



ALMA MATER STUDIORUM
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

Dipartimento di Ingegneria Industriale - DIN

Corso di Laurea in
Ingegneria Meccanica

Impianto fotovoltaico con accumulo e PDC: valutazione energetica ed economica per una PMI

Relatore

Prof. Mauro Gamberi

Presentata da

Filippo Picchetti

Sessione ottobre 2025

Anno Accademico 2024/2025

Abstract

Il presente elaborato analizza la fattibilità tecnico-economica di un impianto fotovoltaico integrato con sistema di accumulo e pompa di calore, destinato ad una piccola-media impresa del settore meccanico. L'obiettivo del lavoro è valutare in che misura tale configurazione possa contribuire alla riduzione dei costi energetici e all'incremento dell'autonomia elettrica aziendale, nel contesto della transizione energetica italiana.

Dopo una panoramica sulle tecnologie fotovoltaiche e sulle pompe di calore, è stato sviluppato un modello di simulazione in grado di stimare la producibilità dell'impianto, i profili di consumo e il comportamento stagionale del sistema di accumulo. I dati elaborati hanno consentito di determinare gli indicatori economici principali: il Valore Attuale Netto (VAN), il Tasso Interno di Rendimento (TIR) e il Tempo di Ritorno dell'investimento (Payback Time).

I risultati mostrano che l'impianto proposto, caratterizzato da un orizzonte temporale di 25 anni, consente di coprire una quota significativa dei consumi elettrici aziendali e di ridurre in modo sostanziale la dipendenza dalla rete. L'investimento risulta conveniente nel medio-lungo termine, con un Payback Time di circa 12 anni e un TIR pari al 10,46%, superiore al tasso di attualizzazione adottato.

Il sistema integrato si conferma pertanto una soluzione sostenibile e redditizia, capace di unire efficienza energetica, riduzione dei costi operativi e benefici ambientali.

Indice

Abstract	iii
1 Introduzione e contesto	1
1.1 Contesto energetico	1
1.2 Obiettivi della tesi	2
2 Analisi delle tecnologie adottate	4
2.1 Fotovoltaico	4
2.1.1 Radiazione solare	4
2.1.2 La "cella" fotovoltaica	6
2.1.3 Architettura di un impianto fotovoltaico	9
2.2 Pompe di calore	12
2.2.1 Principio di funzionamento	12
2.2.2 Tipologie	14
2.2.3 Prestazioni	17
2.2.4 Dimensionamento	18
3 Modellazione del caso studio	24
3.1 Ipotesi sul profilo di consumo elettrico	24
3.2 Progettazione dell'impianto	26
3.3 Simulazione della producibilità dell'impianto fotovoltaico	29
3.4 Analisi dati	31
3.5 Analisi economica	36
4 Conclusioni	39
Bibliografia	41

Capitolo 1

Introduzione e contesto

1.1 Contesto energetico

Negli ultimi anni, il contesto energetico italiano è stato caratterizzato da una forte instabilità, con prezzi dell'energia elettrica elevati, una dipendenza strutturale dalle importazioni e una transizione verso le fonti rinnovabili ancora lontana dal completamento. Questa situazione influenza in maniera significativa le scelte strategiche delle imprese, rendendo fondamentale l'adozione di soluzioni tecnologiche innovative in grado di ridurre i costi energetici e incrementare l'autonomia produttiva.

Tra le tecnologie che più hanno contribuito a questo processo, il fotovoltaico si conferma come uno dei settori più dinamici e promettenti. Secondo i dati di Terna, nel 2024 la produzione di energia elettrica da fotovoltaico ha raggiunto oltre 36 TWh, con una crescita del +17,2% rispetto al 2023, e ha contribuito a coprire il 41,2% della domanda elettrica nazionale da fonti rinnovabili [1]. Parallelamente, la potenza installata ha raggiunto i 37,1 GW, segnando un incremento del 27% rispetto all'anno precedente [2].

Il trend positivo è proseguito anche nel 2025: nei primi sei mesi dell'anno la produzione fotovoltaica ha superato i 5,6 TWh, con un aumento del 36,7% rispetto allo stesso periodo del 2024. In questo intervallo, il fotovoltaico ha garantito circa il 20% della domanda complessiva di energia elettrica nazionale e il 24% della produzione interna [3]. Questi numeri confermano non solo la solidità del settore, ma anche la sua crescente rilevanza all'interno del mix energetico italiano.

L'analisi delle installazioni evidenzia inoltre una forte espansione del segmento utility-scale, con un numero crescente di grandi impianti connessi alla rete, mentre il comparto residenziale ha mostrato segnali di rallentamento, legati soprattutto al ridimensionamento degli incentivi fiscali come il Superbonus 110% e la cessione del credito. Questa transizione del mercato segna una fase più matura del settore, che

si sta progressivamente orientando verso logiche industriali e di competitività di mercato.

Un elemento altrettanto significativo è il raggiungimento della cosiddetta Grid Parity, cioè la condizione in cui il costo di produzione dell'energia fotovoltaica è pari o inferiore al prezzo dell'energia da fonti fossili. Ciò rende il fotovoltaico una scelta economicamente vantaggiosa anche in assenza di incentivi, consolidandone il ruolo come soluzione strategica per il futuro energetico del Paese.

Accanto al fotovoltaico, un ruolo crescente è svolto dalle pompe di calore, che rappresentano una tecnologia chiave per la decarbonizzazione dei consumi termici in ambito civile e industriale. Secondo l'International Energy Agency (IEA), tra il 2021 e il 2023 il mercato europeo delle pompe di calore è cresciuto di circa il 40%, trainato dagli obiettivi comunitari e dalle politiche di efficienza energetica [4]. Anche in Italia, il loro contributo è destinato a crescere, in quanto rappresentano una delle soluzioni più efficaci per ridurre l'uso di combustibili fossili nel riscaldamento e nella climatizzazione, aumentando al tempo stesso l'autoconsumo di energia rinnovabile elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.

In conclusione, il fotovoltaico e le pompe di calore costituiscono due pilastri fondamentali della transizione energetica italiana. La loro integrazione nei sistemi produttivi delle piccole e medie imprese può garantire benefici non solo ambientali, ma anche economici, riducendo i costi energetici, aumentando la resilienza e contribuendo al raggiungimento degli obiettivi nazionali ed europei di sostenibilità.

1.2 Obiettivi della tesi

L'obiettivo principale di questa tesi è valutare, in maniera tecnica e metodologica, come si articola passo dopo passo la progettazione di un impianto energetico di tipo industriale basato sull'integrazione di un sistema fotovoltaico con pompa di calore e sistema di accumulo.

In particolare, il lavoro si propone di:

- descrivere il processo di dimensionamento di un impianto fotovoltaico integrato con tecnologie di accumulo e di climatizzazione per una piccola-media impresa del settore meccanico;
- analizzare i profili di consumo energetico ipotizzati per l'azienda e confrontarli con la produzione ottenibile da un impianto fotovoltaico reale, modellato a partire da dati di irraggiamento e condizioni climatiche locali;
- stimare la convenienza economica dell'investimento attraverso indicatori quali Valore Attuale Netto (VAN), Tasso Interno di Rendimento (TIR) e Tempo di

Ritorno dell'investimento (Payback Time), considerando gli scenari di mercato attuali.

Capitolo 2

Analisi delle tecnologie adottate

Questo capitolo sarà incentrato sull'analisi delle due fonti rinnovabili implementate all'interno di un contesto aziendale: il fotovoltaico e le pompe di calore. Nelle sottosezioni verrà fornita una panoramica dei principi teorici di funzionamento e dei criteri di dimensionamento in un sistema energetico aziendale.

2.1 Fotovoltaico

2.1.1 Radiazione solare

La radiazione solare è l'energia radiante emessa dal Sole, generata dalle reazioni di fusione nucleare dell'idrogeno che avvengono nel suo nucleo. Questi processi liberano enormi quantità di energia sotto forma di radiazioni elettromagnetiche, che si propagano nello spazio e raggiungono la superficie terrestre. La radiazione solare che raggiunge la terra può essere distinta in tre componenti principali:

- **Radiazione diretta (G_{dir}):** è la porzione di radiazione solare che raggiunge la superficie terrestre senza subire deviazioni o dispersioni. È la componente più intensa, ma anche la più variabile poiché dipende dall'angolo di incidenza dei raggi e dalle condizioni atmosferiche.
- **Radiazione diffusa (G_{dif}):** è la parte di radiazione che, prima di raggiungere il suolo, viene deviata dalle molecole dell'aria, dalle particelle e dalle nuvole. Non proviene da una direzione precisa ed è quindi presente anche in assenza di irraggiamento diretto (ad esempio in giornate nuvolose).
- **Radiazione riflessa (G_{rif}):** è la frazione di radiazione solare che, dopo aver raggiunto il terreno o altre superfici, viene riflessa verso l'alto e può contribuire all'irraggiamento ricevuto dai pannelli fotovoltaici (PV).

La somma di queste tre componenti costituisce la radiazione globale (2.1), che rappresenta il parametro fondamentale per lo studio del rendimento di un impianto fotovoltaico.

$$G = G_{\text{dir}} + G_{\text{dif}} + G_{\text{rif}} \quad (2.1)$$

Le prestazioni di un impianto fotovoltaico non dipendono soltanto dalla quantità di radiazione globale disponibile, ma in modo decisivo anche dalla geometria di irraggiamento. Nella fase di progettazione, i due parametri principali da considerare sono l'inclinazione e l'orientamento.

Per inclinazione si intende l'angolo β (Figura:2.1) che il piano del modulo forma con l'orizzontale: un pannello disposto orizzontalmente ha inclinazione pari a 0° , mentre uno verticale corrisponde a 90° . Oltre a determinare la quantità di radiazione captata, l'inclinazione presenta anche un effetto pratico, poiché un maggiore angolo contribuisce a limitare l'accumulo di polvere e sporcizia, facilitando la pulizia naturale dovuta alle precipitazioni.

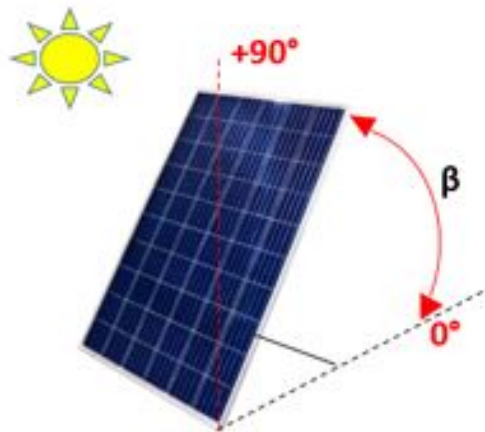


Figura 2.1: Rappresentazione schematica dell'inclinazione (β) di un modulo fotovoltaico.

L'orientamento, invece, è definito dall'angolo γ (Figura:2.2) di deviazione rispetto alla direzione Sud. Per convenzione, i valori negativi indicano un'esposizione verso Est, mentre quelli positivi corrispondono a un orientamento verso Ovest. In linea generale, l'orientamento ottimale è quello rivolto esattamente a Sud ($\gamma = 0^\circ$), mentre l'inclinazione ideale non è fissa ma varia in funzione della latitudine del sito e dell'altitudine, dovendo bilanciare la massimizzazione dell'irraggiamento ricevuto con le condizioni climatiche e stagionali locali.

Durante lo studio preliminare di un impianto fotovoltaico è fondamentale disporre di dati affidabili sull'irraggiamento solare del sito considerato. Questi valori

non sono costanti, ma dipendono dalla posizione geografica, dall'altitudine, dalle condizioni meteorologiche e dalle caratteristiche atmosferiche locali. A livello europeo, una delle principali banche dati di riferimento è rappresentata dal Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).

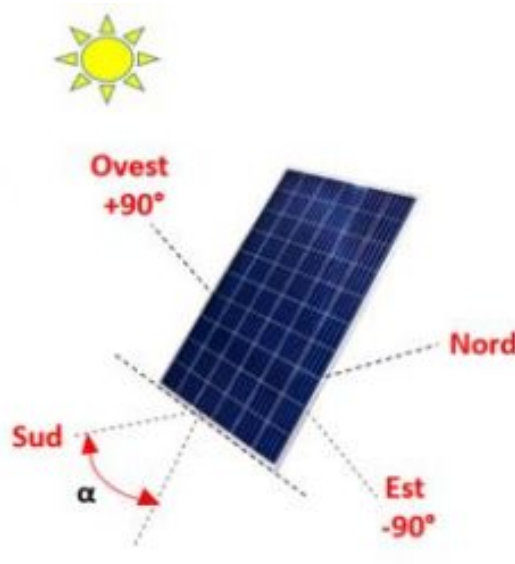


Figura 2.2: Rappresentazione schematica dell'orientamento (γ) di un modulo fotovoltaico.

