



ALMA MATER STUDIORUM
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE - DIN

**CORSO DI LAUREA IN
INGEGNERIA MECCANICA**

ANALISI DEL RENDIMENTO DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO AL VARIARE DELLE CONDIZIONI ATMOSFERICHE

Tesi di laurea in Impianti Meccanici

Relatore

Prof. Mauro Gamberi

Presentata da

Jacopo Gabellini

Sessione marzo 2025

Anno Accademico 2023/2024

INDICE

1. Introduzione	4
1.1 Contesto e importanza dello studio	4
1.2 Obiettivi della tesi.	5
1.3 Struttura della tesi.	5
2.Principi di funzionamento del fotovoltaico.....	7
2.1 Le celle fotovoltaiche: giunzione p-n ed effetto fotovoltaico.	7
2.2 Punto di Massima Potenza e Curva I-V.....	9
2.3 Efficienza delle Celle Solari.....	10
2.4 Fattori Interni.....	12
2.4.1 Tipologie di celle fotovoltaiche.....	12
2.4.2 Effetti Resistivi: resistenza in Serie e Resistenza di Shunt.....	13
2.4.3 Coefficiente di Temperatura.....	15
3. Fattori esterni che influenzano il rendimento di un impianto fotovoltaico	17
3.1 Radiazione Solare.....	17
3.2 Orientamento e inclinazione dei pannelli solari.....	20
3.2.1 Inclinazione (β).....	20
3.2.2 Orientamento (Azimut)	21
3.3 Influenza della Temperatura e delle Condizioni di Bassa Irradiazione	23
3.4 Analisi e confronto della produzione di energia fotovoltaica sul territorio italiano... ..	25
3.4.1 Risultati Numerici dell'Analisi	26
3.4.2 Influenza delle Condizioni Ambientali sulle Perdite Energetiche.....	27
3.4.3 Distribuzione mensile della produzione energetica (Analisi della Stagionalità) ..	28
3.4.4 Andamento giornaliero della produzione fotovoltaica	30
3.4.5 Conclusioni dell'analisi Energetica	32
4. Analisi Economica dell'impianto Fotovoltaico.....	34
4.1 Costi annui dell'Impianto Fotovoltaico	36
4.2 Ricavi dell'impianto fotovoltaico.....	37
4.3 Flusso di Cassa e Payback Period.....	37

4.4 Confronto tra le città	40
4.4.1 Confronto tra Bolzano e Bologna – L'impatto dell'efficienza operativa.....	40
4.4.2 Confronto tra Napoli, Roma e Palermo – L'impatto della stagionalità sulla redditività.....	42
4.5 Sintesi Finale.....	44
5. Considerazioni Finali.....	46
Bibliografia	47
Sitografia.....	47

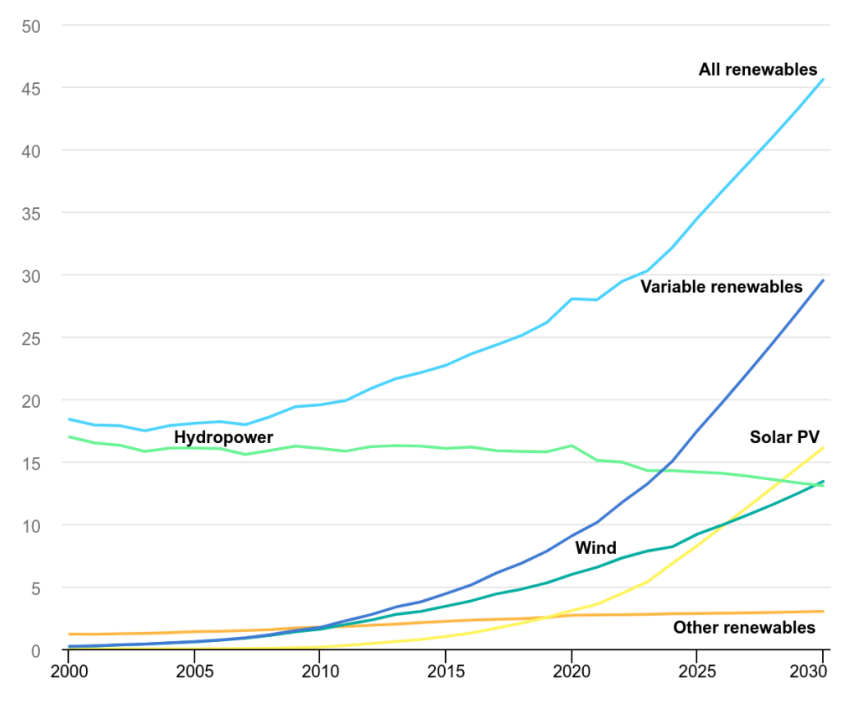
1. Introduzione

1.1 Contesto e importanza dello studio

Negli ultimi anni, la transizione verso fonti di energia rinnovabili ha assunto un ruolo centrale nelle politiche energetiche a livello globale. Il fotovoltaico, in particolare, rappresenta oggi una delle tecnologie più promettenti per la produzione di energia pulita, grazie alla riduzione dei costi di installazione e all'ampia disponibilità della radiazione solare.

Secondo i dati dell'International Energy Agency (IEA), il fotovoltaico solare sta attraversando una crescita senza precedenti. Nel 2023, la produzione globale di energia fotovoltaica è aumentata di 320 TWh, segnando un aumento del 25% rispetto all'anno precedente e raggiungendo i 1600 TWh, pari a circa il 5,4% dell'energia elettrica mondiale. La crescita è stata trainata in particolare dalla Cina, che ha rappresentato la metà dell'espansione mondiale, seguito poi dall'Unione Europea (12%) e dagli Stati Uniti (9%).

La conferma di questa repentina crescita del settore fotovoltaico ed il ruolo centrale che riveste nella transizione energetica sono le prospettive future riportate sempre dalla IEA: entro il 2029 il fotovoltaico è destinato a diventare la principale fonte di energia rinnovabile al mondo, superando sia l'idroelettrico che l'eolico. Tra il 2024 e il 2030, si prevede che l'80% della crescita della capacità rinnovabile globale sarà legata proprio al fotovoltaico, grazie all'installazione sia di impianti a terra che sui tetti di abitazioni e aziende.



In questo contesto, l'Italia ricopre un ruolo di primo piano a livello europeo, grazie alla sua posizione geografica favorevole per lo sfruttamento delle radiazioni solari e agli incentivi statali che hanno favorito la diffusione degli impianti solari, sia residenziali che industriali. Come viene riportato sul sito del GSE (Gestore Servizi Energetici), nel 2023 il fotovoltaico ha prodotto 30.711 GWh, contro i 28.000 dell'anno precedente (che aveva già registrato un aumento del 12,3%, a conferma quindi del trend positivo di crescita del settore). Questa tendenza è dunque destinata a crescere.

Tuttavia, la produzione di energia fotovoltaica non è costante, ma dipende da numerosi fattori, relativi sia a proprietà intrinseche alla tecnologia, come può essere il tipo di cella fotovoltaica di cui è costituito il pannello, sia a fattori esterni, come le condizioni atmosferiche ed ambientali che si discostano dai valori ottimali o l'inclinazione e l'orientamento del pannello rispetto al Sole, che possono influenzare in modo significativo il rendimento di un impianto. In particolare, radiazione solare, copertura nuvolosa e temperatura esterna sono fattori chiave che determinano l'effettiva quantità di energia prodotta dall'impianto.

1.2 Obiettivi della tesi.

L'obiettivo principale di questo studio sarà proprio quello di analizzare il rendimento di un impianto fotovoltaico in diverse condizioni atmosferiche, con particolare attenzione a:

- L'effetto della radiazione solare, della temperatura e della copertura nuvolosa.
- Il confronto tra diverse località italiane per valutare come la geografia e il clima influiscano sulla produzione fotovoltaica
- L'analisi economica dell'impianto, considerando il tempo di rientro dell'investimento (**Payback Period**) per le diverse città, con lo scopo di verificare se l'installazione di un impianto fotovoltaico sul tetto della propria abitazione sia più conveniente, rispetto ad acquistare tutta l'energia elettrica dalla rete ogni anno.

1.3 Struttura della tesi.

La tesi è suddivisa nei seguenti capitoli:

Capitolo 2 – Principi di funzionamento del fotovoltaico.

Viene descritto il funzionamento delle celle fotovoltaiche, descrivendo le diverse tipologie (monocristalline, policristalline, film sottile amorfo). Si analizza inoltre l'effetto della temperatura interna delle celle sulla produzione di energia attraverso il coefficiente di temperatura, un parametro fondamentale per valutare la qualità di un pannello.

Capitolo 3 – Influenza dei fattori esterni sul rendimento fotovoltaico.

Viene analizzato l'impatto delle condizioni atmosferiche e dei fattori esterni sulla produzione energetica. Si approfondiscono i seguenti fattori:

- Radiazione solare: diretta, diffusa e globale.
- Angolo di orientamento e inclinazione del pannello fotovoltaico.
- Copertura nuvolosa: riduzione della produzione energetica in condizioni di cielo coperto.
- Temperatura: effetto sul rendimento e confronto tra le tecnologie.

La parte finale del capitolo include un'analisi comparativa della produzione dell'energia per un impianto composto da 10 pannelli montato sui tetti di un'abitazione in cinque città italiane con l'ausilio di fogli di calcolo Excel e dati reali di irraggiamento e temperatura presi dal software PVGIS.

Capitolo 4 – Analisi Economica.

Si confrontano i costi e i benefici dell'installazione di un impianto fotovoltaico rispetto all'acquisto di energia dalla rete. Grazie all'ausilio di fogli di calcolo Excel, si troverà il tempo necessario affinché l'investimento iniziale sia totalmente ripagato dai risparmi nella bolletta e dai ricavi dalla vendita di energia alla rete generati dall'impianto. L'obiettivo è inoltre capire in quale località si ha il Payback Period più favorevole e se convenga effettivamente installare un impianto fotovoltaico sul tetto della propria abitazione.

Capitolo 5 - Considerazioni Finali.

2. Principi di funzionamento del fotovoltaico

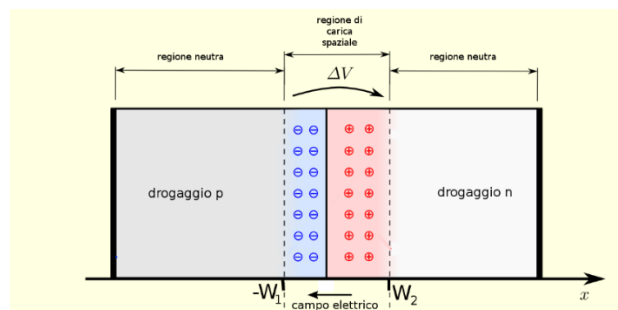
2.1 Le celle fotovoltaiche: giunzione p-n ed effetto fotovoltaico.

Le celle fotovoltaiche sono l'elemento principale dei pannelli solari, dal momento che in essi avviene la conversione diretta dell'energia della radiazione solare in energia elettrica. Questo processo è possibile grazie ad un fenomeno noto come "effetto fotovoltaico", che sfrutta le proprietà di materiali semiconduttori, tipicamente il silicio.

Il silicio fa parte di quella famiglia di materiali che conducono corrente solo in determinate condizioni e solo dopo essere stati sottoposti a particolari trattamenti che, attraverso l'aggiunta di impurità, rendono il materiale un conduttore. Nel caso del silicio, essendo un elemento tetravalente (con quattro elettroni di valenza che possono creare legami), il drogaggio viene fatto aggiungendo:

- un atomo pentavalente (tipicamente il Fosforo) in cui quattro elettroni di valenza si legano al silicio, mentre l'ultimo rimane libero (Drogaggio di tipo N).
- Un'impurità accettatrice (ad esempio il Boro) dove i tre elettroni di valenza si legano al silicio, lasciando però una lacuna che equivale ad avere cariche positive (Drogaggio di tipo P).

