA				
enel	-€ 1.572,34	-€ 1.572,34	-€ 2.051,38	-€ 1.698,49
FLUSSI DI CASSA IN ENTRATA				
detrazioni	€ 2.950,00	€ 2.950,00	€ 3.650,00	€ 3.650,00
contributo GSE		€ 56,00	€ 367,00	€ 1.073,00
COSTI RISPARMIATI				
gas	€ 3.227,00	€ 3.227,00	€ 3.227,00	€ 3.227,00
elettricità	€ 2.000,00	€ 2.000,00	€ 2.000,00	€ 2.000,00
TOTALE	-€ 52.395,34	€ 6.660,66	-€ 6.807,38	€ 8.251,51

Tutti i dati riportati sono le spese effettivamente sostenute e gli ingressi ricevuti dal GSE grazie allo scambio sul posto nei 4 anni analizzati. Dal 2020 al 2021 si può notare un aumento dei flussi di cassa in uscita, probabilmente per il periodo di lockdown di quel tempo, dove i residenti saranno stati in casa più tempo. Riguardo i costi risparmiati si è usato un valore medio derivato dalle bollette sostenute nei due anni precedenti l'impianto (2017 e 2018). Le detrazioni riguardano invece il 50% delle spese di ristrutturazione sostenute, ammortizzate in 10 anni dall'intervento. I flussi di cassa in uscita e i contributi del GSE dal 2023 in poi vengono ridotti di uno 0,8% l'anno per tenere in considerazione una diminuizione dell'efficenza dei pannelli per degradazione del silicio. Nel tempo, infatti, i classici pannelli in silicio cristallino, monocristallino o policristallino, hanno un calo di prestazioni "fisiologico" di circa 0,8-1% l'anno. Un pannello installato oggi, dunque, tra 20 anni produrrà mediamente il 20% in meno di energia, a parità delle altre condizioni.

Le oscillazioni del costo del gas e dell'elettricità non vengono invece prese in considerazione

Considerando l'aumento di costo di gas ed elettricità dal 2022, i valori possono considerarsi quindi a favor di sicurezza. Un altro aspetto non tenuto in considerazione sono le spese di manutenzione ordinaria e straordinaria, queste però ci sarebbero sia con la caldaia che per l'impianto fotovoltaico e la pompa di calore. Non potendo prevederle si ipotizza un pari costo di manutenzione in entrambi i casi, annullando tra loro le voci per il confronto.

Usando la formula del VAN precedentemente riportata e usando un tasso di interesse del 3%, si possono estrapolare i seguenti valori :

Tabella 14 - Valori VAN

10 anni	11 anni	12 anni	13 anni	14 anni	15 anni
-€ 433,05	€ 3.268,73	€ 6.356,18	€ 9.338,61	€ 12.219,51	€ 15.002,26

Vengono riportati i valori dal 10° anno di età del primo impianto fino al quindicesimo per poter esaminare il momento di recupero dell'investimento e i ricavi successivi. L'analisi viene arrestata a 15 anni, quando il calo di produzione si aggirerà intorno al 12-15%. A questo punto sarà a discrezione del proprietario dell'impianto continuare a produrre con questi pannelli o cambiare l'impianto con pannelli nuovi più performanti.

5.4 PRI – Periodo Di Recupero

Il PRI-Periodo Di Recupero (o PBP-Pay Back Period) è un metodo che consente di calcolare il tempo entro il quale il capitale investito nell'acquisto di un fattore produttivo a medio-lungo ciclo di utilizzo viene recuperato attraverso i flussi finanziari netti generati.

La formula per il calcolo è la seguente :

PBP = Costo di acquisizione /(Flussi finanziari medi – Costi di gestione medi).

Nel nostro caso, considerando gli investimenti del 2019 e del 2021 e i flussi di cassa successici, il risultato finale è 11,13. In poco più di 11 anni viene quindi recuperato tutto l'investimento.