2.1.2 La "cella" fotovoltaica

L'effetto fotovoltaico è il fenomeno fisico alla base del funzionamento dei PV e consiste nella conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica. Il dispositivo che rende possibile questo processo è la cella fotovoltaica, realizzata in genere con materiali semiconduttori come il silicio.

Quando un fotone con energia sufficiente viene assorbito dal semiconduttore, esso trasferisce la sua energia a un elettrone, liberandolo dal legame atomico e creando contemporaneamente una lacuna (carica positiva). Si genera quindi una coppia elettrone-lacuna, ovvero cariche mobili pronte a condurre elettricità.

Affinché queste cariche possano produrre una corrente continua è necessario un campo elettrico interno, che viene ottenuto attraverso la tecnica del drogaggio (Figura:2.3). Piccole quantità di impurità vengono introdotte nel silicio per modificarne le proprietà elettriche:

- aggiungendo atomi di fosforo si ottiene silicio di tipo n , ricco di elettroni liberi;
- introducendo atomi di boro si realizza silicio di tipo p , caratterizzato da un eccesso di cariche positive (lacune).

DROGAGGIO DEL SILICIO TETRAVALENTE

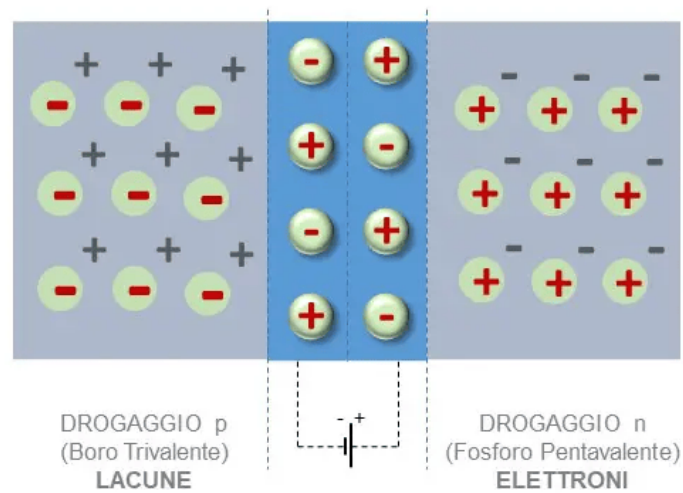


Figura 2.3: Drogaggio del silicio

L'unione di uno strato p con uno strato n dà origine alla giunzione p-n, nella cui zona di contatto si forma un intenso campo elettrico. Questo campo agisce come una barriera interna che separa le coppie elettrone-lacuna generate dall'assorbimento dei fotoni: gli elettroni vengono spinti verso la regione n, mentre le lacune verso la regione p. Collegando la cella a un circuito esterno, le cariche separate si muovono e producono una corrente elettrica proporzionale alla quantità di luce incidente (Figura:2.4).

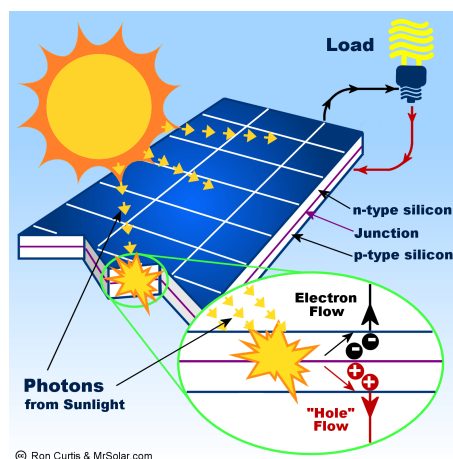


Figura 2.4: Funzionamento della cella fotovoltaica.

Dal punto di vista tecnologico, le celle fotovoltaiche possono essere classificate in diverse tipologie:

- **Celle monocristalline:** realizzate a partire da un singolo cristallo di silicio, offrono rendimenti elevati (fino al 20-22%) ma hanno costi maggiori.
- **Celle policristalline:** ottenute dalla fusione di frammenti di silicio, hanno un rendimento leggermente inferiore (15-18%) ma sono più economiche.
- **Celle a film sottile:** prodotte depositando sottili strati di semiconduttori (silicio amorfo) su supporti economici. Offrono rendimenti più bassi ma sono leggere, flessibili e adatte a grandi superfici.

Tra i parametri più rilevanti per caratterizzare le prestazioni di una cella fotovoltaica vi è il rendimento η , che esprime la capacità del dispositivo di trasformare la radiazione solare incidente in energia elettrica utile. Esso è definito come il rapporto tra la potenza elettrica massima erogabile dalla cella, indicata con $P_{\max}$, e la potenza solare incidente sulla superficie attiva, P_{in} . Quest'ultima si calcola come prodotto tra l'irradianza solare G e l'area della cella A :

$$\eta = \frac{P_{\max}}{P_{\text{in}}} = \frac{P_{\max}}{G \cdot A} \quad (2.2)$$

Il rendimento effettivo non è costante, ma varia al mutare delle condizioni operative. In particolare, la temperatura ha un'influenza significativa: quando la cella si riscalda, la tensione a circuito aperto diminuisce e il movimento degli elettroni all'interno del semiconduttore risulta meno efficiente, con una conseguente riduzione della potenza disponibile [5]. La potenza nominale di un modulo è espressa in *Watt di picco* (Wp) e si riferisce alle condizioni standard di test (STC), cioè a un'irradianza di 1000 W/m^2 , una temperatura della cella pari a 25°C e uno spettro solare AM 1.5. Perciò oltre alla temperatura di funzionamento del pannello, o analogamente il pessimo raffreddamento di esso, gioca un ruolo non secondario, nella determinazione del punto di funzionamento ottimale della cella, anche l'irraggiamento che investe il pannello solare. La temperatura della cella è possibile determinarla tramite la formula 2.3 riportata successivamente.

$$T_{\text{cella}} = T_{\text{aria}} + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \cdot G \quad (2.3)$$

Dove:

- T_{cella} = temperatura della cella [$^\circ\text{C}$];
- T_{aria} = temperatura ambiente [$^\circ\text{C}$];
- G = irradianza solare che investe la cella [W/m^2];

- $NOCT$ = valore fornito dal costruttore ¹ (tipicamente compreso tra 40°C e 50°C).

Per questo motivo, nei datasheet dei moduli fotovoltaici viene riportato un coefficiente di temperatura, che esprime la perdita percentuale di rendimento per ogni grado di incremento termico rispetto alle condizioni standard. Tale coefficiente si colloca tipicamente tra $-0,3\%$ e $-0,5\%$ per ogni °C.

2.1.3 Architettura di un impianto fotovoltaico

Quando si parla di impianto fotovoltaico si pensa unicamente ai PV, ma in realtà esso è composta da diversi elementi che permettono di poter utilizzare l'energia che il sole effettivamente ci fornisce. In questo capitolo verranno elencati e discussi gli elementi fondamentali in un impianto.

Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici costituiscono l'elemento primario del sistema, responsabile della conversione della radiazione solare in energia elettrica in corrente continua (DC). Ogni modulo è formato da un insieme di celle collegate elettricamente, incapsulate e protette da strati trasparenti e materiali isolanti che ne garantiscono resistenza e durabilità.

Per ottenere potenze maggiori rispetto a quelle fornite dal singolo modulo, più unità vengono collegate tra loro. L'aggregazione di più moduli in una struttura comune prende il nome di pannello fotovoltaico. Quando diversi pannelli sono connessi in serie, si forma una stringa, nella quale le tensioni dei singoli moduli si sommano. Il collegamento in parallelo di più stringhe permette invece di incrementare la corrente disponibile, dando origine al cosiddetto generatore fotovoltaico (Figura:2.5), cioè l'insieme complessivo dei moduli che costituisce la parte attiva dell'impianto.

La configurazione modulare rende il sistema estremamente flessibile, in quanto consente di dimensionare il generatore in base alla potenza desiderata (ricordiamo la relazione $P = V * I$) e alle caratteristiche elettriche dell'inverter, ottimizzando al tempo stesso lo spazio disponibile per l'installazione.

¹NOCT è la temperatura media di equilibrio di una cella all'interno di un modulo posto in particolari condizioni ambientali che vedono un irraggiamento di $800 W/m^2$, una temperatura ambientale di 20°C e una velocità del vento $1 m/s$.

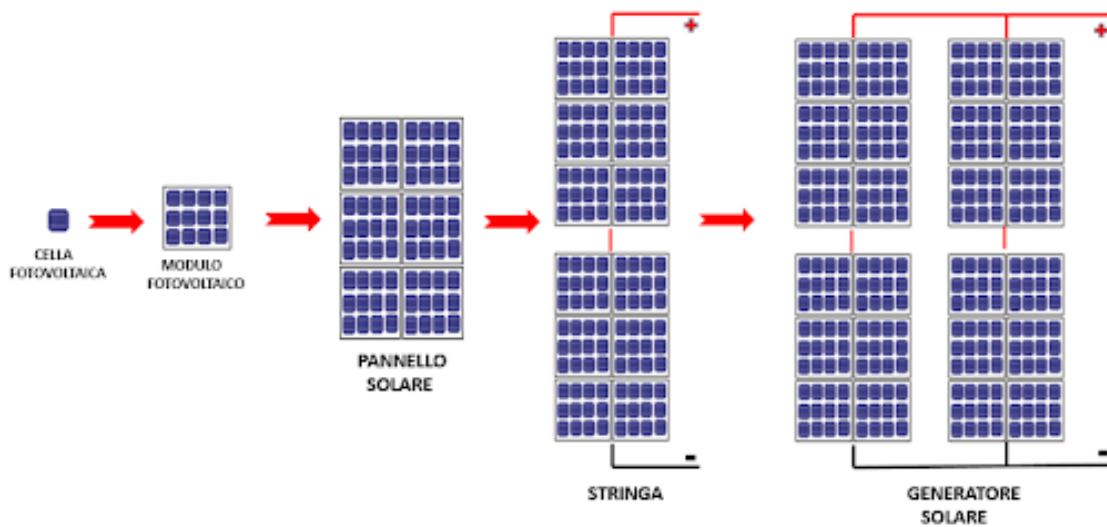


Figura 2.5: Schema semplificato di un generatore fotovoltaico.

Inverter

L'inverter è il cuore elettronico dell'impianto: ha il compito di convertire la corrente continua (DC) generata dai moduli in corrente alternata (AC), compatibile con la rete elettrica e con gli apparecchi utilizzatori. Oltre alla conversione, gli inverter moderni svolgono funzioni di massimizzazione della potenza (MPPT) (*Maximum Power Point Tracking*), controllo della qualità dell'energia immessa in rete, protezione da guasti e monitoraggio delle prestazioni.

Sistemi di accumulo

I sistemi di accumulo elettrochimico (batterie) consentono di immagazzinare l'energia prodotta in eccesso rispetto ai consumi, per poi utilizzarla nei momenti in cui l'impianto non produce [6]. Le tecnologie più diffuse sono le batterie al litio, caratterizzate da elevata densità energetica e lunga durata, le principali sono quella Li-on (litio-cobalto), più efficienti ma anche più costose, oppure LiFePO_4 (litio-ferro-fosfato) le quali hanno efficienza inferiore alle precedenti ma con un costo anch'esso inferiore. Un parametro fondamentale nella scelta del sistema di accumulo è la profondità di scarica DoD, essa esprime la percentuale di energia che può essere effettivamente prelevata da una batteria rispetto alla sua capacità nominale totale. Ad esempio, una batteria con capacità di 10 kWh e un DoD massimo del 80% permette di utilizzare fino a 8 kWh, mantenendo un margine di sicurezza per evitare danneggiamenti e riduzioni di vita utile (Figura:2.6). Vita utile che per le batterie citate si aggira intorno a valori di 15-20 anni.