Il cuore della cella è rappresentato dalla giunzione tra uno strato di silicio drogato di tipo N, ricco di elettroni portatori di cariche negative, e uno strato di tipo P, ricco di lacune che si comportano come cariche positive. Quando i due materiali vengono uniti, gli elettroni liberi della regione n tendono a diffondere verso la regione p , mentre le lacune della regione p diffondono verso la regione n . Questo movimento di cariche provoca la creazione di una regione di svuotamento (o zona di carica spaziale) priva di portatori mobili, in cui si accumulano cariche fisse di segno opposto ai lati della giunzione. La separazione delle cariche crea un campo elettrico interno che si oppone a ulteriori movimenti di diffusione. Questo campo genera una differenza di potenziale detta barriera di potenziale (o tensione di *built-in*), che impedisce ulteriori movimenti spontanei delle cariche maggioritarie.



schematizzazione della giunzione p-n

La raccolta dei portatori di carica da sola non è sufficiente per generare potenza. Per ottenere energia elettrica utilizzabile, la cella deve generare sia corrente che tensione. Questo avviene grazie a due condizioni di funzionamento fondamentali:

- **Cortocircuito (Short Circuit Conditions):** quando i terminali della cella sono collegati direttamente tra loro (resistenza nulla), gli elettroni e le lacune si muovono liberamente verso l'esterno del dispositivo, dando luogo a una corrente di cortocircuito (I_{sc}), che rappresenta il valore massimo di corrente disponibile. In questa condizione, però, la tensione è nulla e quindi la potenza generata è zero.
- **Circuito Aperto (Open Circuit Conditions):** se il circuito è aperto, ovvero non vi è passaggio di corrente, gli elettroni e le lacune si accumulano ai capi della giunzione p-n, generando una differenza di potenziale (V_{oc} , tensione a circuito aperto). Questa tensione cresce finché la corrente di foto generazione è bilanciata dalla corrente di diffusione attraverso la giunzione. Anche in questo caso, la potenza generata è nulla poiché la corrente è zero.

L'effetto aggiuntivo che permette la circolazione della corrente è l'*effetto fotovoltaico*. In presenza di luce, i fotoni generano coppie elettrone-lacuna nel semiconduttore. Grazie al campo elettrico interno alla giunzione p-n, gli elettroni vengono spinti verso la zona n e le lacune verso la zona p , creando così una corrente di foto generazione (I_L). Parallelamente, la giunzione p-n si comporta come un diodo che impedisce il flusso nella direzione contraria e genera una corrente di diffusione (I_D) che dipende dalla tensione ai capi della cella. Collegando quindi un circuito esterno, gli elettroni iniziano a fluire al suo interno attratti dalle lacune al capo opposto della cella fotovoltaica generando una corrente netta che sarà data dalla differenza tra quella di foto generazione e quella di diffusione:

$$I_{netta} = I_L - I_D$$

Più nello specifico, la corrente di diffusione I_D è descritta dalla caratteristica equazione del diodo ed è legata ad un parametro noto come corrente di saturazione inversa I_0 . Questa rappresenta la corrente che attraversa la giunzione p-n in condizioni di buio ed è influenzata dalla qualità del materiale e dalla temperatura di cella. La formula per il calcolo della corrente netta diventa la seguente:

$$I_{netta} = I_L - I_0 \cdot \left(e^{\frac{qV}{nkT}} - 1 \right)$$

Dove:

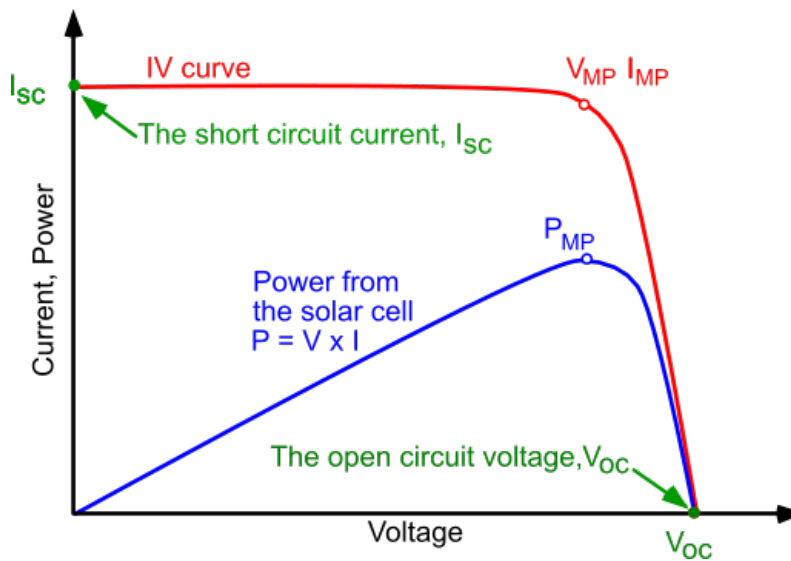
- q = carica elementare dell'elettrone.

- V = tensione ai capi della cella.
- K = costante di Boltzmann.
- T = temperatura assoluta.
- n = fattore di idealità del diodo, pari a circa 2 per i diodi al silicio.

All'aumentare della temperatura, I_0 cresce esponenzialmente, causando una riduzione della tensione a circuito aperto V_{oc} e del rendimento complessivo del modulo fotovoltaico.

2.2 Punto di Massima Potenza e Curva I-V

La produzione effettiva di energia avviene tra i due estremi di Cortocircuito e Circuito Aperto. Esiste infatti un punto intermedio, detto punto di massima potenza (**MP**), in corrispondenza del quale il prodotto tra tensione e corrente è massimo. Questo punto si trova lungo la curva I-V, la quale descrive il comportamento della cella fotovoltaica al variare della tensione applicata.



Curva I-V di una cella solare

In particolare:

- I_{sc} = corrente di cortocircuito. Punto di massima corrente con tensione nulla (A).
- V_{oc} = tensione a circuito aperto. Punto di massima tensione, con corrente nulla (V).
- P_{MP} = punto intermedio in cui la potenza è massima (W).

La potenza massima generata è data da:

$$P_{max} = V_{mp} \cdot I_{mp}$$

Con V_{mp} e I_{mp} rispettivamente la tensione e la corrente al punto di massima potenza.

Un altro parametro importante per valutare la qualità della cella è il Fill Factor (FF), che misura quanto la curva I-V si avvicina a un rettangolo ideale. Si calcola come:

$$FF = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}}$$

Valori tipici del FF per celle commerciali si attestano tra 0.7 e 0.85. Un FF più elevato indica una cella più efficiente e con minori perdite interne.

Quindi il funzionamento delle celle fotovoltaiche è il risultato della combinazione tra generazione di corrente tramite l'assorbimento della luce e generazione di tensione attraverso la separazione delle cariche nella giunzione p-n. La potenza utile si ottiene operando nel punto di massima potenza lungo la curva I-V, mentre parametri come V_{oc} , I_{sc} e FF sono fondamentali per valutare le prestazioni di una cella, per questo motivo vengono inserite nel catalogo dal costruttore.

2.3 Efficienza delle Celle Solari

L'efficienza è il parametro più comunemente utilizzato per confrontare le prestazioni di una cella solare con un'altra. Essa esprime la capacità di una cella fotovoltaica di convertire l'energia della radiazione solare in energia elettrica ed è definita come il rapporto tra la potenza elettrica in uscita e la potenza della radiazione solare incidente sulla cella:

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}}$$

Dove:

- η = rendimento (espresso in %)
- P_{out} = potenza elettrica generata dalla cella (W).
- P_{in} = potenza della radiazione solare incidente sulla cella (W).

In particolare, la potenza solare incidente dipende dall'irraggiamento solare (energia per unità di superficie) e dalla superficie della cella:

$$P_{in} = G \cdot S$$

Con:

- G = Irraggiamento solare (W/m^2), tipicamente 1000 W/m^2 in condizioni standard (STC, Standard Test Condition).
- S = superficie della cella (m^2).

Mentre, la potenza massima che una cella fotovoltaica è in grado di generare si ottiene al punto di massima potenza (Maximum Power Point, MPP) sulla curva I-V, ed è data dalla formula già vista in precedenza:

$$P_{max} = V_{mp} \cdot I_{mp}$$

In alternativa, se si conoscono solo i valori di tensione a circuito aperto e di corrente di cortocircuito (reperibili nei datasheet dei produttori di pannelli fotovoltaici), è possibile stimare la potenza massima utilizzando il Fill Factor (FF):

$$P_{max} = V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF$$

Sostituendo tutto nella formula del rendimento si ottiene:

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{G \cdot S}$$

Oppure usando la stima tramite V_{oc} e I_{sc} :

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF}{G \cdot S}$$

Le efficienze di conversione delle celle commerciali in silicio sono generalmente comprese tra il 10% e il 24%, a seconda della tecnologia utilizzata. Tale efficienza è considerata limitata rispetto ad altre fonti di energia, e dipende sia da fattori intrinseci, legati ai materiali e alla costruzione della cella, sia da fattori esterni, legati soprattutto alle condizioni ambientali.

Tra i fattori intrinseci si evidenziano:

- Materiale semiconduttore (monocristallino, policristallino, film sottile).
- Effetti Resistivi.
- Coefficiente di temperatura.

Per quanto riguarda invece i fattori esterni, verranno studiati gli effetti di:

- Irraggiamento solare.
- Temperatura Ambientale.
- Inclinazione e orientamento dei pannelli.
- Copertura nuvolosa.

Nel corso di questo capitolo verranno analizzati i fattori intrinseci. I fattori esterni saranno invece approfonditi nel terzo capitolo, con particolare attenzione alle loro variazioni lungo il territorio italiano e agli effetti sulla produzione di energia.

2.4 Fattori Interni

2.4.1 Tipologie di celle fotovoltaiche

Come già detto in precedenza il silicio è il materiale più utilizzato per la produzione di celle fotovoltaiche, grazie alle proprietà semiconduttrici ottimali per l'assorbimento della luce solare, ma soprattutto per l'ampia disponibilità della materia prima e per il suo basso costo. Le principali tecnologie basate sul silicio sono:

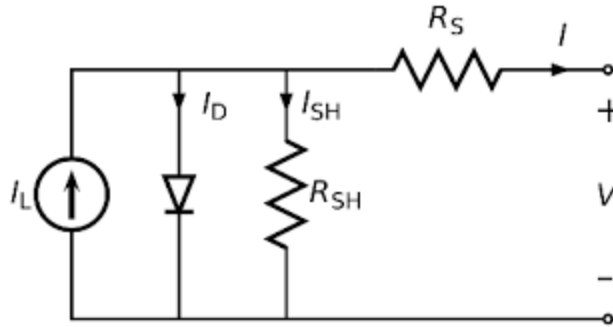
- **Silicio Monocristallino:** ogni cella è realizzata a partire da un wafer ("fette di materiale" su cui vengono assemblati i circuiti) la cui struttura cristallina è omogenea e ottenuta da un singolo cristallo di silicio di elevata purezza e opportunamente drogato. Questo conferisce alle celle un'elevata efficienza dell'ordine del 18-24%. Sono tendenzialmente costose perché tagliate da barre cilindriche ed è difficile formare superfici estese senza sprecare materiale o spazio.
- **Silicio Policristallino:** realizzate da lingotti di silicio raffreddati in modo da formare più cristalli di diversa orientazione. Sono celle più economiche, ma meno efficienti (15-18%), il cui vantaggio risiede nella facilità con cui è possibile tagliarle in forme adatte ad essere unite in moduli.
- **Silicio Amorfo:** è un materiale non cristallino, depositato in strati sottilissimi su vari substrati, anche flessibili. Le celle hanno un'efficienza bassa (8-12%), ma sono molto più economiche da produrre. Inoltre, è leggero e adatto ad applicazioni su superfici curve o integrate in elementi architettonici. Oltre all'efficienza di molto inferiore rispetto al silicio cristallizzato, l'amorfo subisce un degrado delle prestazioni del 5-10% nei primi mesi di esposizione alla luce, fenomeno noto come *Effetto Staebler-Wronski*.



Ciò detto, essendo differenti i tassi di conversione dell'energia fotonica in energia elettrica a seconda del materiale usato, appare chiaro che per ottenere un kilowatt di potenza sia necessaria una quantità inferiore di silicio nobile (cristallino) che non di amorfo. In termini di spazio possiamo dire che per un kilowatt di potenza di silicio monocristallino serve una superficie di 8 mq, per il policristallino serve una superficie di 9 mq e per l'amorfo di 16 mq.