5.5 TIR – Tasso Interno di Rendimento

Il TIR-Tasso Interno di Rendimento (o IRR-Internal Rate of Return) è una misura della redditività di un progetto di investimento o, in generale, di una qualsiasi attività economica che consente di individuarne il tasso di rendimento effettivo e sulla base di questo prendere decisioni consapevoli in merito alla opportunità di intraprendere o meno il progetto. Il TIR è definito come quello specifico tasso di attualizzazione per cui il VAN di un progetto risulta pari a zero ed esprime il tasso di rendimento reale del progetto.

Nel nostro caso, annullando il VAN al quindicesimo anno, esce un TIR di 6,57%.

Conclusioni

Giungiamo ora alla conclusione di questo lavoro di ricerca, che ha esaminato attentamente l'efficacia e la convenienza di un impianto fotovoltaico abbinato a una pompa di calore. Durante questo percorso, abbiamo analizzato i dati e condotto un'approfondita valutazione economica al fine di rispondere alla domanda fondamentale: conveniva investire in un impianto di questo tipo?

I risultati di questa ricerca ci portano a una chiara affermazione: sì, l'installazione di un impianto fotovoltaico con pompa di calore in questo scenario risulta conveniente. L'uso di fonti energetiche rinnovabili, come il sole, insieme alla tecnologia efficiente delle pompe di calore, non solo riduce le emissioni di gas serra, svolgendo un ruolo importante nella lotta ai cambiamenti climatici, ma contribuisce anche a ridurre le bollette energetiche.

Abbiamo inoltre dimostrato come le politiche governative e i programmi di incentivi possano rendere l'investimento più accessibile e vantaggioso per i proprietari di abitazioni.

Tuttavia, è fondamentale notare che la convenienza di un impianto fotovoltaico con pompa di calore dipende da molteplici fattori, tra cui la dimensione dell'impianto, la posizione geografica, le tariffe energetiche locali e gli incentivi disponibili. Pertanto, prima di prendere una decisione, è essenziale condurre un'analisi dettagliata e personalizzata per valutare la convenienza in base alle circostanze specifiche.

In conclusione, questa tesi conferma che l'adozione di un impianto fotovoltaico con pompa di calore rappresenta una scelta intelligente sia dal punto di vista economico che ambientale. Speriamo che questo lavoro di ricerca possa fornire una guida preziosa per coloro che desiderano contribuire a un futuro sostenibile mentre godono di vantaggi economici tangibili. Il nostro impegno per un'energia più pulita e un futuro migliore continua, e speriamo che questa tesi possa essere un piccolo passo in questa direzione.

Acronimi

FV – Fotovoltaico

STC – Standard test conditions

NOCT - Nominal Operating Cell Temperature

PdC – Pompa di calore

COP - coefficient of performance, coefficiente di prestazione

REP - rapporto di energia primaria

APE - Attestato di Prestazione Energetica

ACE - Attestato di Certificazione Energetica

SSP – Scambio sul posto

VAN – Valore attuale netto

NET – Net Present Value

PRI – Periodo di recupero

PBP – Pay back period

TIR – Tasso interno di rendimento

IRR – Internal rate of return

Bibliografia

- Progettare e installare un impianto fotovoltaico – Enea

https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/pdf-volumi/2008/v2008_18-progettarefotovoltaico.pdf

- Pompe di calore, Enrico Casali

https://www.darioflaccovio.it/abstracts/9788857904917/impianti-a-pompa-di-calore_9788857904917.pdf

- Che cos'è la riduzione dell'efficienza in condizioni di basso irraggiamento – Aloe

Che cos'è la riduzione dell'efficienza in condizioni di basso irraggiamento? (aleo-solar.it)

- NOCT fotovoltaico e resa dell'impianto - IdeeGreen

https://www.ideegreen.it/noct-fotovoltaico-57094.html

- Commercial Solar Electric System – AE868

https://www.e-education.psu.edu/ae868/node/878

- Ristrutturazioni edilizie - Agenzia delle entrate

https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/schede/agevolazioni/detrristredil36/schinfodetrristredil36

- Quanto cala il rendimento di un impianto fotovoltaico

https://www.fotovoltaiconorditalia.it/idee/quanto-cala-il-rendimento-di-un-impianto-fotovoltaico-nel-tempo-e-nello-spazio