Un valore di DoD più elevato consente un migliore sfruttamento della capacità di-

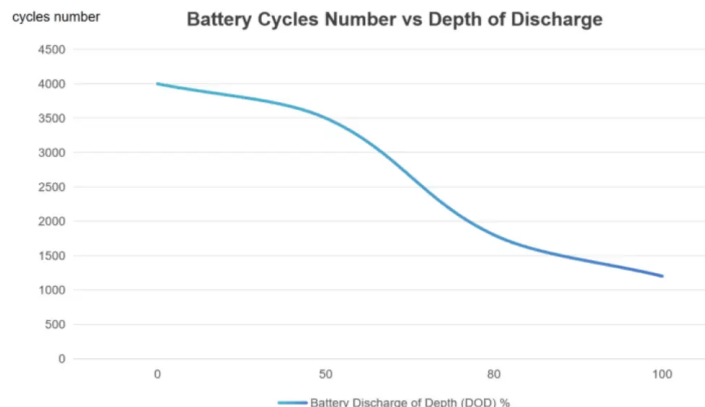


Figura 2.6: Grafico qualitativo vita utile-profondità di scarica.

sponibile, ma comporta allo stesso tempo un maggior stress per le batterie, con conseguente riduzione della durata del sistema. Per questo motivo, i produttori specificano un DoD massimo raccomandato da dover rispettare in fase di progetto. L'integrazione di sistemi di accumulo è fondamentale per aumentare l'autoconsumo e l'autonomia energetica dell'utenza.

Quadri elettrici e dispositivi di protezione

Ogni impianto fotovoltaico necessita di un sistema di protezione elettrica che garantisca sicurezza e affidabilità. Difatti i quadri elettrici ospitano interruttori magnetotermici, differenziali, fusibili e scaricatori di sovratensione. Tali dispositivi proteggono sia i componenti dell'impianto sia gli utilizzatori finali da cortocircuiti, sovracorrenti e fulminazioni.

Monitoraggio e connessione alla rete

Un impianto fotovoltaico moderno non si limita alla sola produzione di energia, ma integra sistemi di monitoraggio che consentono di controllare in tempo reale lo stato dell'impianto, la produzione e l'eventuale presenza di anomalie, permettendo interventi rapidi e manutenzione preventiva. Parallelamente, l'allacciamento alla rete elettrica nazionale consente di immettere l'energia prodotta in eccesso rispetto ai consumi, secondo quanto previsto dal Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), dalle normative CEI 0-21 e CEI 0-16 per gli impianti in bassa e media tensione. In alternativa, l'impianto può essere configurato in modalità stand-alone, funzionando in maniera autonoma grazie al solo supporto dei sistemi di accumulo.

2.2 Pompe di calore

2.2.1 Principio di funzionamento

La pompa di calore è una macchina termodinamica in grado di trasferire energia termica da una sorgente a bassa temperatura verso un ambiente a temperatura più elevata. In sostanza, essa realizza un processo opposto a quello spontaneo: mentre in natura il calore fluisce sempre da un corpo caldo a uno più freddo, la pompa di calore, grazie all'apporto di energia esterna, riesce a invertire questa direzione di trasferimento (Figura:2.7).

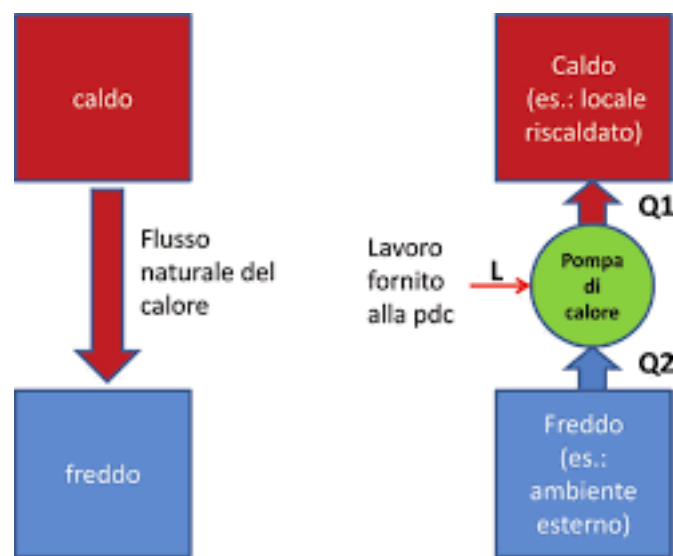


Figura 2.7: Lavoro svolto dalla pompa di calore per trasferire energia termica.

Il principio di funzionamento si basa sul ciclo inverso di Carnot. Nel ciclo diretto, come noto, si produce lavoro sfruttando due sorgenti di calore a temperature diverse. Nel ciclo inverso, invece, l'obiettivo è spostare calore dalla sorgente fredda a quella calda, a fronte di un lavoro esterno fornito generalmente da un compressore azionato elettricamente.

Il fluido refrigerante, inizialmente allo stato gassoso, viene compresso dal compressore: pressione e temperatura aumentano sensibilmente, e il gas caldo viene inviato al condensatore. All'interno di quest'ultimo, il refrigerante cede il proprio calore al fluido di utilizzo (aria o acqua destinata al riscaldamento), condensando e passando allo stato liquido.

Il liquido refrigerante condensato attraversa poi la valvola di laminazione, subendo una brusca riduzione di pressione che provoca un drastico abbassamento della temperatura. Così raffreddato, il fluido entra nell'evaporatore, dove entra in contatto con la sorgente a bassa temperatura (aria esterna, acqua di falda o terreno).

In questa fase il refrigerante assorbe calore dalla sorgente, evaporando nuovamente e tornando allo stato di vapore.

Il ciclo si chiude quando il vapore rientra nel compressore, pronto a ripetere il processo. Nella figura 2.8 viene riportato lo schema, semplificato, del principio di funzionamento della pompa di calore qui sopra spiegato.

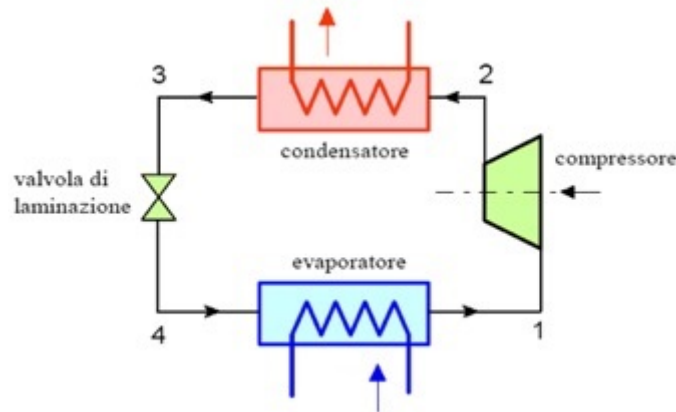


Figura 2.8: Schema semplificato del principio di funzionamento della pompa di calore.

In questo modo è possibile riscaldare un ambiente interno sfruttando energia termica già presente nell'ambiente esterno, con un consumo di energia primaria notevolmente ridotto rispetto ai sistemi tradizionali.

Funzionamento in modalità raffrescamento

Oltre al riscaldamento, molte pompe di calore sono progettate per operare anche in modalità estiva, fornendo così il raffrescamento degli ambienti interni. In questo caso il ciclo termodinamico viene invertito: l'evaporatore e il condensatore scambiano le loro funzioni grazie all'impiego di una valvola a 4 vie (Figura:2.9). Dal punto di vista costruttivo, la valvola è composta da:

- quattro connessioni principali: mandata del compressore, aspirazione del compressore, unità interna e unità esterna;
- un pistone di commutazione (spool) che scorre all'interno del corpo valvola;
- una valvola pilota azionata da un commutatore a solenoide.

Il funzionamento avviene nel seguente modo: il solenoide non agisce direttamente sul pistone principale, ma comanda la piccola valvola pilota. Questa sfrutta la differenza di pressione del refrigerante per spostare il pistone nella posizione desiderata,

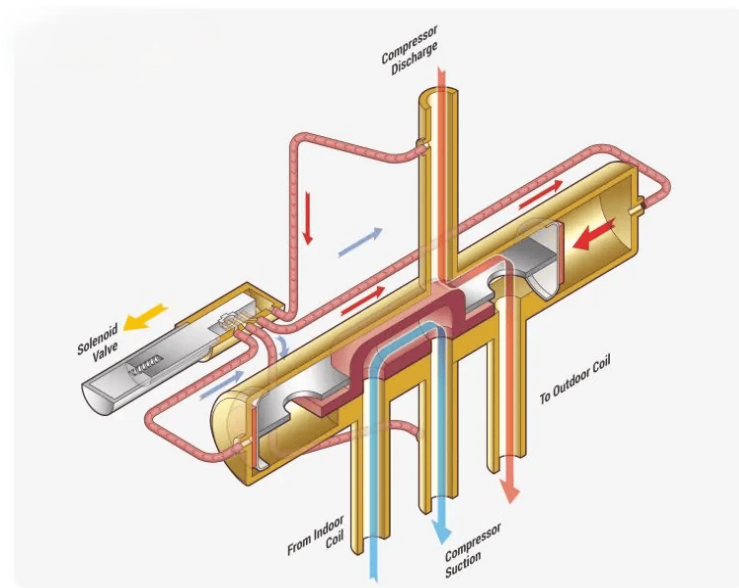


Figura 2.9: Valvola a 4 vie con commutazione a solenoide in modalità raffreddamento

indirizzando così i flussi. In base alla posizione del pistone, la mandata del compressore viene inviata alla unità interna (modalità riscaldamento) oppure a quella esterna (modalità raffreddamento), mentre l'altro scambiatore assume la funzione di evaporatore [7]. In quest'ultimo caso la pompa di calore si comporta come un comune condizionatore, trasferendo calore dall'interno verso l'esterno. L'efficienza del processo è espressa dall'indice di efficienza energetica (EER), analogo al COP ma riferito al funzionamento in raffreddamento.

2.2.2 Tipologie

Le pompe di calore non costituiscono un'unica tecnologia, ma una famiglia di soluzioni che si differenziano in base alla sorgente di calore da cui prelevano energia e al mezzo a cui la cedono. Questa classificazione è fondamentale poiché ogni tipologia presenta caratteristiche, vantaggi e limiti che ne determinano l'idoneità rispetto a dove si applica [8].

Pompe di calore aria-aria

Le pompe di calore aria-aria prelevano calore dall'aria esterna e lo cedono direttamente all'aria interna tramite un'unità terminale. Si tratta della tipologia più diffusa grazie al basso costo d'investimento e alla semplicità di installazione. Tuttavia, la loro efficienza dipende fortemente dalla temperatura esterna: in presenza di climi rigidi le prestazioni tendono a ridursi sensibilmente e possono essere necessari sistemi di supporto. Questa categoria comprende due principali configurazioni:

- **Split:** prevede uno scambiatore posto all'esterno e uno all'interno, collegati tramite tubazioni contenenti il fluido refrigerante.
- **Rooftop:** tutti i circuiti sono integrati in un'unica macchina esterna, l'aria è convogliata all'interno del edificio tramite canalizzazioni.

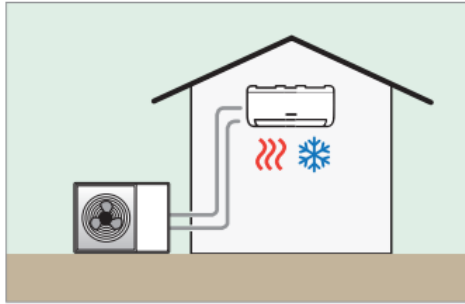


Figura 2.10: Pompa di calore aria-aria di tipo split

In generale, gli impianti aria-aria destinati ai piccoli ambienti residenziali sono di tipo split, poiché il circuito frigorifero presenta bassi costi e ingombri ridotti. I sistemi rooftop, invece, trovano maggiore applicazione in contesti produttivi e terziari, dove è possibile realizzare le canalizzazioni necessarie alla distribuzione dell'aria.

Pompe di calore aria-acqua

Le pompe di calore aria-acqua utilizzano sempre l'aria esterna come sorgente, ma trasferiscono il calore all'acqua di un circuito idronico, che a sua volta alimenta radiatori, pavimenti radiante o sistemi di ventilconvettori. Questa tipologia è particolarmente indicata per applicazioni in ambito residenziale e terziario, in quanto consente di integrare anche la produzione di acqua calda sanitaria.

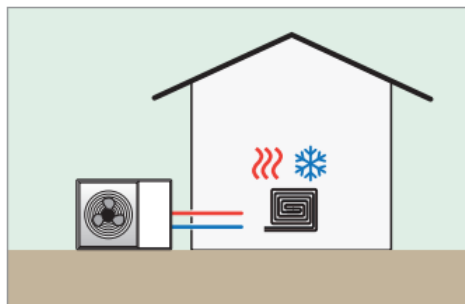


Figura 2.11: Pompa di calore aria-acqua

Pompe di calore geotermiche

Le pompe di calore geotermiche sfruttano il terreno come sorgente termica. Gli scambiatori sono costituiti da tubazioni in materiale plastico annegate nel terreno chiamate “sonde geotermiche”, esse possono estendersi in profondità (sonde verticali) oppure sfruttare la superficie (sonde orizzontali). Il vantaggio principale è dato dalla stabilità della temperatura del suolo durante tutto l’anno, che garantisce valori di COP elevati e costanti sia in riscaldamento che in raffreddamento. Nonostante gli elevati rendimenti, le pompe geotermiche richiedono investimenti iniziali più onerosi e spazi adeguati per l’installazione delle sonde.