2.4.2 Effetti Resistivi: resistenza in Serie e Resistenza di Shunt.

Le perdite di rendimento possono essere causate anche da difetti nei collegamenti elettrici e da resistenze parassite interne alle celle. In particolare, distinguiamo due tipi di resistenze. La prima è la resistenza in Serie (R_s), che rappresenta le perdite interne che si verificano nel percorso della corrente attraverso la cella e i suoi contatti elettrici. Essa dipende principalmente da tre contributi: la resistenza del materiale semiconduttore, la resistenza dei contatti tra celle e metalli e la resistenza dei collegamenti metallici (griglia e contatti posteriori). Valori troppo elevati della resistenza di serie portano ad una riduzione del fattore di riempimento (FF) ed un abbassamento della corrente di cortocircuito, con conseguente peggioramento dell'efficienza complessiva della cella. La seconda invece è la resistenza di Shunt (R_{sh}), che rappresenta le perdite dovute a correnti di dispersione all'interno della cella spesso causate da difetti di fabbricazione, impurità o danneggiamenti dei materiali isolanti. Anche questa provoca la riduzione drastica del Fill Factor, ma, a differenza della precedente che colpiva la corrente di cortocircuito, è la tensione ai capi della cella che subisce un abbassamento. Inoltre, è particolarmente dannosa in condizioni di bassa illuminazione perché, quando la luce è poca anche la corrente generata dalla cella è bassa e la resistenza di shunt diventa relativamente più significativa. Perciò valori bassi di resistenza di shunt indicano celle difettose e causano perdite di potenza significativa, che permettono alla corrente generata dalla luce di trovare un percorso di fuga e scorrere attraverso la R_{sh} anziché uscire tutta verso i capi.



circuito con resistenze parassite nei PV

Per stimare l'effetto combinato di resistenza in serie e resistenza di shunt sul Fill Factor si usa la seguente formula empirica:

$$FF \approx FF_0 \cdot \left(1 - \frac{V_{mp}}{I_{mp} \cdot R_{sh}}\right) \cdot \left(1 - \frac{I_{mp} \cdot R_s}{V_{mp}}\right)$$

Dove:

- **FF** : Fill Factor reale
- **FF_0** : Fill Factor ideale (in assenza di perdite resistive).
- **V_{mp}** : tensione al punto di massima potenza (V).
- **I_{mp}** : Corrente al punto di massima potenza (A).
- **R_s** : resistenza in serie (Ohm).
- **R_{sh}** : resistenza di shunt (Ohm).

Il primo termine rappresenta la riduzione di Fill Factor a causa della resistenza di Shunt (valori bassi di **R_{sh}** aumentano le perdite). Il secondo termine rappresenta la riduzione del Fill Factor a causa della resistenza in serie (valori alti di **R_s** fanno calare **FF**).

La resistenza caratteristica della cella (**R_{ch}**), calcolata come il rapporto tra **V_{oc}** e **I_{sc}** , è il parametro che consente di valutare l'impatto delle resistenze parassite e confrontare celle di diversa qualità. L'ottimizzazione della resistenza in serie e di shunt è cruciale per ottenere celle con **FF** elevato e massimizzare il rendimento. In particolare, celle di alta qualità avranno:

- **$R_s \ll R_{ch}$**
- **$R_{sh} \gg R_{ch}$**

2.4.3 Coefficiente di Temperatura.

Un parametro molto importante per valutare il comportamento delle celle fotovoltaiche in esercizio è il coefficiente di temperatura, che indica la variazione percentuale della potenza in uscita per ogni grado Celsius di incremento della temperatura rispetto al valore di riferimento di 25°C. Questo parametro è tipicamente espresso in %/°C e fornisce una misura della sensibilità del pannello alle variazioni termiche.

Il valore del coefficiente di temperatura viene determinato in condizioni di prova standard (STC), che corrispondono a:

- Temperatura della cella: 25°C;
- Irraggiamento: 1000 W/m²;
- Massa d'aria AM 1.5.

All'aumentare della temperatura, la tensione ai capi della cella diminuisce, comportando una riduzione della potenza generata. Per questo motivo, la temperatura ambientale elevata o la scarsa ventilazione dei pannelli possono influire negativamente sulle prestazioni dell'impianto.

La temperatura effettiva dei pannelli non coincide con quella dell'aria, ma dipende anche dall'irraggiamento solare e dalla ventilazione. A livello analitico, per stimare la temperatura della cella, e quindi la variazione di potenza, si usa una formula empirica considerando la temperatura di esercizio della cella, chiamata NOCT (Nominal Operating Cell Temperature):

$$T_{modulo} = T_{aria} + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \cdot G$$

Dove:

- ***T_{modulo}*** = temperatura del modulo (°C).
- ***T_{aria}*** = temperatura ambiente (°C).
- ***G*** = irraggiamento solare sul piano dei moduli (W/m²).
- ***NOCT*** = valore dato dal costruttore (tipicamente tra i 43°C e 48°C)

Trovata la temperatura del modulo, il coefficiente di temperatura viene moltiplicato alla differenza tra la *T_{modulo}* e la temperatura di riferimento STC, così da trovare la perdita di potenza (in %). Ad esempio, considerando un coefficiente di temperatura di -0,4%/C°, l'incremento di temperatura di 20°C rispetto ai 25°C di riferimento comporta una riduzione di potenza pari a:

$$\Delta P = -0,4\% \cdot 20 = -8\%$$

Quindi la potenza effettiva del pannello risulterà ridotta dell'8% rispetto al valore nominale dichiarata dal costruttore. Per le tecnologie al silicio cristallino il coefficiente di temperatura assume tipicamente valori compresi tra $-0,3\%/^{\circ}\text{C}$ e $-0,5\%/^{\circ}\text{C}$. Ad esempio, se la temperatura della cella raggiunge 45°C , ovvero 20°C in più rispetto ai 25°C delle condizioni STC, la potenza del modulo può ridursi indicativamente di un valore compreso tra il 6% e il 10% rispetto a quella nominale. Questo parametro diventa particolarmente rilevante nelle zone con clima caldo, dove le temperature superficiali dei pannelli possono facilmente superare i 60°C , con conseguenti perdite di rendimento significative.

3. Fattori esterni che influenzano il rendimento di un impianto fotovoltaico

Nel capitolo precedente abbiamo visto come le prestazioni di un pannello fotovoltaico siano direttamente collegate alla qualità dei materiali e dei collegamenti impiegati nella realizzazione dell'impianto. Tuttavia, il rendimento è fortemente influenzato anche dalle condizioni esterne. Sicuramente la quantità di radiazione ricevuta rappresenta il fattore più rilevante, ma la sua efficacia è strettamente legata al corretto orientamento e all'inclinazione dei moduli. Un pannello non opportunamente inclinato e non rivolto verso Sud può ricevere meno energia solare e produrre quindi una quantità inferiore di energia elettrica. Inoltre, le condizioni meteorologiche, come la copertura nuvolosa, la pioggia, la neve e la sporcizia accumulata sui moduli e le ombre proiettate da edifici o alberi limitano ulteriormente la quantità di luce captata.

L'obiettivo di questo capitolo è analizzare i principali fattori ambientali che influenzano il rendimento degli impianti fotovoltaici, per comprenderne l'effettivo impatto che questi hanno sulla produzione di energia. Questo studio verrà svolto sia dal punto di vista teorico, sia mediante esempi pratici, per andare ad investigare come la produzione di energia e l'efficienza dei pannelli fotovoltaici varia da zona a zona. A tale scopo, verranno utilizzati i dati di irraggiamento globale giornaliero per il giorno tipo di ogni mese, stimati attraverso il software PVGIS, per cinque città italiane distribuite lungo la penisola, in modo da evidenziare concretamente come la radiazione solare e i diversi fattori ambientali influiscano sulla produzione energetica in condizioni reali.

3.1 Radiazione Solare

Il punto di partenza del processo di generazione di energia elettrica mediante un impianto fotovoltaico non può che essere rappresentato dalla radiazione solare. Essa costituisce l'energia radiante emessa dal Sole nello spazio interplanetario che si propaga uniformemente in esso, raggiungendo la fascia esterna dell'atmosfera terrestre con un'intensità definita costante solare (I_{sc}), pari a circa 1367 W/m^2 , che è il punto di partenza del calcolo della radiazione solare incidente sul suolo. Infatti, attraverso l'atmosfera, la radiazione subisce attenuazioni e deviazioni a causa dell'interazione con gas, particelle e nuvole, arrivando al suolo con un'intensità variabile.

La radiazione solare che raggiunge la superficie terrestre può essere scomposta in tre componenti principali:

- **Radiazione diretta (G_{bo}):** è la componente che raggiunge direttamente la superficie terrestre, senza subire deviazioni significative durante il tragitto nell'atmosfera.
- **Radiazione diffusa (G_{do}):** rappresenta invece la quota di radiazione che, durante il percorso nell'atmosfera, è stata deviata in più direzioni, arrivando comunque al suolo ma con una traiettoria non rettilinea.
- **Radiazione riflessa (G_{ro}):** è la frazione di radiazione solare che, dopo aver raggiunto il suolo o altre superfici, viene riflessa verso l'alto e può contribuire, in parte, alla radiazione captata da un pannello fotovoltaico.

La somma di queste tre componenti costituisce la radiazione globale che giunge al suolo, ovvero la quantità di energia solare ricevuta su una determinata superficie nell'unità di tempo.

Per ottenere il valore di radiazione al suolo, bisogna innanzitutto calcolare la radiazione solare specifica incidente su una superficie posta all'esterno dell'atmosfera nel giorno n (I_n), in condizioni TOA (Top Of Atmosphere). Essa si ottiene dal prodotto della costante solare per un fattore correttivo r di $\pm 3\%$:

$$I_n = r \cdot I_{sc} = \left(1 + 0,033 \cdot \cos \left(2\pi \frac{n-3}{365} \right) \right) \cdot I_{sc}$$

Ora per trovare la radiazione che giunge al suolo, si colloca un osservatore sul terreno per trovare l'angolo che si forma tra la verticale all'osservatore stesso e la direzione dei raggi (angolo Zenitale, θ). Questo dipende da tre componenti:

- **Latitudine (L),** cioè dove si trova il mio osservatore. Tiene quindi conto del luogo e varia da 0° a 90° .
- **Declinazione Solare (δ):** corrisponde all'angolo formato dai raggi solari, a mezzogiorno, sul piano equatoriale. Varia durante il corso dell'anno e i due tropici delimitano i valori di massimo e di minimo di tale grandezza.
- **Angolo orario (h):** è un parametro che indica lo spostamento del sole rispetto al meridiano locale dell'osservatore, causato dalla rotazione della terra attorno al proprio asse. Per convenzione, è pari a zero a mezzogiorno ed assume valori positivi la mattina e negativi la sera. Per ogni ora l'angolo orario varia di 15° .

L'angolo zenitale è calcolabile dall'equazione:

$$\cos \theta = \cos L \cdot \cos h \cdot \cos \delta + \sin L \cdot \sin \delta$$

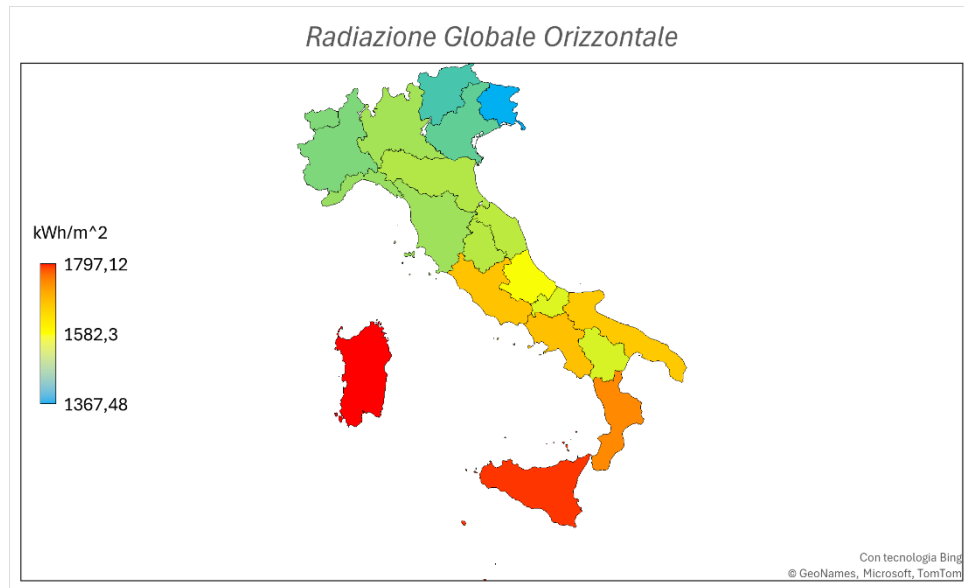
Noto quindi l'angolo zenitale è possibile calcolare l'irraggiamento sul piano orizzontale, ovvero la quantità di energia che arriva a terra:

$$I_0 = r \cdot I_n$$

Che, considerando le componenti della radiazione, può essere anche espresso come:

$$I_0 = G_{b0} + G_{d0} + G_{r0}$$

Di seguito viene riportata la mappa geografica dell'irraggiamento solare dell'Italia nell'anno 2023, realizzata sulla base dei dati PVGIS relativi ai capoluoghi di regione, che mostra la distribuzione della radiazione solare orizzontale lungo la penisola.



I valori riportati evidenziano come l'irraggiamento solare vari sensibilmente lungo la penisola italiana, con un gradiente crescente dal Nord al Sud. In particolare, le regioni settentrionali presentano un irraggiamento più basso, con valori compresi tra 1367 e 1582 kW/m², a causa di una maggiore copertura nuvolosa e di un'angolazione solare meno favorevole nei mesi invernali. Le regioni centrali e meridionali, invece, beneficiano di una radiazione maggiore, con valori che superano i 1700 kW/m² nelle zone più esposte, come la Sicilia e la Sardegna, grazie ad un numero più elevato di giornate soleggiate e a un'incidenza più diretta dei raggi solari. Queste differenze influenzano direttamente il rendimento degli impianti fotovoltaici, soprattutto per quanto riguarda l'aspetto economico, riducendo il tempo necessario per ammortizzare i costi di installazione dell'impianto. Questo aspetto verrà approfondito nel Capitolo 4, dedicato all'analisi economica dell'impianto fotovoltaico.

Tuttavia, oltre alla disponibilità di radiazione, un ruolo chiave è ricoperto anche dall'orientamento e dall'inclinazione dei pannelli fotovoltaici. La capacità di intercettare i raggi solari in modo ottimale può determinare variazioni significative nella produzione energetica, rendendo fondamentale un'analisi dettagliata per massimizzare l'efficienza.

3.2 Orientamento e inclinazione dei pannelli solari

Per massimizzare la produzione di energia di un impianto fotovoltaico non basta considerare solo la quantità di radiazione disponibile in una determinata località. È, infatti, fondamentale valutare anche come i pannelli vengono posizionati rispetto ai raggi solari. Due parametri risultano determinanti: l'inclinazione del pannello rispetto al suolo e l'orientamento dei moduli.

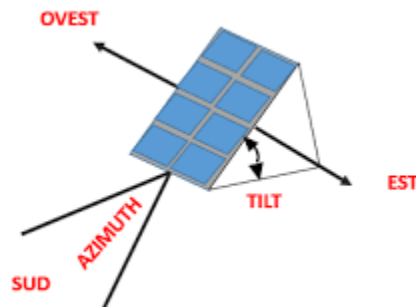
3.2.1 Inclinazione (β)

Per inclinazione si intende l'angolo β tra il pannello e l'orizzontale al terreno. Noto il suo valore, l'espressione dell'angolo zenitale risulta così modificata rispetto alla precedente valida per un piano orizzontale:

$$\cos \vartheta = \cos(L - \beta) \cdot \cos h \cdot \cos \delta + \sin(L - \beta) \cdot \sin \delta$$

Quindi, utilizzando la formula scritta sopra con il nuovo angolo zenitale, è possibile calcolare l'irraggiamento sul piano inclinato:

$$I_{\beta} = \cos \vartheta \cdot I_n$$



L'angolo β può assumere valori compresi tra 0° e $+90^\circ$, dove il primo è riferito al caso in cui la faccia ricevente è rivolta verso l'alto, mentre l'altro per superficie disposta perpendicolare rispetto al terreno. Idealmente, un pannello dovrebbe essere sempre orientato in modo tale da intercettare i raggi solari con un angolo di 90° durante l'intera giornata e nelle diverse stagioni, così da riuscire ad assorbire la quantità massima di radiazione. Tuttavia, negli impianti residenziali montati sul tetto, l'inclinazione dei moduli è spesso vincolata alla pendenza del tetto stesso.

L'inclinazione ottimale per massimizzare la produzione su base annuale dipende dalla latitudine del luogo. Per i pannelli che vengono installati in Italia, l'angolo di inclinazione

ottimale è tra i 35 e i 40 gradi rispetto al terreno. Tuttavia, viene leggermente aumentata in inverno fino ad arrivare ai 45°, visto che la posizione del Sole è più bassa rispetto alla stagione estiva e la direzione dei raggi solari sarà quindi più parallela al terreno.

3.2.2 Orientamento (Azimut)

L'orientamento (azimut) indica invece la direzione verso cui è rivolto il pannello solare rispetto ai punti cardinali. Per convenzione, si considera:

- 0° se sono orientati verso Sud
- +90° verso Ovest
- -90° verso Est
- ±180° verso Nord

In Italia, l'ideale è che i pannelli siano rivolti a Sud, anche se orientamenti in direzione Sud-Est o Sud-Ovest sono ancora accettabili, avendo cali di rendimenti di solo un 5%. Mentre, scegliendo altre soluzioni, il calo può essere più drastico, arrivando ad un -18% se i pannelli guardano ad Est o a Ovest, e più del 50% per impianti rivolti a Nord (secondo i dati ricavati da articoli su Sorgenia.it e QualEnergia.it).

Per quantificare l'impatto dell'inclinazione e dell'orientamento sulla produzione energetica, è stata condotta un'analisi basata su dati PVGIS, considerando un impianto fotovoltaico da 1kWp con montaggio a terra e rendimento di sistema del 25%. In particolare, è stata valutata la variazione di produzione annua al variare dell'inclinazione e dell'orientamento, prendendo in considerazione tre località italiane che rappresentano il Nord, il Centro e il Sud Italia.

	Est	Sud-Est			Sud	Sud-Ovest			Ovest
	-90°	-60°	-30°	-15°	0°	15°	30°	60°	90°
Bolzano (kWh/anno)									
90°	496,1	658,73	796,04	838,63	861,16	866,27	849,65	737,14	554,19
80°	579,75	759,43	912,95	960,82	985,25	986,94	963,96	838,91	643,49
70°	661,44	850,21	1007,56	1058,09	1083,53	1083,43	1057,14	926,21	721,57
60°	734,18	922,62	1079,19	1128,76	1153,84	1152,8	1125,28	994,85	790,59
50°	798,3	978,5	1126,58	1172,8	1196,24	1194,5	1168,25	1043,73	849,63
40°	852,61	1015,58	1148,09	1190,27	1210,36	1209,05	1185,79	1074,06	898,33
30°	896,9	1034,84	1145,1	1179,8	1196,78	1195,82	1175,16	1083,53	937,34
20°	934,05	1036,36	1117,04	1142,54	1155,34	1153,87	1139,47	1072,52	967,91
10°	964,91	1020,87	1064,95	1078,5	1085,28	1084,75	1076,85	1041,3	987,17
0°	987,24	987,25	987,25	987,25	987,25	987,25	987,25	987,25	987,24
Roma (kWh/anno)									
90°	635,31	788,49	867,71	876,36	874,45	863,24	843,73	756,2	608,24
80°	733,46	902,7	1000,87	1018,56	1018,84	1005,97	977,35	869,62	704,59
70°	822,71	1.001	1110,4	1134,03	1137,34	1122,1	1088,15	968,27	792,39
60°	899,4	1078,64	1192,92	1219,93	1225,11	1209,21	1172,93	1048,07	869,36
50°	964,33	1135,33	1248,37	1275,27	1282,14	1266,1	1230,41	1107,21	935,63
40°	1015,36	1170,83	1276,22	1301,16	1306,92	1293,22	1261,5	1147,26	989,55
30°	1053,36	1185,52	1273,34	1296,79	1301,19	1290,71	1261,56	1166,29	1032,14
20°	1081,06	1178,17	1244,37	1261,02	1265,53	1256,88	1236,59	1164,68	1065,69
10°	1098,83	1151,15	1187,77	1197,19	1199,58	1195,06	1183,73	1144,26	1091,11
0°	1104,41	1104,42	1104,42	1104,42	1104,42	1104,42	1104,42	1104,41	1104,41
Palermo (kWh/anno)									
90°	634,63	769,99	830,04	833,25	829,11	827,42	821,13	760,42	631,25
80°	740,22	892,23	973,3	986,78	987,55	981,6	965,19	881,86	733,46
70°	836,37	998,05	1094,03	1114,43	1119,01	1110,45	1087,16	988,86	829,55
60°	921,22	1086,03	1188,7	1213,68	1220,57	1210,6	1183,38	1077,3	914,39
50°	995,02	1152,27	1255,55	1282,35	1290,93	1280,15	1251,98	1144,99	988,33
40°	1054,74	1.199	1296,13	1320,08	1328,98	1318,94	1293,58	1193,41	1048,56
30°	1101,68	1.223	1305	1328,49	1334,77	1327,87	1303,69	1219,87	1097,33
20°	1136,82	1226,41	1289,04	1305,28	1310,85	1305,06	1288,5	1224,36	1134,3
10°	1161,88	1209,57	1243,97	1253,38	1256,66	1253,42	1243,95	1209,2	1161,08
0°	1172,41	1172,41	1172,42	1172,42	1172,42	1172,42	1172,42	1172,41	1172,41

I risultati mostrano chiaramente come la scelta di inclinazione e orientamento incida significativamente sulla resa dell'impianto:

- L'orientamento ottimale è sempre verso il Sud (0° Azimut), mentre inclinazioni errate riducono la produzione del 20% o più.
- L'inclinazione ideale cambia in base alla latitudine: nelle zone più settentrionali, angoli più elevati migliorano la captazione, mentre nelle regioni meridionali inclinazioni più basse sono più efficaci.

- Deviazioni significative dell'orientamento ottimale (come Est o Ovest) comportano elevate riduzioni della produzione, penalizzando notevolmente il rendimento dell'impianto.

Questo dimostra come, oltre alla disponibilità di radiazione solare, l'ottimizzazione dell'inclinazione e dell'orientamento sia cruciale per massimizzare il rendimento di un impianto fotovoltaico. Nell'analisi energetica ed economica successiva, sono stati raccolti i dati riguardanti l'irraggiamento globale considerando il un piano fisso con angolo di inclinazione ottimale e Azimut a 0°, per avere la migliore captazione dei raggi solari.

3.3 Influenza della Temperatura e delle Condizioni di Bassa Irradiazione

É convinzione comune che le alte temperature e le lunghe ore di sole in estate aumentino la produzione di energia dall'impianto, e che più alta è la temperatura, maggiore è la produzione. In realtà, questo è vero solo in parte perché, se da un lato l'aumento dell'irraggiamento solare estivo favorisce la generazione elettrica, dall'altro temperature ambientali elevate comportano una riduzione dell'efficienza dei pannelli. Infatti, le celle fotovoltaiche sono sensibili alla temperatura e, al crescere di questa, la loro efficienza tende a diminuire.