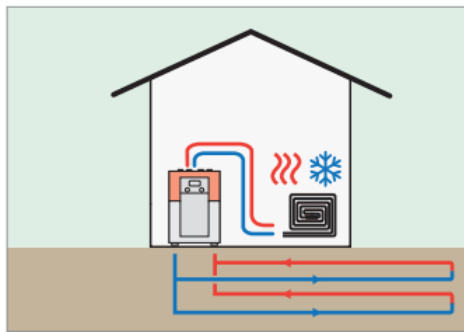


Figura 2.12: Pompa di calore geotermica

Pompe di calore acqua-acqua

Le pompe di calore acqua-acqua utilizzano come sorgente termica acque sotterranee, laghi o fiumi. Offrono prestazioni molto elevate grazie alla temperatura più stabile della sorgente idrica, ma richiedono la disponibilità di risorse idriche e il rispetto di normative ambientali stringenti per il prelievo e la reimmissione delle acque. Questa tipologia è spesso adottata in applicazioni industriali o grandi impianti, dove è possibile sfruttare la presenza di bacini idrici o falde acquifere.

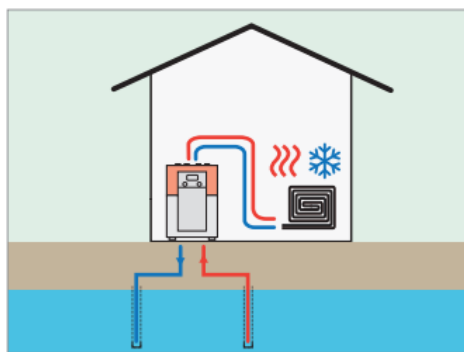


Figura 2.13: Pompa di calore acqua-acqua

2.2.3 Prestazioni

Le prestazioni di una pompa di calore vengono generalmente valutate in termini di rendimento ed efficienza. Il rendimento termico di un dispositivo può essere definito come il rapporto tra l'energia utile in uscita e l'energia fornita al dispositivo stesso:

$$\eta = \frac{E_{\text{out}}}{E_{\text{in}}} \quad (2.4)$$

In altre parole, rappresenta la capacità di convertire l'energia entrante in una determinata forma in energia utile in uscita sotto altra forma. L'efficienza termica, nel caso delle pompe di calore, viene invece intesa come rapporto tra l'energia termica prodotta e l'energia primaria fornita al sistema:

$$\eta_{\text{termica}} = \frac{Q_{\text{out}}}{W_{\text{in}}} \quad (2.5)$$

A differenza di un comune generatore, la pompa di calore non si limita a trasformare l'energia fornita dall'alimentazione, ma è in grado di assorbire ulteriore energia termica dall'ambiente esterno (sorgente fredda) e trasferirla all'ambiente interno. Per questa ragione, l'efficienza può assumere valori superiori all'unità: ciò non significa che la macchina “crei” energia, ma che somma al lavoro elettrico fornito l'energia gratuita prelevata dall'ambiente circostante².

Coefficiente COP

Nel funzionamento in riscaldamento, l'efficienza di una pompa di calore è espressa dal coefficiente di prestazione (COP), definito nella formula 2.6 come il rapporto tra il calore ceduto al fluido caldo e l'energia elettrica richiesta sia dal compressore sia dai mezzi ausiliari integrati (apparecchiature di regolazione e controllo, circolatori, ventilatori):

$$COP = \frac{Q_{\text{caldo}}}{W_{\text{compressore}} + W_{\text{ausiliari}}} \quad (2.6)$$

Un valore elevato di COP indica una maggiore efficienza del sistema.

Coefficiente EER

In modalità estiva, quando la pompa di calore viene impiegata come condizionatore, si utilizza l'EER per descriverne le prestazioni. In questo caso, l'obiettivo è raffreddare un ambiente, quindi l'indice viene definito come, vedi formula 2.7, rapporto tra

²Questi coefficienti sono mediamente prossimi al valore 4. Questo significa che per 1 kWh di energia elettrica consumato, la pompa di calore cede 4 kWh di energia termica all'ambiente da riscaldare; gli altri 3 kWh sono prelevati gratuitamente dall'ambiente esterno, sotto forma di energia rinnovabile.

il calore sottratto all'ambiente interno e l'energia elettrica assorbita:

$$EER = \frac{Q_{\text{freddo}}}{W_{\text{compressore}} + W_{\text{ausiliari}}} \quad (2.7)$$

Il valore di EER esprime quindi l'efficienza del ciclo frigorifero in modalità di raffreddamento; anch'esso, se elevato, indica una maggiore efficienza.

Il COP/EER non è un valore costante e, soprattutto nelle pompe di calore aria-acqua, può variare considerevolmente in base a:

- temperatura dell'aria esterna;
- temperatura di produzione dell'acqua calda o fredda;
- fattore di carico della macchina;
- cicli di sbrinamento.

Le schede tecniche riportano, infatti, più valori di COP (o EER) in funzione delle diverse temperature sia dell'aria esterna sia dell'acqua di mandata.

Ha un ruolo molto importante anche il numero di attivazioni e disattivazioni del compressore. Nelle fasi di attivazione, infatti, la pompa di calore si comporta come un motore che deve scaldarsi. Pertanto, in tali fasi, i suoi COP (o EER) sono assai inferiori a quelli di riferimento, ottenuti con prove di laboratorio svolte a regime e in condizione ideali.

2.2.4 Dimensionamento

Calcolare correttamente il dimensionamento della pompa di calore è un passaggio fondamentale per scegliere in modo accurato la macchina da installare. Con il termine dimensionamento si indica la potenza della pompa di calore, espressa in kW, che può variare sensibilmente da edificio a edificio [9].

Una pompa di calore adeguata per un'abitazione potrebbe infatti risultare sottodimensionata in un altro contesto, non garantendo un riscaldamento sufficiente, oppure sovradimensionata, con conseguente spreco di energia e aumento dei consumi in bolletta.

Per procedere al calcolo del dimensionamento è necessario disporre di alcuni dati fondamentali:

- fabbisogno termico dell'edificio;

- temperatura esterna minima di progetto;
- zona climatica di appartenenza;
- gradi-giorno;
- numero massimo di ore di riscaldamento giornaliero consentite.

Fabbisogno termico dell'edificio

Il calcolo del fabbisogno termico richiede, in particolare, l'individuazione di due parametri principali:

1. q_{annuo} = fabbisogno annuo di energia termica specifica³, in kWh/(m²·anno);
2. A_{utile} = superficie utile riscaldata, in m².

A questo punto per calcolare il fabbisogno termico dell'edificio basta applicare la formula 2.8:

$$Q_{\text{annuo}}(\text{kWh/anno}) = A_{\text{utile}} \cdot q_{\text{annuo}} \quad (2.8)$$

Temperatura esterna minima di progetto

Il successivo parametro da individuare 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 si riporta la lista delle temperature esterne minime di progetto secondo la norma UNI 5364 del 1976 e dalla più recente UNI EN 12831 del 2006.

³Nel caso di edifici con Attestato di Prestazione Energetica (APE), il fabbisogno annuo di energia termica è riportato alla voce EPH,nd; se invece si dispone del più vecchio Attestato di Certificazione Energetica (ACE), il valore si trova alla voce Climatizzazione invernale ETH, mentre la superficie è indicata come superficie utile.

Tabella 2.1: Temperature esterne minime di progetto per diverse località italiane (UNI 5364).

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

Zona climatica di appartenenza

L'Italia è suddivisa in sei zone climatiche, identificate dalle lettere dalla **A** alla **F**, sulla base dei valori di Gradi-Giorno. Le zone climatiche sono state introdotte dal D.P.R. 412/1993 [10] e servono a classificare i comuni italiani secondo la rigidità del loro clima invernale. La zona **A** comprende i Comuni più caldi (ad esempio le isole), mentre la zona **F** raccoglie i Comuni più freddi (tipicamente quelli montani e alpini).

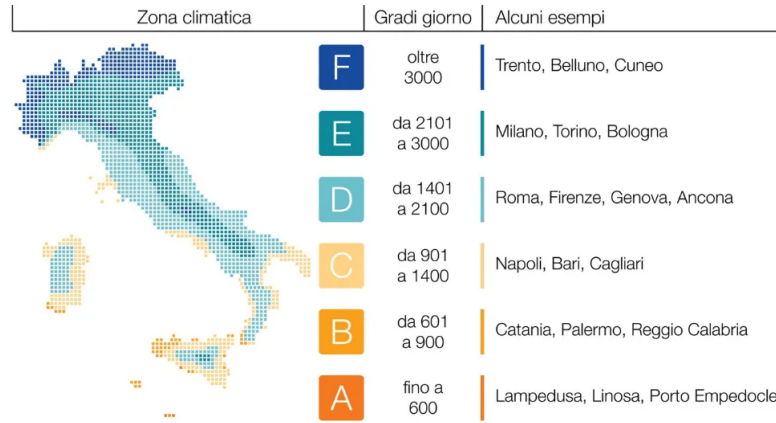


Figura 2.14: Mappa delle zone climatiche italiane

Questa classificazione ha un ruolo pratico importante, poiché a ciascuna zona corrispondono limiti specifici per il periodo e la durata giornaliera di accensione degli impianti di riscaldamento.

Gradi-Giorno

I Gradi-Giorno (GG) rappresentano un indice sintetico della severità climatica invernale di una località. Essi sono definiti nella formula 2.9 come la somma, estesa a tutti i giorni dell'anno, della differenza (positiva) tra la temperatura interna convenzionale di riferimento (20 °C) e la temperatura media esterna giornaliera:

$$GG = \sum_{i=1}^N (20 - T_{m,i}) \quad (2.9)$$

dove $T_{m,i}$ è la temperatura media esterna del giorno i ed N il numero di giorni in cui $T_{m,i} < 20^\circ\text{C}$. Maggiore è il valore di Gradi-Giorno, più il clima della località è rigido, indicando un numero elevato di giorni in cui la temperatura esterna si mantiene al di sotto della soglia convenzionale dei 20 °C.

La tabella aggiornata dei Gradi-Giorno per ciascun Comune italiano è riportata nell'Allegato A del D.P.R. 412/1993. Lo stesso allegato specifica anche la corrispondente zona climatica di appartenenza .

Ore di riscaldamento giornaliere consentite

Per contenere i consumi energetici e ridurre l'inquinamento atmosferico, il D.P.R. 412/1993 stabilisce un limite massimo al numero di ore giornaliere di funzionamento degli impianti di riscaldamento, a seconda della zona climatica di appartenenza del comune. In ciascuna zona climatica sono quindi definiti sia il periodo di accensione (ovvero le date di inizio e fine entro cui l'impianto può essere attivato), sia la durata massima giornaliera consentita. Nella Tabella 2.2 sono riportati i valori stabiliti dalla normativa vigente.

Tabella 2.2: Periodo di accensione e orario consentito in funzione della 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

Questi vincoli non hanno solo un valore normativo, ma assumono anche una forte rilevanza progettuale: una pompa di calore deve essere dimensionata in modo tale da garantire il mantenimento delle condizioni di comfort termico entro il tempo massimo giornaliero consentito.

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

$$P_{\text{nom}} = \frac{Q_{\text{annuo}} \cdot (20 - T_{\text{min}})}{GG \cdot h_{\text{riscald}}} \quad (2.10)$$

dove:

- P_{nom} : potenza nominale della pompa di calore [kW];
- Q_{annuo} : fabbisogno termico annuo dell'edificio [kWh/annuo];

- $T_{\min}$: temperatura esterna minima di progetto [$^{\circ}\text{C}$];
- GG : gradi-giorno della località;
- h_{riscald} : ore di riscaldamento giornaliero consentite.

La formula 2.10 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 qualificato durante un sopralluogo, in grado di valutare le diverse condizioni che influenzano il funzionamento dell'impianto, tra cui:

- quale sarà l'utilizzo della pompa di calore (solo riscaldamento oppure anche raffrescamento e produzione di acqua calda sanitaria);
- il livello di isolamento termico dell'edificio;
- la tipologia di terminali presenti nell'impianto (termosifoni, pannelli radianti, ventilconvettori), che richiedono differenti temperature di mandata.