Questo accade perché il band gap del semiconduttore (ovvero la quantità di energia per far sì che il materiale inizi a condurre) si riduce con l'aumento della temperatura, e questa riduzione provoca conseguenze negative sui principali parametri elettrici della cella, introdotti nel Capitolo 2:

- **Tensione a circuito aperto (V_{oc}):** è il parametro più influenzato, poiché la diminuzione del band gap comporta un aumento della corrente di saturazione inversa I_0 , riducendo la tensione di equilibrio.
- **Corrente di Cortocircuito (I_{sc}):** tende invece ad aumentare leggermente, ma questo incremento è molto inferiore rispetto al calo di tensione, e quindi non lo riesce a compensare
- **Fill Factor:** subisce anch'esso una lieve diminuzione con l'aumento di temperatura a causa delle variazioni nei parametri interni della cella.
- **Potenza massima (P_{max}):** risente principalmente del calo di tensione, ed è quindi il parametro più penalizzato all'aumentare della temperatura

Per stimare le perdite di potenza dovute alle alte temperature, i costruttori di pannelli fotovoltaici forniscono nei cataloghi il coefficiente di temperatura (che è stato trattato nel Capitolo 2.2.3), espresso in %/°C.

Oltre a provocare una riduzione della potenza di uscita del modulo fotovoltaico, l'alta temperatura ambientale incide anche sulla durata di vita dell'inverter e di altre parti. La temperatura della scatola del convertitore e dell'inverter in condizioni di alta temperatura, aggiungendo il calore emesso dal funzionamento dell'apparecchiatura, è molto più alta della temperatura esterna. Perciò, a meno di avere un buon sistema di dissipazione, accelererà il decadimento e l'invecchiamento dei componenti elettronici in condizioni di funzionamento a pieno carico.

Per quanto riguarda invece la presenza di nuvole, i pannelli solari funzionano anche nelle giornate nuvolose, ma con una produzione ridotta. Generalmente producono dal 10% al 25% della potenza nominale in caso di copertura nuvolosa, variazione proporzionale allo spessore delle nuvole. Anche eventi atmosferici come pioggia, nebbia e neve riducono la luce incidente durante l'evento. Tuttavia, le giornate uggiose hanno un piccolo vantaggio intrinseco: la pioggia e la neve aiutano a pulire i pannelli, migliorando le prestazioni future e riducono il rischio di surriscaldamento delle celle fotovoltaiche. Se da un lato i pannelli producono meno energia con il cielo coperto, dall'altro le temperature più basse in quei giorni riducono il surriscaldamento delle celle, limitando le perdite di efficienza legate al calore. Assume, quindi, un ruolo cruciale la scelta della tecnologia di cui è composto il pannello. In condizioni di nuvolosità la cella in silicio monocristallino risulta essere la migliore, con efficienza e prestazioni superiori anche con poca luce, mentre il policristallino è meno performante con scarsa illuminazione. Il film sottile è invece il peggiore, in quanto necessita di una maggiore quantità di luce diretta per funzionare meglio.

Nel Software PVGIS le perdite relative a temperature elevate e condizioni atmosferiche rientrano unite sotto la voce di *“Temperatura e irradiazione bassa”*. In generale, nelle città del nord, i lunghi periodi invernali caratterizzati da scarsa radiazione solare e maggiore copertura nuvolosa riducono la produzione in modo rilevante. Al contrario, nelle città meridionali, l'alta temperatura estiva può compromettere l'efficienza dei pannelli, ma questo effetto è in parte compensato dalla maggiore disponibilità di radiazione solare su base annua e da condizioni atmosferiche più stabili. Nel complesso, la produzione fotovoltaica è influenzata da una combinazione di fattori, tra cui temperatura, copertura nuvolosa, stagionalità della radiazione e caratteristiche geografiche locali. Ad esempio, la vicinanza al mare può favorire la dissipazione di calore rispetto alle zone interne, riducendo l'impatto delle temperature elevate sui moduli.

Questi aspetti saranno approfonditi nella prossima sezione dedicata all'analisi energetica, dove sarà valutato il loro impatto pratico sulla produzione reale nelle diverse località italiane.

3.4 Analisi e confronto della produzione di energia fotovoltaica sul territorio italiano

Nei paragrafi precedenti sono stati esaminati i fattori teorici principali che influenzano il rendimento di un impianto fotovoltaico, evidenziando come la radiazione solare disponibile, l'inclinazione e l'orientamento dei pannelli, nonché la temperatura ambientale e le condizioni atmosferiche incidano fortemente sulla resa complessiva.

In questa sezione tutti questi fattori vengono uniti per analizzare la produzione di energia di un impianto fotovoltaico installato in cinque città italiane, al fine di valutare l'impatto di tutti questi sulla resa del sistema. L'analisi si basa su dati ricavati dal software PVGIS e considera la produzione annuale di un impianto costituito da 10 pannelli del modello *SunPower X22-360*, uno dei pannelli con la migliore efficienza sul mercato attualmente.

Le città scelte per il confronto sono Bolzano, Bologna, Roma, Napoli e Palermo per poter coprire e confrontare l'intero territorio italiano e investigare le diverse condizioni climatiche presenti nel Paese. Per ognuna delle città sono stati raccolti i dati di irradiazione oraria per il giorno tipo di ogni mese dell'anno utilizzando il software PVGIS. Questo strumento, sviluppato dalla Commissione Europea, permette di simulare la produzione fotovoltaica tenendo conto di diversi fattori ambientali. Il software è stato inoltre utile per stimare le perdite totali del pannello fotovoltaico nelle diverse città, considerando sia le perdite di energia dell'impianto dovute al sistema di contorno ai pannelli (BOS), sia tutte le altre perdite date dai fattori esterni di cui abbiamo parlato sopra.

L'analisi è iniziata con il calcolo della produzione teorica di energia oraria dell'impianto fotovoltaico, applicando la seguente formula:

$$E_n = \frac{G(i) \cdot S_{pv} \cdot \eta_{pv} \cdot \eta_{BOS} \cdot n_{pv}}{1000}$$

Dove:

- E_n = produzione "teorica" di energia dell'impianto fotovoltaico (kWh)
- $G(i)$ = radiazione globale oraria con angolo ottimale (W/m^2)
- S_{pv} = superficie del pannello fotovoltaico (m^2)
- η_{pv} = rendimento del pannello fotovoltaico (%)
- η_{bos} = rendimento del Balance of System (BOS), che tiene conto delle perdite del sistema (75%).
- n_{pv} = numero di pannelli fotovoltaici totali.

Dalla formula è stata ottenuta la produzione energetica ora per ora, definita “teorica” perché sono state considerate solo le perdite di sistema **BOS** (fissata a 25%). Successivamente, sono state integrate nel calcolo le perdite complessive, includendo non solo le precedenti, ma anche tutte le altre dovute alla temperatura, alla radiazione incidente e agli effetti atmosferici fornite dal PVGIS. Infine, i valori orari sono stati prima sommati per ottenere l’energia prodotta in un giorno, poi moltiplicati per il numero di giorni del rispettivo mese per trovare la produzione di energia di ogni mese. La somma di quest’ultimi ha restituito la produzione totale di energia annua dell’impianto fotovoltaico.

Per valutare l’effettiva resa dell’impianto, e quindi la qualità di conversione da energia solare a energia elettrica, è stata calcolata l’efficienza operativa come rapporto tra la produzione reale dei pannelli, comprensiva di tutte le perdite, e la produzione teorica E_n . Questo parametro permette di confrontare le prestazioni effettive nelle diverse località e di evidenziare l’impatto delle condizioni ambientali sulla produzione energetica.

3.4.1 Risultati Numerici dell’Analisi

In questa sottosezione vengono presentati i risultati numerici ottenuti dalle simulazioni effettuate per ciascuna delle cinque città analizzate. Questi dati permettono di comprendere immediatamente le differenze nella produzione energetica teorica e reale dei pannelli fotovoltaici, installati con angolo ottimale di inclinazione e orientato verso sud con montaggio fisso sul tetto delle abitazioni. La seguente tabella sintetizza i principali risultati ottenuti:

Città	Irraggiamento Annuale (kW/m ²)	Produzione Teorica (kWh)	Perdite Totali (%)	Produzione reale netta (kWh)	Efficienza Operativa
Bolzano	1746,86	4742	34,05%	4170,65	0,880
Bologna	1757,95	4773,07	35,31%	4116,93	0,863
Roma	1936,7	5258,44	35,03%	4555,21	0,866
Napoli	1875,98	5093,54	34,22%	4467,37	0,877
Palermo	1946,5	5333,8	34,84%	4634,01	0,869

Dalla tabella emerge come le località con maggiore irraggiamento solare annuo sono anche quelle con il potenziale di produzione energetica più elevata, confermando l’importanza di questo parametro nella progettazione di un impianto fotovoltaico. Infatti, Palermo, che registra il livello di radiazione più alto, è la città con la maggiore produzione

totale di energia, mentre Bolzano, con il valore più basso di irraggiamento, si colloca in ultima posizione.

Tuttavia, considerando anche le perdite legate alle condizioni ambientali, il quadro cambia leggermente. Bolzano, grazie alla sua efficienza operativa più elevata, riesce a superare Bologna nella produzione reale di energia, nonostante quest'ultima abbia un'irradiazione teoricamente superiore, se pur di poco. Questo dimostra che la qualità della conversione e le condizioni climatiche locali influenzano il rendimento effettivo dell'impianto, e non solo la quantità di radiazione ricevuta. Un effetto diverso si osserva confrontando Napoli, Roma e Palermo. Napoli, pur avendo un rendimento tecnico migliore rispetto alle altre due, non riesce a compensare la minore quantità di energia complessiva. Ciò conferma che, quando la differenza di irraggiamento è significativa, il vantaggio di una maggiore efficienza operativa non è sufficiente a colmare il diverso rendimento.

Questa differenza tra produzione teorica e reale avrà un impatto significativo anche sulla redditività economica dell'impianto nelle cinque città, come verrà approfondito nel capitolo 4.

3.4.2 Influenza delle Condizioni Ambientali sulle Perdite Energetiche

Tra le perdite totali identificate dal software PVGIS, oltre a quelle relative al Balance of System (BOS), che sono considerate uguali per tutte le località analizzate, assumono particolare rilevanza quelle dovute alla condizione ambientali specifiche di ciascuna città. In particolare, lo sono le perdite energetiche attribuibili alle alte temperature estive e alla copertura nuvolosa nei periodi invernali o di bassa irradiazione. Tali perdite, come già anticipato nel paragrafo 3.3, sono raggruppate da PVGIS sotto un'unica voce definita "Temperatura e Irradiazione Bassa". La tabella seguente riporta nel dettaglio i valori percentuali di queste perdite per ciascuna delle cinque località analizzate, consentendo di osservare chiaramente l'impatto differenziato delle condizioni climatiche locali sulla resa effettiva del pannello fotovoltaico.

Città	Perdite per Temperatura e Irradiazione Bassa (%)
Bolzano	-10,95%
Bologna	-12,46%
Roma	-11,94%
Napoli	-10,59%
Palermo	-11,53%

Emerge chiaramente come Bologna e Roma siano le città maggiormente penalizzate, con perdite superiori rispettivamente di 12,46% e 11,94%. Questi risultati riflettono la combinazione tra temperature elevate durante l'estate (basti vedere come la temperatura media a Bologna sia di 26,5 °C nel mese di luglio e di 26,2 °C ad agosto, mentre a Roma si arriva fino ad un picco di 27 °C di media a luglio e 25,1°C ad agosto) e periodi più frequenti di bassa irradiazione, specialmente nel capoluogo emiliano. Al contrario, Napoli presenta le perdite minori (10,59%), beneficiando di condizioni climatiche complessivamente più favorevoli e meno soggette a forti escursioni termiche e lunghi periodi di bassa irradiazione solare. Le temperature relativamente miti (la temperatura media più bassa registrata nel 2023 è stata di 10,9 °C a febbraio, contro i 5,9 °C di Bologna e i 3,1°C di Bolzano) e il clima ventilato determinano una buona resa dei pannelli fotovoltaici. È interessante notare come Palermo, nonostante il clima mediamente più caldo, abbia perdite inferiori rispetto a Bologna e Roma, grazie sia a una minore incidenza di condizioni di irradiazione bassa, sia grazie alla vicinanza al mare, che, come per Napoli, consente una maggiore dissipazione del calore che si genera nei pannelli. Infine, Bolzano registra perdite relativamente contenute (10,95%), dovute principalmente alle basse temperature medie specialmente in estate che limitano l'aumento della temperatura interna dei moduli e compensano parzialmente gli effetti negativi di una minore disponibilità totale di radiazione solare.