Sulla base di questi fattori, la potenza della pompa di calore può necessitare di un ridimensionamento, in difetto o in eccesso, rispetto al calcolo teorico iniziale.

Capitolo 3

Modellazione del caso studio

In questo capitolo viene illustrato il processo di modellazione sviluppato per analizzare l'integrazione di un impianto fotovoltaico e di una pompa di calore in un contesto aziendale ipotetico. Non avendo disponibili dati reali di consumo dell'impresa, i profili di carico sono stati costruiti sulla base di valori tipici reperiti in letteratura per piccole e medie imprese del settore meccanico e modulati in funzione dell'orario lavorativo, delle stagioni e dei fine settimana.

3.1 Ipotesi sul profilo di consumo elettrico

Nel presente lavoro è stata sviluppata un'analisi energetica riferita ad una piccola impresa meccanica ipotetica. Si considera un capannone con una superficie pari a 400 m^2 , all'interno del quale sono collocati macchinari che richiedono una potenza elettrica variabile nel corso dell'anno. Nei mesi invernali il carico massimo ipotizzato è pari a 15 kWp , mentre nei mesi estivi esso raggiunge i 20 kWp , a rappresentare l'aumento delle attività e dei fabbisogni energetici durante il periodo caldo.

Oltre ai macchinari, il capannone è dotato di un sistema di climatizzazione a pompa di calore aria-acqua. Per questa è stato assunto un fabbisogno termico specifico pari a 15 Wh/m^3 . Conoscendo la superficie S e l'altezza interna h pari a 6 m^2 del capannone, si determina innanzitutto il volume dell'ambiente climatizzato:

$$V = S \cdot h \quad (3.1)$$

A partire da questo volume è possibile calcolare la potenza termica massima richiesta dal sistema di climatizzazione:

$$P_{\text{termica, picco}} = q_{\text{spec}} \cdot V \quad (3.2)$$

dove $q_{\text{spec}} = 15 \text{ Wh/m}^3$ rappresenta il fabbisogno termico specifico e V è il volume calcolato con la Relazione 3.1.

Questa grandezza corrisponde alla potenza termica di picco necessaria quando il fabbisogno di riscaldamento o raffrescamento è massimo. Conoscendo il COP della pompa di calore, è possibile stimare la potenza elettrica massima assorbita dal sistema mediante la relazione:

$$P_{\text{elettrica, picco}} = \frac{P_{\text{termica, picco}}}{COP} \quad (3.3)$$

Per rappresentare più accuratamente l'andamento reale delle prestazioni, sono stati adottati valori stagionali del COP: in inverno è stato assunto pari a 3, mentre in autunno e primavera è stato considerato pari a 3,5.

Per il funzionamento estivo in modalità di raffrescamento, l'efficienza viene invece espressa tramite EER pari a 2,8, in linea con i valori tipici riportati in letteratura. Grazie a questi parametri è possibile stimare in modo realistico nelle diverse condizioni operative.

Le equazioni (3.2) e (3.3) consentono di derivare rispettivamente il fabbisogno termico di picco e il corrispondente consumo elettrico aggiuntivo della pompa di calore, integrando così il profilo di carico complessivo dell'azienda.

Affinchè la simulazione risulti realistica rispetto l'andamento dei consumi dell'azienda durante l'arco della giornata, sono state definite quattro fasce orarie, ciascuna associata a un coefficiente percentuale che modula la potenza di picco ipotizzata. La Tabella 3.1 riassume le fasce orarie considerate e i rispettivi fattori di carico. Questi coefficienti permettono di calcolare il carico orario reale correlando la potenza di picco al valore percentuale della fascia. Per i fine settimana è stato introdotto un ulteriore coefficiente di riduzione pari al 20% per rappresentare la diminuzione di attività nei giorni non lavorativi.

Tabella 3.1: Fasce orarie e relativi fattori di carico.

Fascia	Intervallo orario	Fattore di carico
F0-6	00:00-06:00	30%
F6-12	06:00-12:00	70%
F12-18	12:00-18:00	100%
F18-24	18:00-24:00	30%
Weekend	—	20%

L'andamento mensile del carico elettrico ipotizzato per l'azienda è riportato in Figura 3.1. Si osserva un fabbisogno energetico variabile nel corso dell'anno, con valori più elevati durante i mesi estivi e primaverili e una riduzione nei mesi autunnali e invernali. Questo comportamento riflette in modo generale l'andamento

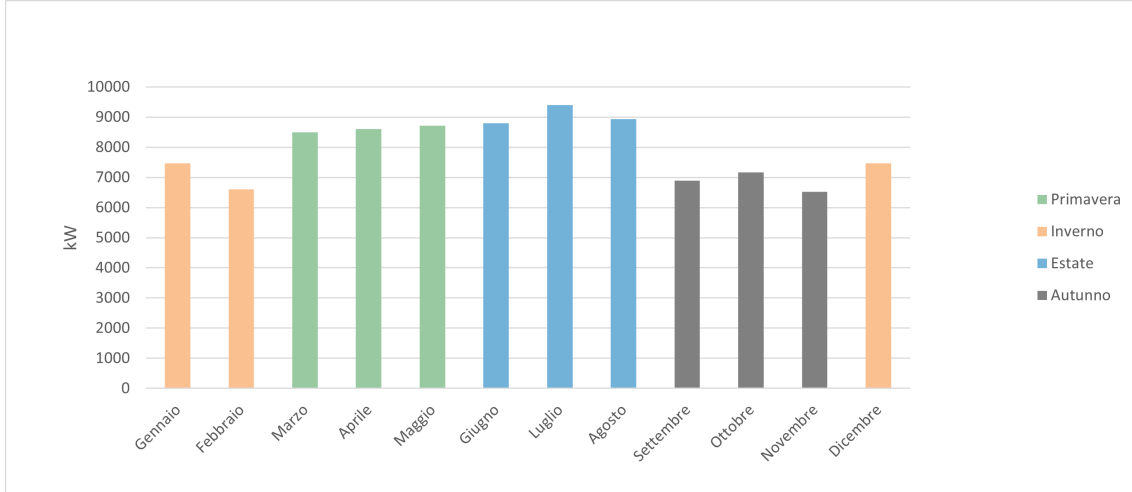


Figura 3.1: Andamento mensile del carico elettrico.

tipico dei consumi nelle piccole e medie imprese, in cui i carichi possono aumentare nei periodi di maggiore attività produttiva o di maggior utilizzo degli impianti di climatizzazione, e ridursi nei mesi di minor operatività.

3.2 Progettazione dell'impianto

In primo luogo si procederà alla progettazione tenendo conto dei vincoli imposti dallo spazio disponibile. Come primo vincolo, quindi, la superficie effettivamente disponibile per l'installazione dei moduli sul tetto del capannone aziendale costituirà l'elemento chiave. Il capannone ha una superficie totale di 400m^2 , ma solo una frazione pari all'80% risulta effettivamente utilizzabile. Questa riduzione tiene conto della presenza di ostacoli quali camini, lucernari e superfici non idonee al fissaggio dei moduli. L'area realmente disponibile risulta quindi pari a:

$$A_{\text{eff}} = A_{\text{tot}} \cdot f_{\text{utilizzabile}} \quad (3.4)$$

dove:

- A_{tot} è l'area totale del tetto [m^2];
- $f_{\text{utilizzabile}}$ è la frazione di superficie effettivamente utilizzabile.

Sostituendo i valori numerici:

$$A_{\text{eff}} = 400 \cdot 0,80 = 320 [\text{m}^2]$$

Nota la superficie del singolo modulo A_{mod} , il numero massimo teorico di moduli installabili N_{mod} si calcola come:

$$N_{\text{mod}} = \frac{A_{\text{eff}}}{A_{\text{mod}}} \quad (3.5)$$

Nel nostro caso, installando moduli fotovoltaici di tipo LONGI SOLAR HI-MO 4M LR4-72HPH-450M, da scheda tecnica (Figura:3.2) è stato possibile ricavare l'area del singolo modulo ($A_{\text{mod}} = 2,17 \text{ m}^2$).

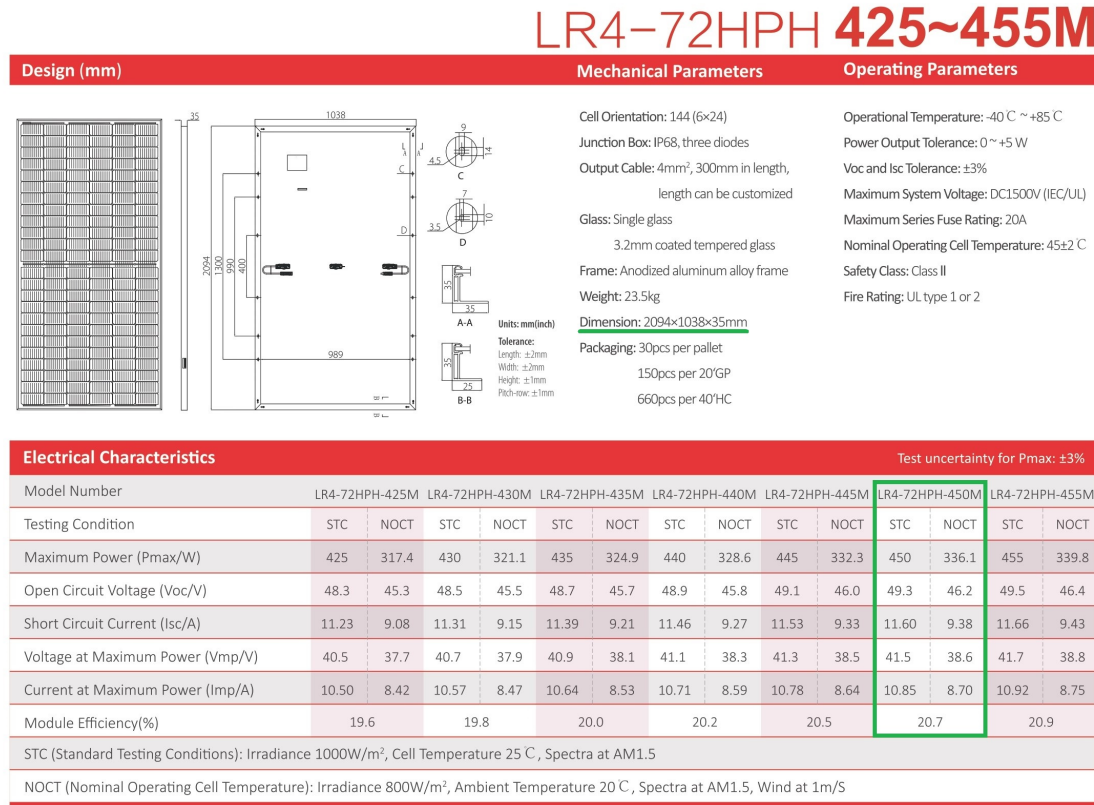


Figura 3.2: Scheda tecnica moduli LONGI SOLAR HI-MO 4M LR4-72HPH-450M.

Pertanto, sulla base delle dimensioni e del modello di PV selezionato, il numero massimo installabile sul tetto del capannone è pari a 148 unità.

$$N_{\text{mod}} = \frac{320}{2,17} \approx 148 \text{ moduli} \quad (3.6)$$

Una volta determinato il numero di moduli fotovoltaici installabili, è stato possibile calcolare la potenza di picco dell'impianto:

$$P_{\text{picco}} = \frac{N_{\text{mod}} \cdot P_{\text{STC}}}{1000} \text{ [kWp]} \quad (3.7)$$

La potenza di picco rappresenta un parametro fondamentale, in quanto costituisce la base per la corretta scelta degli inverter e, di conseguenza, del sistema di accumulo, nonché per la configurazione elettrica del campo fotovoltaico, ossia la sua suddivisione in stringhe.

Nel nostro caso, utilizzando tutto lo spazio disponibile del tetto, si ottiene una P_{picco} , pari a 66,6 kWp.

I 148 moduli sono stati suddivisi in sette stringhe, ciascuna collegata a un inverter FRONIUS SYMO GEN24 PLUS con potenza nominale pari a 10,3 kW [11]. Il numero di inverter necessari N_{inv} può essere stimato a partire dalla potenza di picco dell'impianto e dalla potenza nominale del singolo inverter secondo la relazione:

$$N_{\text{inv}} = \frac{P_{\text{picco}}}{P_{\text{inv}}} \quad (3.8)$$

dove P_{inv} la potenza nominale di un singolo inverter [kW].