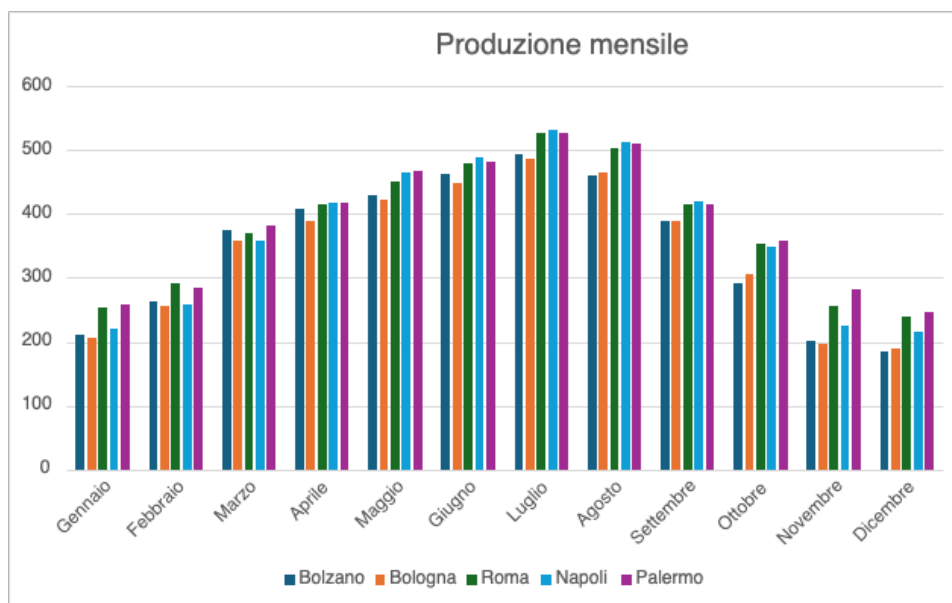
3.4.3 Distribuzione mensile della produzione energetica (Analisi della Stagionalità)

La produzione di energia di un impianto fotovoltaico non è costante durante tutto l'anno, ma segue un andamento stagionale determinato dal ciclo annuale della radiazione solare. Questa variazione incide direttamente sulla quantità di energia autoconsumata, influenzando quindi la dipendenza dalla rete e, di conseguenza, la convenienza economica dell'impianto, come verrà approfondito successivamente. L'analisi della distribuzione mensile della produzione consente di comprendere come l'impianto risponde alle diverse condizioni climatiche nel corso dell'anno e come queste interagiscono con il profilo di consumo energetico (LOAD), che varia stagionalmente in base alla domanda di elettricità per gli usi domestici.

Per evidenziare la stagionalità, è stata analizzata la produzione energetica mensile di ogni città, i cui valori sono riportati nella tabella sottostante:

	Bolzano	Bologna	Roma	Napoli	Palermo
Gennaio	209,61	204,85	254,03	219,87	258,74
Febbraio	263,91	255,82	290,82	259,46	283,55
Marzo	374,32	357,13	369,57	359,45	383,27
Aprile	407,48	389,92	414,93	417,34	418,30
Maggio	430,02	423,59	451,01	465,4	467,88
Giugno	463,27	448,21	478,95	489,06	481,38
Luglio	494,16	486,83	526,56	532,66	527,38
Agosto	460,44	466,32	504,63	512,41	511,79
Settembre	388,91	390,25	415,25	420,91	416,55
Ottobre	292,85	307,1	353,73	349,39	357,28
Novembre	200,53	196,57	255,53	225,46	281,55
Dicembre	185,15	190,34	240,21	215,96	246,34

Di seguito viene riportato il grafico di confronto, per avere un miglior riscontro visivo delle produzioni mensili nelle cinque città:



Come prevedibile, si osserva un andamento stagionale marcato, con produzione maggiore nei mesi primaverili ed estivi e una riduzione significativa nei mesi invernali. Tutte le città mostrano una forte differenza tra produzione invernale ed estiva, con poche distinzioni tra Nord e Sud. Anzi, la città che registra la maggiore differenza tra il mese con la produzione maggiore (luglio) e quella minore (dicembre) è proprio Napoli, con 316,7 kWh di distanza tra i due periodi. Il capoluogo campano è la città con la maggiore escursione stagionale: nei

mesi estivi raggiunge i picchi più elevati rispetto a tutte le altre località, ma cala poi bruscamente nei mesi invernali, più di quanto accada a Roma e Palermo, che mantengono invece una distribuzione relativamente più uniforme. Questa discontinuità nella produzione sarà uno dei fattori che inciderà negativamente sul rendimento economico del capoluogo campano, a causa di un equilibrio meno favorevole tra autoconsumo e vendita dell'energia alla rete.

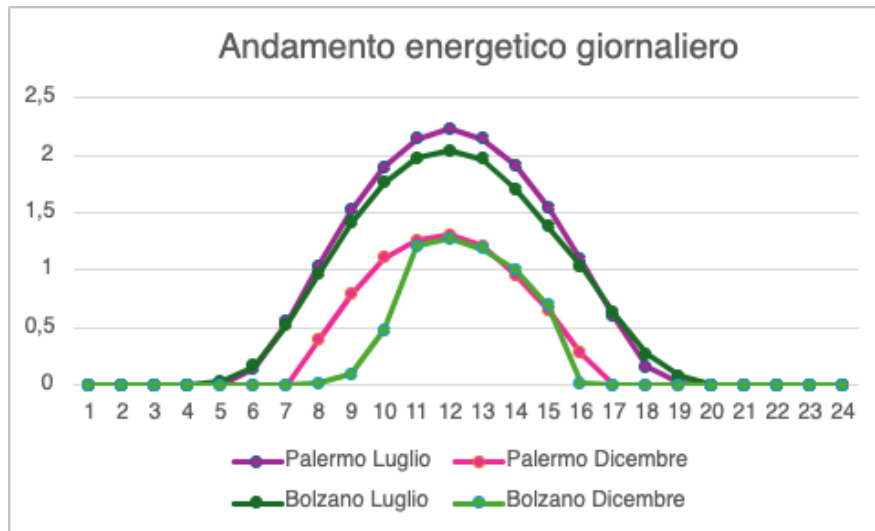
Per quanto riguarda Bolzano e Bologna, si potrebbe pensare che siano le città con la maggiore variazione stagionale, data la minore disponibilità di radiazione solare annuale. In realtà, pur mostrando una stagionalità più accentuata rispetto alle altre due città del Sud, la loro escursione stagionale non è così drastica come ci si potrebbe aspettare. Bolzano, ad esempio, ha una differenza di 309,01 kWh, mentre Bologna registra 295,98 kWh, valori non molto distanti da quelli di Roma (286,36 kWh) e Palermo (281,04 kWh). Questo è dovuto al fatto che, sebbene l'irraggiamento solare aumenti sensibilmente in estate rispetto all'inverno in tutte le città, il rapporto tra produzione minima e massima non cresce in modo così esponenziale verso il Nord. In altre parole, l'incremento relativo tra inverno ed estate non è molto più lontano al Nord rispetto al Sud, il che fa sì che la stagionalità al Nord sia sì più marcata, ma non in modo estremo.

Questa analisi evidenzia che la stagionalità della produzione fotovoltaica è un fenomeno comune a tutte le città, e il fattore chiave non è tanto la posizione geografica, quanto piuttosto la differenza tra produzione estiva e invernale. Questa variazione è dovuta al fatto che, nel periodo estivo le condizioni atmosferiche e climatiche sono generalmente più favorevoli alla produzione di energia solare. Al contrario, nei mesi invernali, la combinazione di giornate più corte, un angolo di incidenza solare meno favorevole e una maggiore copertura nuvolosa riducono significativamente la capacità di generazione dell'impianto. Indipendentemente dalla latitudine, è quindi la differenza tra i mesi di massimo e minimo irraggiamento a influenzare la gestione dell'energia prodotta, l'autoconsumo e la dipendenza dalla rete.

Questi aspetti incidono direttamente la capacità di autoconsumo e il tempo di rientro dell'investimento, che verranno studiati nell'analisi economica.

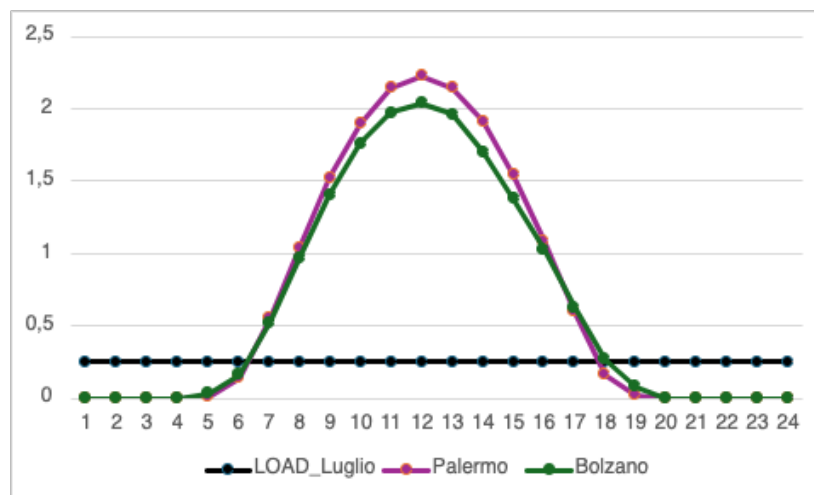
3.4.4 Andamento giornaliero della produzione fotovoltaica

Potrebbe essere utile fare un accenno anche all'andamento della produzione di energia nell'arco della giornata. La quantità di energia prodotta non è costante durante il giorno, ma segue una curva tipica con un picco nelle ore centrali e una progressiva riduzione durante le prime ore della mattina e nelle ore serali, come si può vedere anche dal grafico di confronto tra le città di Bolzano e Palermo nei due mesi di massima e minima produzione energetica:

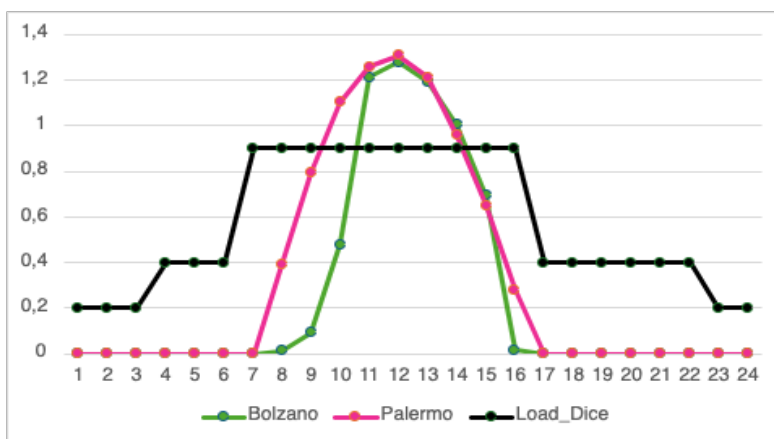


A Bolzano, e in generale nelle città del Nord, nei mesi invernali la produzione di energia inizia più tardi e termina prima, a causa della minore durata della giornata, e il picco di produzione è più basso e concentrato nelle ore centrali. A Sud, invece, grazie alla maggiore durata della giornata e all'irraggiamento più elevato, la produzione inizia prima e termina più tardi, con un picco più alto rispetto a Bolzano.

Andando invece a confrontare la distribuzione di energia con il Load orario richiesto nella giornata, è facile notare che nel periodo estivo, dove tendenzialmente la richiesta energetica è più bassa, la produzione supera abbondantemente il fabbisogno nelle ore centrali, con molta energia in eccesso da immettere in rete. Questo è molto accentuato a Palermo, ma anche a Bolzano l'impianto riesce a coprire comunque buona parte del carico nelle ore di picco.



In dicembre, invece, essendo che la produzione giornaliera è molto più bassa, soprattutto a Bolzano, solo nelle poche ore centrali di luce la produzione di energia riesce a soddisfare la richiesta energetica, tendenzialmente più alta rispetto al periodo estivo, rendendo necessaria una maggiore dipendenza dalla rete. A Palermo, la produzione copre una parte più significativa, riducendo l'acquisto di energia, ma anche qui nelle prime ore del mattino e di sera l'acquisto di energia risulta inevitabile.