Arrotondando al numero intero superiore si ottengono quindi **7 inverter**, ciascuno dei quali gestisce una stringa di moduli, assicurando un funzionamento ottimale dell'impianto anche in condizioni di carico parziale e ridondanza in caso di guasto di una delle unità.

Il sistema di accumulo adottato nello studio è anch'esso di marca FRONIUS, data la piena compatibilità con l'inverter selezionato. La capacità ottimale è stata dimensionata mediante un modello semplificato su base oraria, che prende come riferimento una giornata senza nuvole, tipica del mese di marzo, come in questo caso. In ciascuna ora i si verifica se la produzione fotovoltaica $E_{\text{PV},i}$ supera il consumo C_i : in questo caso la differenza rappresenta l'energia che va in carica nella batteria. Viceversa, quando il consumo è superiore alla produzione, la mancanza viene coperto scaricando energia dall'accumulo. Sommando questi valori su tutte le ore del giorno si ottengono le quantità totali di energia caricate e scaricate nella giornata rappresentativa.

La capacità minima della batteria viene quindi assunta pari al minore tra la somma dell'energia caricata e quella dell'energia scaricata nel giorno considerato:

$$C_{\text{batt,min}} = \min \left\{ \sum_{i=0}^{23} E_{\text{carica},i}, \sum_{i=0}^{23} E_{\text{scarica},i} \right\} \quad (3.9)$$

Nel nostro caso, il valore di $C_{\text{batt,min}}$ risulta pari a 8.52 kWh pertanto è stata scelta la batteria FRONIUS RESERVA 9.5, con capacità nominale pari a 9,47 kWh, come da scheda tecnica riportata in Figura 3.3. Il sovradimensionamento dell'accumulo consente, inoltre, di compensare nel tempo il progressivo decadimento delle celle.

Il valore massimo conferibile alla singola batteria coincide con la capacità nominale della batteria (9,47 kWh), mentre il valore minimo è pari a circa 0,95 kWh. Quest'ultimo corrisponde a una riserva tecnica di sicurezza (il 10% della capacità), che limita la profondità di scarica (DoD) e contribuisce a preservare la vita utile del sistema. La valutazione del numero ottimale di batterie da installare sarà trattata nel Paragrafo 3.4, in cui il dimensionamento dell'accumulo verrà correlato al costo

complessivo dell'impianto e al relativo Levelized Cost of Energy (LCOE), così da definire la configurazione più conveniente dal punto di vista tecnico-economico.

			Reserva 6.3	Reserva 9.5	Reserva 12.6	Reserva 15.8
Electrical parameters	Usable capacity	kWh	6.31	9.47	12.63	15.79
	Number of battery modules		2	3	4	5
	Rated voltage	V	204.8	307.2	409.6	512
	Voltage range	V	185.6 ~ 227.2	278.4 ~ 340.8	371.2 ~ 454.4	464 ~ 568
	Maximum output current ¹	A	32			

General data	Battery cell chemistry		Lithium iron phosphate (LFP)			
	Parallel operation		Up to 4 batteries			
	Dimensions (height x width x depth)	mm	860 x 780 x 176	1,100 x 780 x 176	1,360 x 780 x 176	1,610 x 780 x 176
	Total weight	kg	86.5	120	153.5	187
	Compatible inverters		Fronius hybrid inverter ²			
	Protection class		IP65			
	Max. altitude above sea level	m	2,000			
	Ambient temperature range ³	°C	-20 to +55			
	Permissible humidity	%	5 to 95			
	Installation		Indoor and protected outdoor areas			
	DC connection technology		4x Amphenol			
	Certificates and compliance with standards		IEC62619:2022; CE; VDE 2510-50; IEC62477-1; UN38.3			
	Interfaces		RS485			
	Warranty		10 years			

The charging and discharging current is limited by the inverter.
 Except Fronius Symo Hybrid.
 Depending on the temperature, the charging/discharging capacity can be limited.

Figura 3.3: Scheda tecnica batteria FRONIUS RESERVA 9.5.

3.3 Simulazione della producibilità dell'impianto fotovoltaico

La producibilità di un impianto fotovoltaico esprime la quantità di energia elettrica che può generare l'impianto fotovoltaico in un determinato periodo di tempo, espresso in kWh. Nel presente lavoro i dati di ingresso provengono da PVGIS, utilizzando il database satellitare SARA-H-3. Per il luogo in esame sono stati estratti i valori orari di irradiazione G_i [W/m²] per un intero anno solare, con geometria fissata a azimut $\gamma = 0^\circ$ e tilt ¹ $\beta = 35^\circ$. Si veda anche la discussione sugli angoli nel Capitolo 2.1.1.

¹Nel PVGIS il valore di tilt è riportato come slope; indicano lo stesso angolo, ossia l'inclinazione.

A partire dall'irradiazione oraria, la produzione elettrica oraria dell'impianto fotovoltaico si stima con il modello energetico qui sotto rappresentato:

$$E_{\text{imp},i} = \frac{G_i \cdot A_{\text{mod}} \cdot N_{\text{mod}} \cdot \eta_{\text{PV}} \cdot \eta_{\text{BOS}}}{1000} \text{ [kWh]} \quad (3.10)$$

Dove:

- A_{mod} : area di un singolo modulo fotovoltaico [m^2].
- N_{mod} : numero totale di moduli installati.
- η_{PV} : rendimento dei moduli fotovoltaici.
- η_{BOS} : rendimento complessivo del sistema (inverter, cablaggi, mismatch, ecc.).
- $1/1000$: conversione da Wh a kWh.

Nello specifico il rendimento dei moduli fotovoltaici η_{PV} è stato ricavato dalla scheda tecnica del pannello (Figura:3.2) con un valore pari al 20,7% mentre per il rendimento complessivo del sistema η_{BOS} è stato stimato un valore pari a 83%. Tale ipotesi è in linea con la letteratura tecnica per impianti di piccola/media taglia.

I risultati sono presentati sia in forma mensile, per evidenziare l'andamento stagionale della produzione, sia in forma di profilo giornaliero medio, utile a confrontare i picchi di generazione con i profili di consumo aziendali.

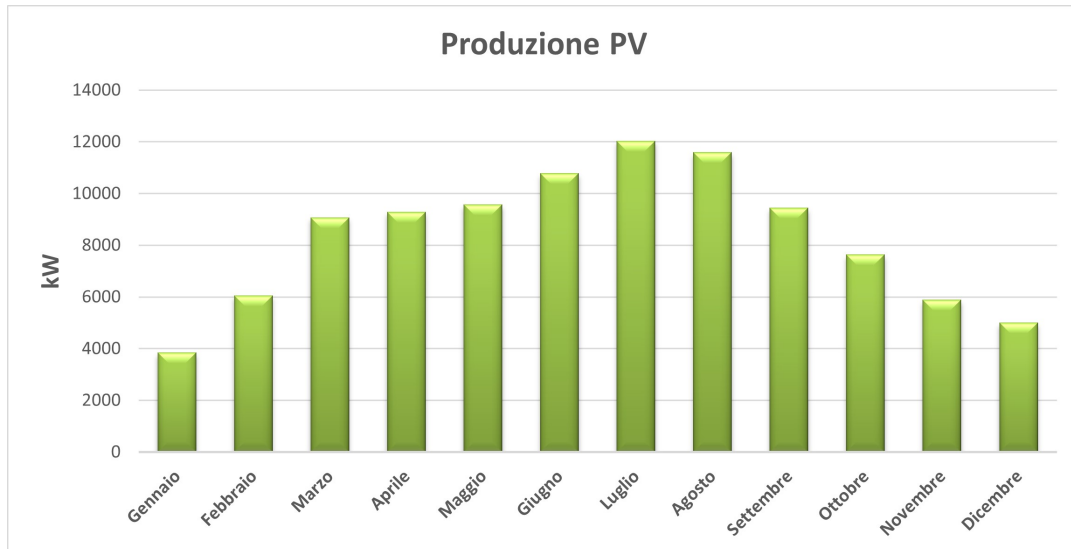


Figura 3.4: Produzione elettrica media mensile.

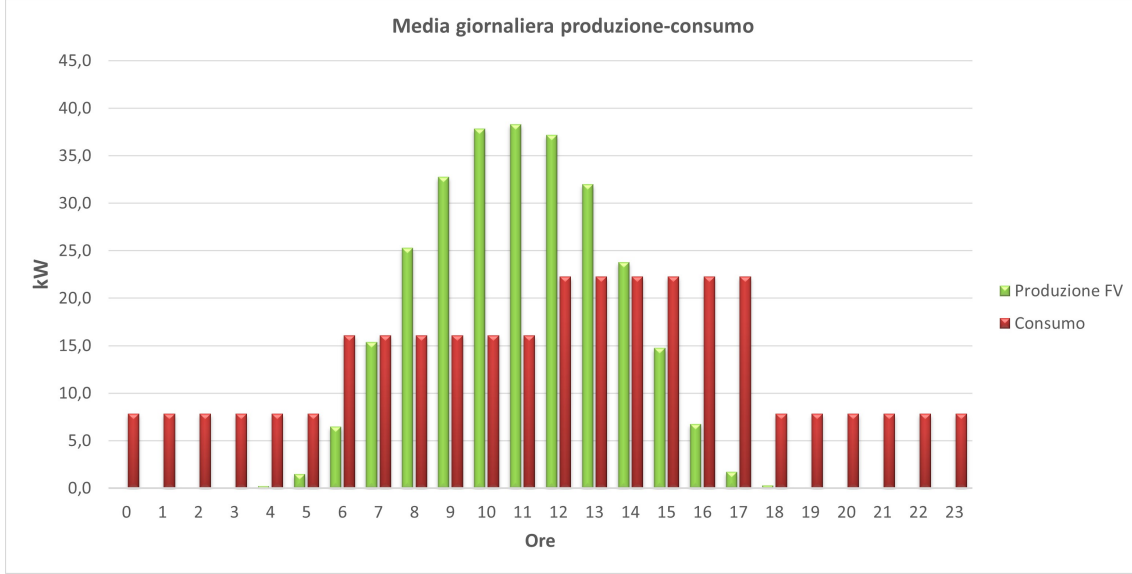


Figura 3.5: Profilo orario della produzione media giornaliera.

Come è prevedibile, nella Figura 3.4 la producibilità mostra una marcata stagionalità: dai minimi invernali (gennaio ≈ 4 MWh) ai massimi estivi (luglio ≈ 12 MWh). Si evince che l'energia annua è fortemente trainata dal semestre aprile-settembre.

Il profilo orario in Figura 3.5 evidenzia un buon allineamento mattutino-pomeridiano tra produzione fotovoltaica e domanda: tra le 8:00 e le 13:00 la potenza fotovoltaica raggiunge 30-38 kW, intercettando molto più del carico. Nelle prime ore del mattino, e dal primo pomeriggio in poi, la produzione cala rapidamente, lasciando deficit coperti da rete o dall'accumulo. In fascia serale e notturna permane un carico minimo continuo di 8,1 kW non servibile dal PV.

3.4 Analisi dati

Una volta definiti tutti i parametri di interesse (profilo di carico dell'azienda, configurazione del sistema di accumulo e del numero massimo di pannelli PV), la configurazione ottimale dell'impianto fotovoltaico, è stata condotta minimizzando LCOE, inteso qui come costo medio livellato per kWh finale consumato dall'azienda.

In termini annuali, LCOE può essere scritto come:

$$\text{LCOE} = \frac{\text{CAPEX} \cdot s + C_{\text{O\&M}} + C_{\text{acq}}}{E_{\text{ann}}} \text{ [€/kWh]} \quad (3.11)$$

dove:

- CAPEX: comprende i costi iniziali di impianto: moduli PV, inverter, BOS, batterie, installazione e progettazione [€];

- s : è il coefficiente di ammortamento;
- $C_{O\&M}$: rappresenta i costi annui di operazione e manutenzione dell'impianto [€/anno];
- C_{acq} : è il costo annuo dell'energia elettrica acquistata dalla rete [€/anno];
- E_{ann} : è l'energia annua totale consumata dell'azienda [kWh/anno].

L'annualizzazione del CAPEX avviene tramite il coefficiente di ammortamento (s), definito come:

$$s = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \quad (3.12)$$

Con tasso d'interesse $i = 4\%$ e vita utile $n = 25$ anni si ottiene:

$$s \approx 0,0640 \quad \text{cioè } 6,40\% \text{ annuo}$$

Pertanto, il termine $CAPEX \cdot s$ rappresenta la rata annua equivalente che “spalma” il costo iniziale sull'intera vita dell'impianto.

I risultati dell'analisi annuale mostrano che, utilizzando 17 batterie con una capacità complessiva di 161 kWh e installando il massimo numero di moduli compatibile con la superficie disponibile, pari a 148 moduli fotovoltaici con una potenza di picco di 66,6 kWp, il valore del LCOE risulta minimizzato a **0,10717 €/kWh**.

Dall'analisi del grafico tridimensionale riportato in Figura 3.6, e in particolare dalle sezioni della superficie, si osserva che, a parità di moduli, l'incremento del numero di batterie riduce inizialmente il LCOE (spostando energia dalle ore solari a quelle serali), mentre oltre le 17 unità l'indicatore tende a peggiorare: la capacità aggiuntiva intercetta surplus soprattutto estivi con benefici marginali nei mesi invernali, a fronte di un investimento più elevato. Viceversa, a parità di batterie, l'aumento dei moduli fa scendere in modo monotono il LCOE fino al vincolo geometrico del tetto.

Nella Figura 3.6, l'asse x riporta in scala logaritmica il numero di moduli fotovoltaici installati, l'asse y il numero di batterie, mentre l'asse z rappresenta il valore di LCOE calcolato per ciascuna combinazione di parametri.

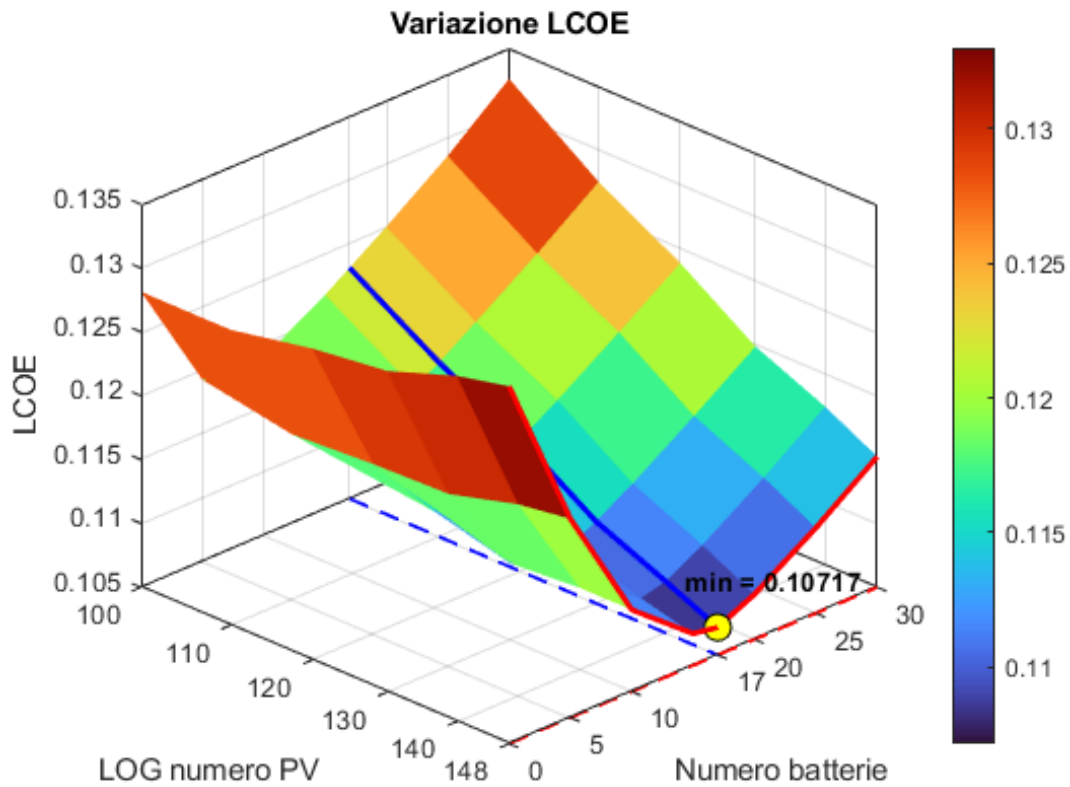


Figura 3.6: Variazione del LCOE al variare del numero di moduli e del numero di batterie

A valle di questo risultato, la Tabella 3.2 e il Grafico 3.7 fotografano bene il contesto energetico annuale: il carico totale dell'azienda E_{ann} è pari a 118361 kWh/anno, mentre la produzione dei pannelli PV è 100156 kWh/anno. La quota data dai PV è quindi pari al 84,6% del fabbisogno annuo (rapporto lordo produzione/carico), con una distribuzione fortemente stagionale: nei mesi invernali (es. gennaio 3837 kWh contro 9607 kWh di carico) il contributo relativo è modesto, mentre in estate (es. luglio 12586 kWh contro 11691 kWh) la copertura è leggermente maggiore del consumo aziendale.

Tabella 3.2: Consumi elettrici mensili e produzione fotovoltaica.

Mese	Consumo elettrico macchinari (kWh)	Consumo elettrico PDC (kWh)	Carico totale (kWh)	Produzione PV (kWh)
Gennaio	5337	4270	9607	3837
Febbraio	4716	3773	8489	6051
Marzo	6756	3475	10231	9073
Aprile	6840	3518	10358	9291
Maggio	6936	3567	10503	9566
Giugno	6660	4281	10941	10774
Luglio	7116	4575	11691	12029
Agosto	6756	4343	11099	11586
Settembre	5130	3518	8648	9440
Ottobre	5337	3660	8997	7631
Novembre	4860	3333	8193	5881
Dicembre	5337	4270	9607	4997
Totale	71781	46580	118361	100156

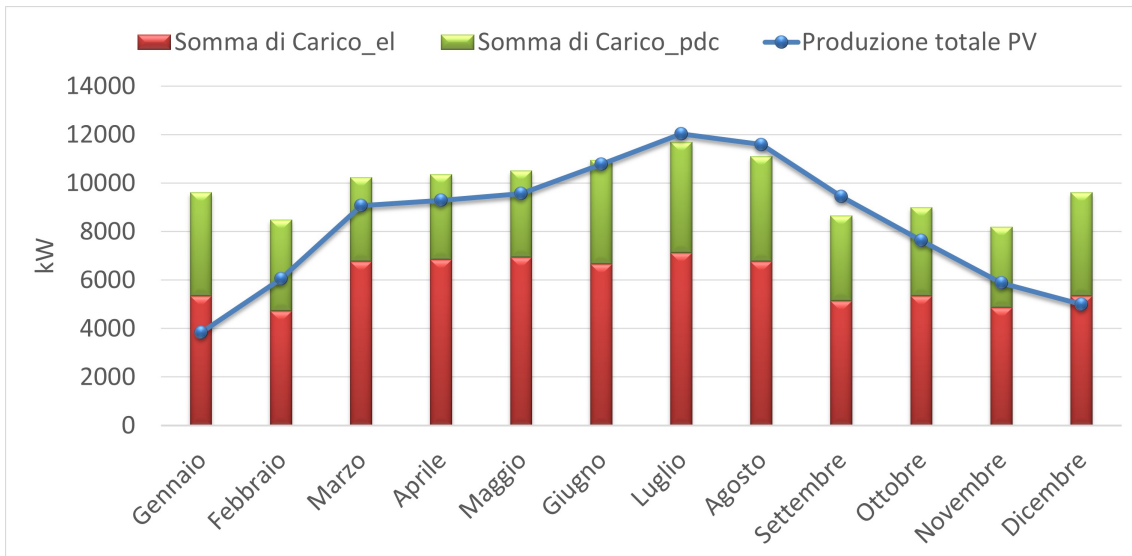


Figura 3.7: Produzione e consumo elettrico totale.

Dal bilancio orario, invece, emerge come il prelievo netto dalla rete E_{buy} risulta pari a 31 497 kWh/anno, mentre le immissioni in rete E_{sell} ammontano a 13 355 kWh/anno. L'energia di autoconsumo $E_{\text{autoconsumo}}$ raggiunge 86 865 kWh/anno: ciò equivale a circa il 73,4% del fabbisogno complessivo dell'utenza, quindi oltre due terzi dei consumi annui viene soddisfatto da energia autoprodotta. Considerando il bilancio dell'impianto, l'86,7% della produzione fotovoltaica è effettivamente utilizzata in loco (autoconsumo), mentre solo il 13,3% resta in eccesso e viene ceduto alla rete. Questo comportamento, reso possibile dalla presenza dell'accumulo, riduce sensibilmente la dipendenza dalla rete e massimizza il valore economico dell'energia prodotta localmente. Assunto un prezzo medio di acquisto dalla rete c_{buy} pari a

0,1605 €/kWh e un corrispettivo per l'energia immessa c_{sell} pari a 0,1004 €/kWh (dato GME), i valori annuali derivati dalla simulazione oraria sono:

Il costo annuo di acquisto:

$$C_{\text{acq}} = E_{\text{buy}} \cdot c_{\text{buy}} = 31\,497 \cdot 0,1605 \approx 5056 \text{ [€/anno]} \quad (3.13)$$

La quota di risparmio da mancato acquisto (autoconsumo) vale:

$$C_{\text{evitati}} = E_{\text{autoconsumo}} \cdot c_{\text{buy}} = 86\,865 \cdot 0,1605 \approx 13994 \text{ [€/anno]} \quad (3.14)$$

mentre i ricavi da vendita sono:

$$R_{\text{vend}} = E_{\text{sell}} \cdot c_{\text{sell}} = 13\,355 \cdot 0,1004 \approx 1341 \text{ [€/anno]} \quad (3.15)$$

Per caratterizzare l'interazione tra fotovoltaico e accumulo è stato analizzato lo stato di carica (SOC) in due mesi rappresentativi, uno invernale (gennaio) e uno estivo (luglio), riportate in Figura 3.8, espresso come energia accumulata [kWh] e non in percentuale.

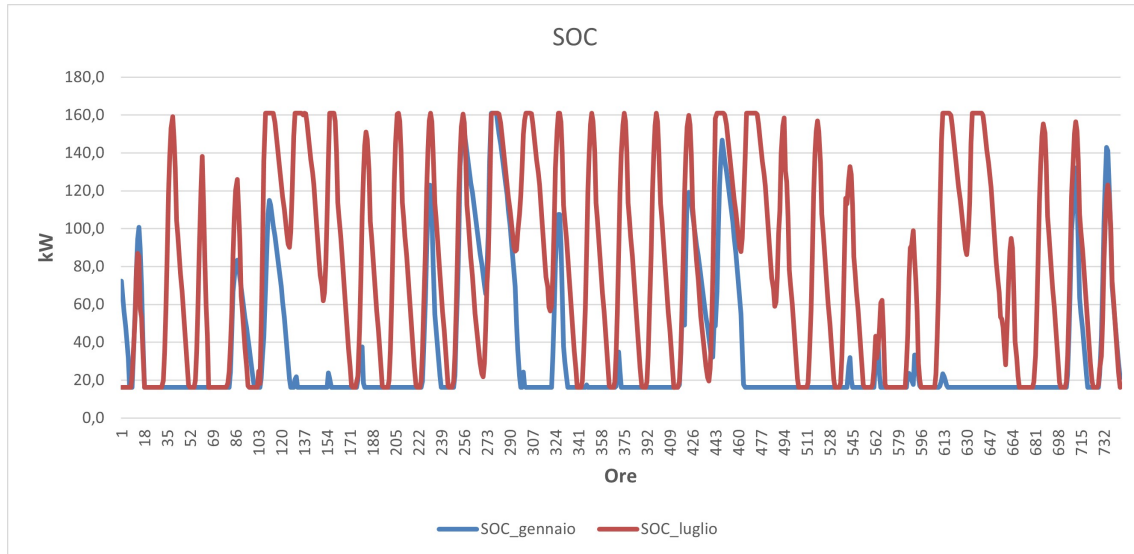


Figura 3.8: Stato di carica (SOC) della batteria: gennaio vs luglio

Nel mese invernale si osservano lunghi tratti al limite inferiore (riserva tecnica pari a 16,20 kW), intervallati da pochi eventi di ricarica che raggiungono la saturazione (161,0 kW) e da rapide scariche nello stesso giorno: segno che la produzione PV di gennaio raramente consente cicli completi durante la giornata. L'accumulo opera soprattutto per coprire le transizioni tra tarda mattina e pomeriggio, mentre la sera/notte la dipendenza dalla rete torna significativa.