L'analisi della produzione giornaliera evidenzia, quindi, che nel Nord Italia la produzione è più concentrata nelle ore centrali, aumentando la necessità di acquistare energia dalla rete nelle fasce mattutine e serali. Nel Sud la produzione è invece più distribuita, favorendo un maggiore autoconsumo e riducendo la dipendenza dalla rete. Inoltre, viene nuovamente risaltato l'aspetto della stagionalità, esaminato nella sezione precedente: in estate la produzione supera il fabbisogno giornaliero in più ore del giorno, mentre in inverno l'impianto non riesce a coprire del tutto i consumi, aumentando la necessità di prelevare energia dalla rete.

3.4.5 Conclusioni dell'analisi Energetica

L'analisi della produzione energetica ha evidenziato che, sebbene la quantità di radiazione ricevuta sia un fattore determinante, e quindi la posizione in cui si trova l'installazione, il rendimento effettivo di un impianto fotovoltaico dipende soprattutto dalle condizioni ambientali locali. Uno degli aspetti più significativi emersi è il ruolo dell'efficienza operativa, ovvero il rapporto tra l'energia effettivamente generata e il potenziale teorico dell'impianto. Questa efficienza è influenzata dalle perdite totali del sistema, i cui contributi più significativi sono:

- Perdite BOS (Balance of System), fisse per tutte le città.
- Perdite per *Temperatura e bassa Irradiazione*, che variano in base alla località e influenzano direttamente la qualità di conversione energetica.

Dai dati emerge come Bolzano sia la città con l'efficienza operativa più elevata, grazie a temperature più basse che limitano il surriscaldamento delle celle fotovoltaiche, nonostante abbia il valore di irraggiamento più basso tra le città analizzate. Al contrario, Bologna e Roma risultano le più penalizzate dalle perdite ambientali, a causa di un clima caratterizzato da temperature elevate nei mesi estivi e una maggiore copertura nuvolosa nei periodi invernali. L'analisi della distribuzione stagionale e giornaliera della produzione ha inoltre mostrato che tutte le città presentano una marcata variazione tra i mesi estivi e quelli invernali, con poca dipendenza dalla latitudine. Tuttavia, le città meridionali beneficiano di una produzione più distribuita durante l'arco della giornata e dell'anno, riducendo il rischio di periodi di scarsa generazione e garantendo un migliore equilibrio tra autoconsumo e acquisto dalla rete rispetto a Bolzano e Bologna, eccezione fatta per Napoli.

Questi aspetti non influenzano solo il rendimento tecnico dell'impianto, ma hanno un impatto diretto sulla sua redditività economica, come verrà analizzato nel prossimo capitolo.

4. Analisi Economica dell'impianto Fotovoltaico

L'installazione di un impianto fotovoltaico rappresenta un investimento significativo, il cui ritorno economico dipende da diversi fattori, tra cui la produzione energetica, il costo dell'impianto e il risparmio ottenuto grazie all'autoconsumo dell'energia generata. Dopo aver analizzato la produzione energetica nelle diverse località italiane, ora si valuta la redditività dell'impianto, determinando il tempo necessario per rientrare dall'investimento e il risparmio economico generato nel lungo termine. Poiché la produzione fotovoltaica è influenzata da fattori ambientali come irraggiamento solare, efficienza operativa e stagionalità, anche il rendimento economico sarà diverso tra le città analizzate. L'obiettivo è valutare la redditività dell'impianto fotovoltaico attraverso il calcolo dei seguenti parametri chiave:

- **Risparmio totale:** dato dell'energia autoconsumata che non deve essere acquistata dalla rete.
- **Guadagno totale:** derivante dalla vendita dell'energia prodotta in eccesso.
- **Costo totale:** dato dalla quantità di energia che risulta necessario acquistare perché l'impianto non riesce a produrne a sufficienza per il fabbisogno giornaliero/mensile.
- **Payback Period (Tempo di Rientro dell'Investimento):** numero di anni necessari per recuperare l'investimento iniziale attraverso il risparmio e i guadagni ottenuti.

Lo studio è stato condotto per ciascuna delle cinque città analizzate nel capitolo precedente, considerando non solo la quantità di energia prodotta, ma anche la rispettiva distribuzione stagionale, elemento chiave che influenza il bilancio economico.

Il punto di partenza dell'analisi è stato calcolare il costo dell'impianto fotovoltaico da voler installare sul tetto dell'abitazione. Come detto nel capitolo precedente, l'impianto è costituito da 10 pannelli fotovoltaici del modello *SunPower X22-360*. Per calcolare il costo totale è stata usata la seguente formula:

$$C_{pv} = P_{pv} \cdot c_{pv}$$

Dove:

- C_{pv} = costo dell'impianto (€)
- P_{pv} = potenza di picco dell'impianto, in questo caso dato dal prodotto della potenza di picco del pannello (0,360 kWp) per il numero di pannelli installati (10).
- c_{pv} = costo medio del kWp installato, considerato pari a 1800 €/kWp (dato ricavato sul di *ACCA Software*, uno dei principali strumenti per la progettazione e sviluppo di un impianto fotovoltaico).

Il costo iniziale per l'installazione è risultato essere pari a 6480€ per tutte le città considerate. Tuttavia, per valutare la reale convenienza economica, è fondamentale considerare anche il fabbisogno energetico dell'abitazione (**Load**), ovvero la quantità di energia necessaria per il funzionamento degli elettrodomestici e degli altri consumi domestici. Si è adottato un carico di 3570 kWh, distribuito mensilmente in modo non uniforme, per rispecchiare le diverse esigenze di consumo nell'arco dell'anno:

- Nei mesi invernali e autunnali, il consumo è più elevato (13,6 kWh/giorno), a causa di un maggiore utilizzo di illuminazione, riscaldamento e altri dispositivi elettrici.
- Nei mesi primaverili ed estivi, il fabbisogno energetico è inferiore (6 kWh/giorno), poiché la necessità di riscaldamento è ridotta e l'uso degli elettrodomestici può essere meno intensivo, sebbene nei periodi più caldi possa esserci un incremento dovuto ai sistemi di raffrescamento.

Questa differenza influenza direttamente il bilancio energetico dell'impianto, poiché la quantità di energia prodotta non sempre coincide con il fabbisogno dell'abitazione. Nei mesi di maggiore produzione, si potrà accumulare energia in eccesso da immettere in rete, mentre nei mesi invernali sarà necessario prelevare più energia dalla rete per coprire la domanda. L'energia generata può quindi essere gestita in tre modi:

1. **Autoconsumo:** l'energia prodotta viene utilizzata direttamente, generando un risparmio in bolletta.
2. **Vendita dell'energia in eccesso:** se la produzione supera il fabbisogno, l'energia viene immessa in rete e venduta, generando un guadagno per il proprietario dell'impianto.
3. **Acquisto di energia dalla rete:** nei mesi in cui l'impianto non copre l'intero fabbisogno, sarà necessario acquistare elettricità dalla rete, rappresentando quindi un costo aggiuntivo.

A partire da questi parametri, è stato calcolato il tempo di rientro dell'investimento, ipotizzando un ciclo di vita dell'impianto di 25 anni (periodo garantito dal costruttore del modulo fotovoltaico e riportato a catalogo). Per ciascun anno sono stati determinati i costi sostenuti e i ricavi generati, e dalla differenza tra questi due valori è stato calcolato il Flusso di Cassa. Questo, dopo essere stato attualizzato per tenere conto della svalutazione della moneta, è stato accumulato per ottenere il Flusso di Cassa Cumulativo. Il Payback Period corrisponde al primo anno in cui il valore cumulativo diventa positivo, ovvero quando l'investimento viene completamente ripagato dai risparmi e dai guadagni generati.

4.1 Costi annui dell’Impianto Fotovoltaico

L’installazione di un impianto fotovoltaico comporta non solo un costo iniziale, ma anche una serie di costi ricorrenti che devono essere considerati per valutare correttamente la sostenibilità economica dell’investimento. I principali che sono stati tenuti di conto nell’analisi sono:

1. Allaccio alla rete.

L’impianto deve essere connesso alla rete elettrica, con un costo di 122€, da sostenere una sola volta nel primo anno, al momento dell’entrata in funzione dell’impianto.

2. Manutenzione ordinaria.

La manutenzione è un costo ricorrente che aumenta progressivamente nel tempo, a causa dell’usura dei componenti. Per questo motivo, è stato adottato un modello di costi di manutenzione scalare. Tranne per il primo anno, dove non è stato considerato alcun tipo di intervento, per i successivi cinque è stato considerato un costo di 30 €/kWp (per un totale di 108 € per 3,6 kWp) per una manutenzione ordinaria leggera. Dal settimo al diciassettesimo anno il prezzo è aumentato fino a 40 €/kWp (144 €) per controlli più approfonditi dovuti ad una usura iniziale di alcuni componenti, specie quelli elettronici. Infine, per gli ultimi anni è stato considerato un costo annuo di 216 €, cioè 60 €/kWp, per la necessità di interventi più costosi.

3. Acquisto di energia dalla rete.

Nei mesi in cui l’impianto non è in grado di coprire l’intero fabbisogno energetico, dell’abitazione, sarà necessario acquistare energia dalla rete. Questo avviene prevalentemente nei periodi invernali, quando la produzione fotovoltaica è inferiore. Il costo totale per l’acquisto di energia è stato calcolato con la seguente formula:

$$Costo_{en} = |\Delta En| \cdot c_{en. buy}$$

Con:

- $|\Delta En|$ = differenza tra energia prodotta e il LOAD del mese considerato (valore negativo se la produzione è insufficiente).
- $C_{en buy}$ = costo medio dell’energia sviluppata dalla rete, pari a 0,2436 €/kWh (dato ARERA).

L’analisi dei costi annui è fondamentale per valutare la sostenibilità economica dell’investimento fotovoltaico. La necessità di acquistare energia dalla rete nei periodi di bassa produzione, unita ai costi di manutenzione progressiva, incide in modo significativo sul bilancio economico e deve essere considerata nella determinazione del tempo di rientro dell’investimento.

4.2 Ricavi dell'impianto fotovoltaico.

Dopo aver analizzato i costi annui dell'impianto, è necessario valutare i benefici economici derivanti dalla sua installazione. I ricavi principali derivano da due componenti fondamentali:

1. **Risparmio in bolletta.**

L'energia prodotta e autoconsumata dall'impianto riduce la quantità di energia che deve essere acquistata dalla rete elettrica, generando un risparmio economico.

2. **Guadagno della vendita di energia in eccesso.**

L'energia prodotta in surplus, che non viene consumata immediatamente, può essere immessa in rete e venduta, generando un'ulteriore fonte di guadagno.

L'autoconsumo rappresenta il principale beneficio economico per il proprietario, in quanto ogni kWh prodotto e utilizzato direttamente permette di evitare l'acquisto di energia dalla rete. Se la produzione mensile dell'impianto è superiore al fabbisogno energetico dell'abitazione, il risparmio sarà uguale al valore della bolletta mensile. Nei mesi con produzione ridotta, invece, il risparmio sarà pari alla differenza tra il costo della bolletta nel caso di acquisto di tutta l'energia dalla rete e la spesa sostenuta per l'acquisto dell'energia necessaria.

Quando l'impianto produce più energia di quanto ne venga consumata, il surplus viene venduto alla rete a un prezzo di 0,11 €/kWh, generando un guadagno aggiuntivo, calcolato con la formula:

$$Guadagno = |\Delta En| \cdot c_{en. sell}$$

Dove:

- $|\Delta En|$ = differenza tra l'energia totale prodotta in un mese e il LOAD mensile richiesto (valore positivo se in eccesso).
- $C_{en sell}$ = prezzo di vendita dell'energia alla rete (€/kWh)

La somma tra il risparmio in bolletta e il guadagno dalla vendita di energia permette di calcolare il ricavo totale annuale dell'impianto fotovoltaico per ogni città. Il passo successivo consiste nel confrontare i ricavi con i costi, per determinare il tempo di rientro dell'investimento e valutare la sostenibilità economica dell'installazione di un impianto fotovoltaico nelle diverse località analizzate.