In luglio, al contrario, la batteria raggiunge quasi quotidianamente la piena carica già a metà mattina e vi rimane per più ore; le scariche serali riportano il SOC verso la soglia minima durante la notte. La sequenza regolare di cariche e scariche mostra che, nelle ore centrali, la potenza PV eccede spesso i fabbisogni, e l'accumulo viene sfruttato per spostare energia verso le ore non solari, incrementando l'autoconsumo e riducendo i prelievi di punta.

Nel confronto mensile, dunque, l'accumulo è molto efficace in estate (riduzione dei prelievi e minore energia esportata), mentre in inverno l'efficacia è limitata dalla scarsa disponibilità di energia. Questo comportamento spiega perché, nell'analisi tecno-economica, l'installazione di 17 batterie risulti l'assetto ottimale: spinge l'autoconsumo nelle ore più convenienti, limita gli acquisti di rete e evita di aumentare i CAPEX in capacità di stoccaggio che verrebbe sfruttata solo in una frazione dell'anno.

3.5 Analisi economica

L'analisi economica dell'impianto è stata sviluppata considerando un orizzonte temporale di 25 anni, in linea con la vita utile prevista per i moduli fotovoltaici e i principali componenti del sistema. I parametri economici di base comprendono:

- Tasso di attualizzazione: 4%;
- Tasso di inflazione: 2,2%;
- Prezzo di acquisto energia elettrica: 0,1605 €/kWh;
- Prezzo di vendita energia elettrica: 0,1004 €/kWh.

Il costo iniziale di investimento (CAPEX) complessivo ammonta a circa 145514 €, comprensivo dei costi per l'impianto fotovoltaico, il sistema di accumulo, inverter e il costo di installazione generale. Tuttavia, su tale importo incidono positivamente due agevolazioni economiche che contribuiscono a ridurre il capitale investito:

- un'agevolazione del **30%** sul costo delle batterie di accumulo, volta a favorire l'integrazione di sistemi di storage negli impianti fotovoltaici;
- un'ulteriore agevolazione del **30%** concessa dal Ministero delle Imprese e del Made in Italy per le medie imprese, finalizzata al sostegno di investimenti in efficienza energetica e produzione da fonti rinnovabili [12].

Considerando tali riduzioni, il costo netto di investimento risulta sensibilmente inferiore al valore iniziale pari a 87.958 €, migliorando la redditività complessiva

dell'intervento e riducendo i tempi di ammortamento. I costi operativi e di manutenzione (OPEX) annuali sono circa 8.231 €, ottenuto come differenza tra i ricavi (vendita dell'energia eccedente e risparmi dovuti all'autoconsumo) e i costi (acquisto di energia residua dalla rete e spese di manutenzione). Per tener conto del valore temporale del denaro, tali flussi sono stati riportati al valore attuale tramite il tasso di attualizzazione.

Dalla tabella emerge che nei primi anni il flusso di cassa netto è positivo ma non sufficiente a compensare l'elevato investimento iniziale. Tuttavia, il VAN tende progressivamente ad avvicinarsi allo zero e diventare positivo. Da quel momento in poi l'impianto genera un guadagno netto, che cresce costantemente fino a raggiungere circa 80.508 € al termine dei 25 anni di vita utile.

Tabella 3.3: Analisi economica anno per anno

Anno	CAPEX	Costo energia	Costo manut.	Ricavi energia	Mancato acquisto	Flusso cassa	Flusso attual.	VAN cumul.
0	87958					-87958	-87958	-87958
1		5056	1998	1341	13944	8231	7915	-80044
2		5193	2062	1377	14321	8443	7806	-72237
3		5333	2128	1414	14708	8661	7700	-64538
4		5477	2196	1452	15105	8884	7594	-56943
5		5625	2266	1492	15512	9113	7490	-49453
6		5777	2339	1532	15931	9348	7388	-42065
7		5933	2414	1573	16361	9589	7287	-34779
8		6093	2491	1616	16803	9835	7187	-27592
9		6257	2571	1659	17257	10088	7088	-20504
10		6426	2653	1704	17723	10348	6991	-13513
11		6600	2738	1750	18201	10614	6895	-6619
12		6778	2825	1797	18693	10887	6800	181
13		6961	2916	1846	19198	11167	6707	6888
14		7149	3009	1896	19716	11454	6614	13502
15		7342	3105	1947	20248	11748	6523	20025
16		7540	3205	2000	20795	12050	6433	26459
17		7744	3307	2054	21356	12359	6345	32803
18		7953	3413	2109	21933	12676	6257	39061
19		8167	3522	2166	22525	13001	6171	45232
20		8388	3635	2224	23133	13335	6086	51318
21		8614	3751	2285	23758	13677	6002	57319
22		8847	3871	2346	24399	14027	5919	63238
23		9086	3995	2410	25058	14386	5837	69075
24		9331	4123	2475	25735	14755	5756	74831
25		9583	4255	2541	26430	15133	5677	80508

L'analisi mostra quindi che l'investimento risulta conveniente nel medio-lungo termine, con un tempo di ritorno dell'investimento (Payback Time) pari a circa 12 anni. Il Tasso Interno di Rendimento (TIR), calcolato, risulta pari al 10,46% e significativamente superiore al tasso di attualizzazione adottato, confermando la redditività dell'iniziativa.

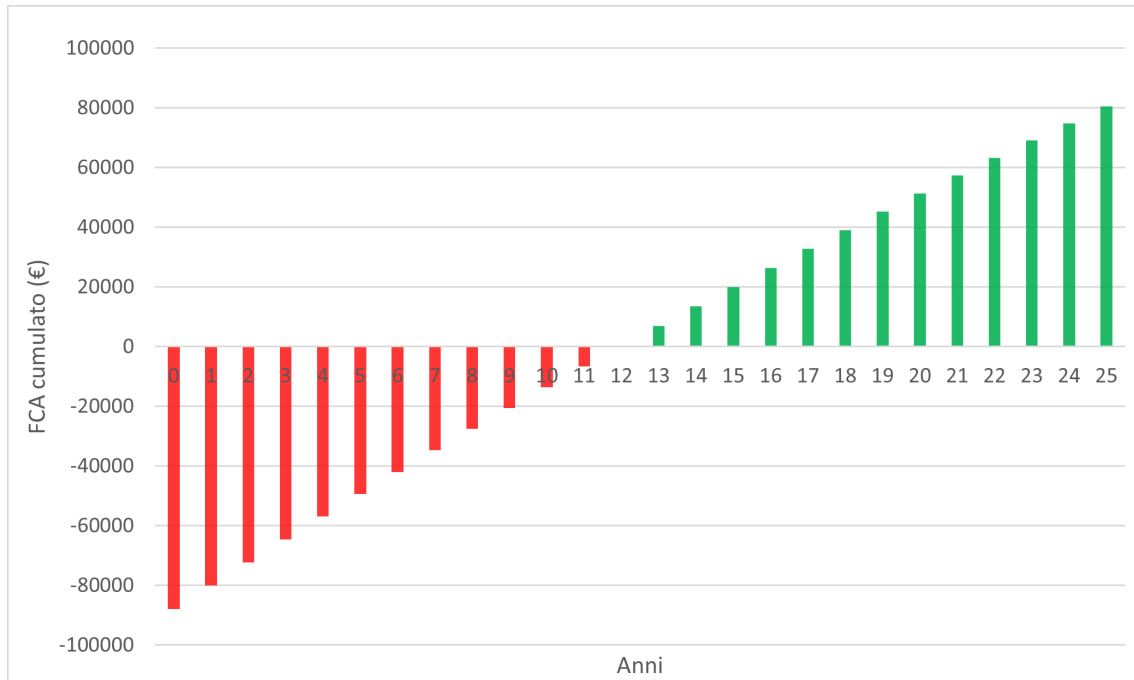


Figura 3.9: Flussi di cassa attualizzati cumulati durante la vita utile dell'impianto

In conclusione, l'impianto fotovoltaico con accumulo e pompa di calore non solo garantisce un'elevata copertura dei consumi elettrici, ma rappresenta anche una scelta vantaggiosa dal punto di vista economico, consentendo di ridurre in modo sostanziale la dipendenza dalla rete e di generare un ritorno economico positivo lungo l'intero ciclo di vita.

Capitolo 4

Conclusioni

La presente tesi ha illustrato il percorso di progettazione e valutazione di un impianto fotovoltaico con sistema di accumulo e pompa di calore destinato a una piccola-media impresa del settore meccanico. L'obiettivo è stato dimostrare come l'integrazione di tali tecnologie possa ridurre i costi energetici e migliorare l'autonomia dell'utenza. Dopo un inquadramento del contesto energetico e una descrizione delle tecnologie coinvolte, è stata sviluppata una modellazione dettagliata del caso studio, riferita a un capannone di 400 m². La configurazione ottimale prevede 148 moduli fotovoltaici per una potenza complessiva di 66,6 kWp, sette inverter e un sistema di accumulo da 161 kWh complessivi, a supporto di una pompa di calore aria-acqua per la climatizzazione.

La simulazione energetica ha stimato una produzione annuale di circa 100 MWh, pari all'84,6% del fabbisogno aziendale, con un autoconsumo effettivo del 73,4%. L'analisi economica, condotta su un orizzonte di 25 anni con tasso di attualizzazione del 4%, ha restituito un LCOE di 0,10717 €/kWh, un tempo di ritorno dell'investimento di circa 12 anni e un TIR del 10,46%.

I risultati mostrano che la soluzione proposta è tecnicamente ed economicamente sostenibile: consente di ridurre i prelievi dalla rete, valorizzare l'energia prodotta localmente e diminuire le emissioni di CO₂. Si conferma quindi come un modello efficiente e replicabile per le PMI, capace di coniugare competitività economica e transizione energetica.

Bibliografia

- [1] Rinnovabili.it. Sistema elettrico italiano: cifre delle rinnovabili. <https://www.rinnovabili.it/energia/infrastrutture/sistema-elettrico-italiano-cifre-rinnovabili/>, 2024. Consultato: Febbraio 2025.
- [2] Italia Solare. Fotovoltaico: crescita del 30% nel 2024, ma calano le connessioni di impianti residenziali. <https://www.italiasolare.eu/comunicati-stampa/fotovoltaico-crescita-del-30-nel-2024-ma-calano-le-connessioni-di-impianti-residenziali/>, 2024. Consultato: Febbraio 2025.
- [3] Solare B2B. Fotovoltaico: produzione in italia nel primo semestre 2025. <https://www.solareb2b.it/fotovoltaico-produzione-italia-primo-semestre/>, 2025. Consultato: Febbraio 2025.
- [4] International Energy Agency (IEA). Heat pumps – tracking report 2023. <https://www.iea.org/reports/heat-pumps>, 2023. Consultato: Febbraio 2025.
- [5] Christiana Honsberg and Stuart Bowden. Effect of temperature on solar cell operation. <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/effect-of-temperature>, 2025. Consultato: Agosto 2025.
- [6] Christiana Honsberg and Stuart Bowden. Storage in pv systems. <https://www.pveducation.org/pvcdrom/batteries/storage-in-pv-systems>, 2025. Consultato: Settembre 2025.
- [7] Bryan Orr. How a heat pump reversing valve works. <https://www.hvacrschool.com/how-heat-pump-reversing-valve-works/>, 2021. Consultato: Settembre 2025.
- [8] M. Tomasoni and F. Guidetti. *Gli impianti a pompa di calore aria-acqua*. "Idraulica 61", 2021.
- [9] InnovaSol. Dimensionamento pompa di calore: come calcolarlo. <https://innovasol.it/dimensionamento-pompa-di-calore>, 2022. Consultato: Settembre 2025.

- [10] Presidente della Repubblica Italiana. D.p.r. 26 agosto 1993, n. 412. <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/1993/10/14/093G0451/sg>, 1993. Consultato: Febbraio 2025.
- [11] Fronius International GmbH. Fronius symo gen24 10.0 plus - inverter ibrido trifase. <https://www.fronius.com/it-it/italy/energia-solare/installatori-e-partner/dati-tecnici/tutti-i-prodotti/inverter/fronius-symo-gen24-plus/fronius-symo-gen24-10-0-plus>, 2025. Consultato: Settembre 2025.
- [12] Ministero delle Imprese e del Made in Italy. Autoproduzione di energia da fonti rinnovabili nelle pmi. <https://www.mimit.gov.it/it/incentivi/autoproduzione-di-energia-da-fonti-rinnovabili-nelle-pmi-nuovo-sportello>, 2025. Consultazione: Ottobre 2025.