4.3 Flusso di Cassa e Payback Period

Dopo aver analizzati i costi e i ricavi, è necessario valutare l'andamento economico dell'investimento nel tempo. Per questo scopo, è stato utilizzato il Flusso di Cassa, che

rappresenta la differenza tra i ricavi ottenuti e i costi sostenuti. Ogni anno, il Flusso di Cassa è stato attualizzato con un tasso del 2,8%, per tenere conto della svalutazione della moneta nel corso del tempo, utilizzando la seguente formula:

$$FC_{att} = \frac{FC}{(1 + i)^n}$$

Con:

- ***FC*** = flusso di cassa annuale (€)
- ***i*** = tasso di attualizzazione pari al 2,8%.
- ***n*** = anno di riferimento.

Successivamente, questi valori sono stati sommati progressivamente per ottenere il Flusso di Cassa Cumulativo, che rappresenta il capitale totale recuperato nel tempo. Il Payback Period corrisponde al primo anno in cui il Flusso di cassa Cumulativo diventa positivo, ovvero quando i ricavi totali eguagliano il costo iniziale dell'investimento e le spese sostenute nel periodo di funzionamento. Dopo questo punto, l'impianto inizia a generare profitto netto, e tutti i successivi risparmi e guadagni diventano un beneficio economico diretto.

Per illustrare il metodo utilizzato nel calcolo del Flusso di Cassa e del Payback Period, viene presentato di seguito un esempio applicato alla città di Roma. La scelta di Roma è motivata dal fatto che rappresenta un caso intermedio tra le condizioni climatiche del Nord e del Sud Italia, permettendo un'analisi più bilanciata del comportamento dell'impianto in termini di produzione energetica, costi e tempi di rientro. Nella tabella seguente sono riportate i dati relativi al Flusso di Cassa per alcuni anni chiave, evidenziando il progressivo recupero dell'investimento iniziale (6480€) e il momento in cui il valore cumulativo diventa positivo, determinando così il tempo di ritorno dell'investimento.

Anni	0	5	10	13	14	20	24
Costo Energia Annuale	173,3	181,8	190,2	195,1	196,7	206,4	212,7
Costo Manutenzione	0	108	144	144	144	216	216
Costo Totale	173,3	289,8	334,2	339,1	340,7	422,4	428,7
Risparmio Bolletta	697,2	688,6	680,3	675	673,7	664,1	657,7
Ricavo Energia venduta	96,6	180,2	174,2	170,7	169,5	162,6	158,1

Ricavo Totale	793,8	868,8	854,5	846,0	843,2	826,7	815,8
Flusso di Cassa	498,5	579	520,3	506,9	502,5	404,3	387,2
Flusso di cassa Attualizzato	498,5	504,3	394,8	354,0	341,4	232,7	199,6
Flusso Cumulato	-5981	-3270	-1115	-13,8	327,5	2005	2852

Dall'analisi dei dati, si osserva che il Flusso di Cassa Cumulativo diventa positivo tra il 13° e il 14° anno di funzionamento, indicando quindi che il tempo di ritorno dell'investimento per Roma è di circa 14 anni. Questo significa che fino a quel momento, i risparmi in bolletta e i guadagni dalla vendita di energia non sono ancora sufficienti a coprire interamente l'investimento iniziale e i costi di gestione. Tuttavia, dal 14° anno in poi, l'impianto inizia a generare un profitto netto, contribuendo così a un vantaggio diretto per il proprietario.

Analizzando il comportamento del Flusso di Cassa nel tempo, emergono due aspetti fondamentali:

1. I ricavi annuali tendono a ridursi leggermente con il passare degli anni. Questo fenomeno è dovuto alla perdita di efficienza dei pannelli fotovoltaici, riportata essere pari a -0,4% annuo nel datasheet, che riduce gradualmente la produzione energetica e, di conseguenza, i risparmi in bolletta e i guadagni derivanti dalla vendita dell'energia in eccesso.
2. I costi annuali aumentano progressivamente. Questo avviene sia per l'aumento del costo dell'energia sviluppata dalla rete (dovuto sempre alla progressiva riduzione delle prestazioni dei pannelli), ma anche per l'incremento dei costi di manutenzione, che passano da 108 € nei primi anni a 216 € negli ultimi anni di vita dell'impianto.

L'analisi dimostra che, sebbene l'impianto fotovoltaico garantisca un ritorno economico positivo nel lungo periodo, la redditività tende a ridursi leggermente nel tempo a causa del degrado delle prestazioni e dell'aumento dei costi di gestione. Tuttavia, il risparmio generato nel periodo di vita dell'impianto rimane consistente e garantisce un vantaggio economico rispetto all'acquisto dell'energia direttamente dalla rete.

A questo punto rimane da confrontare il Payback Period e il rendimento economico tra le diverse città, evidenziando le differenze nei tempi di rientro dell'investimento in base alle condizioni climatiche e ai profili di produzione energetica di ciascuna località.

4.4 Confronto tra le città

Ma quindi, dove è più conveniente installare un impianto fotovoltaico? In questa sezione viene effettuato il confronto tra le città analizzate, con l'obiettivo di valutare come le condizioni climatiche e i profili di consumo influenzano la convenienza economica dell'impianto fotovoltaico. Per farlo, verranno presentati:

- I grafici del Flusso di Cassa Cumulativo, per visualizzare il momento in cui ciascuna città raggiunge il pareggio economico.
- Una tabella riassuntiva con tutti i fattori che incidono sulla redditività dell'impianto, con lo scopo di identificare quello con maggiore impatto.

L'analisi si focalizzerà su due confronti principali:

- Bolzano e Bologna, per esaminare l'importanza della efficienza operativa e delle condizioni ambientali nel determinare il tempo di rientro economico.
- Napoli, Roma e Palermo, per comprendere come la distribuzione stagionale dell'energia prodotta incida sull'equilibrio tra autoconsumo e vendita alla rete, e quindi sulla redditività complessiva dell'impianto.

I risultati di questa analisi permettono di evidenziare quali città offrono un ritorno economico più vantaggioso e quali fattori risultano determinanti nella convenienza dell'investimento.

4.4.1 Confronto tra Bolzano e Bologna – L'impatto dell'efficienza operativa.

In questa sottosezione l'obiettivo è mostrare come l'efficienza operativa e le condizioni ambientali influenzano il tempo di rientro, confrontando due città che hanno un irraggiamento solare ($1746,86 \text{ kW/m}^2$ a Bolzano e $1757,95 \text{ kW/m}^2$ a Bologna) e una produzione teorica molto simile (4742 kWh/anno per Bolzano e $4773,07 \text{ kWh/anno}$ a Bologna). Di seguito viene riportato il grafico del flusso di Cassa Cumulativo per Bolzano e Bologna:

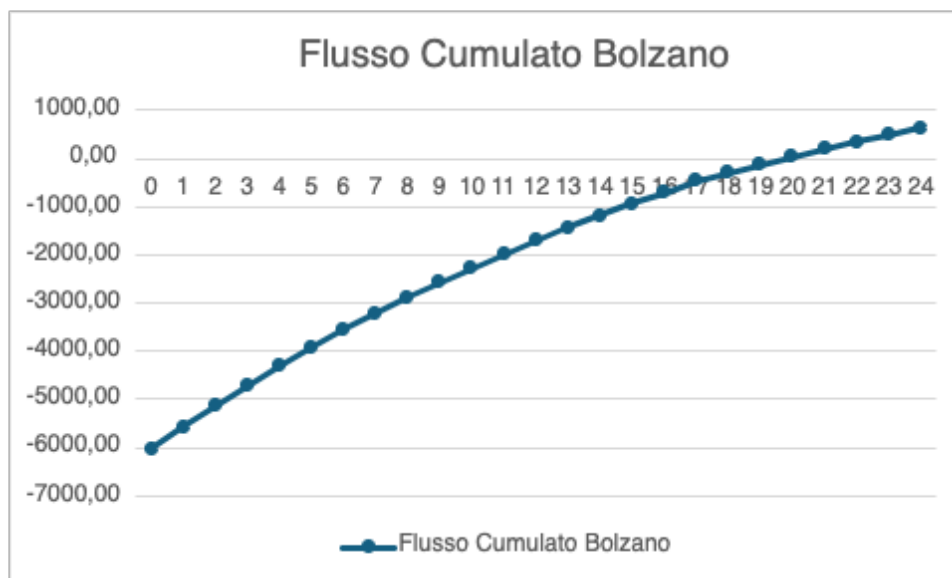


Grafico di rientro economico per l'impianto di Bolzano

Il tempo di rientro per l'impianto installato nella città di Bolzano è pari a 20 anni.

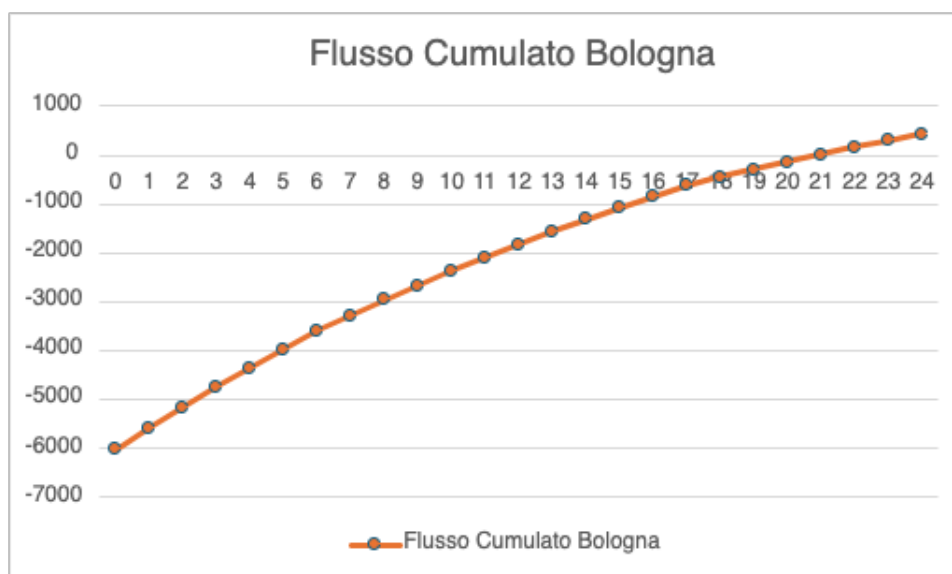


Grafico di rientro economico per l'impianto di Bologna

Per rientrare dell'investimento, un impianto fotovoltaico montato a Bologna impiega 21 anni. Il confronto tra Bologna e Bolzano evidenzia come non sia sufficiente considerare solo la produzione teorica di energia per determinare la convenienza economica di un impianto fotovoltaico. In teoria, Bologna dovrebbe garantire un ritorno dell'investimento più rapido, poiché registra una produzione leggermente superiore a Bolzano. Tuttavia, le condizioni ambientali e la qualità della conversione dell'energia influenzano il risultato finale. Come evidenziato nell'analisi energetica, Bolzano presenta un'efficienza operativa superiore (0,880 contro 0,863 di Bologna). Questo è dovuto alle minori perdite complessive

registrate nella città altoatesina: le perdite per Temperatura e Irradiazione Bassa ammontano a -10,95% a Bolzano, mentre a Bologna salgono fino a -12,46%, determinando un totale di perdite pari rispettivamente a 34,05% per Bolzano e 35,31% per Bologna. Queste differenze si riflettono direttamente sulla produzione reale di energia: Bolzano, pur avendo un irraggiamento teoricamente inferiore, riesce a generare 4170,7 kWh all'anno, mentre Bologna si ferma a 4166,93 kWh. L'efficienza superiore dell'impianto a Bolzano compensa la minore disponibilità di radiazione solare, portando ad un tempo di rientro dell'investimento inferiore rispetto a Bologna. Quindi, questo confronto dimostra che una maggiore produzione teorica non è sempre sinonimo di un miglior rendimento economico. La qualità della conversione energetica e le condizioni ambientali giocano un ruolo cruciale nel determinare la convenienza di un impianto fotovoltaico, rendendo Bolzano più vantaggiosa rispetto a Bologna nonostante la minore radiazione disponibile.

4.4.2 Confronto tra Napoli, Roma e Palermo – L'impatto della stagionalità sulla redditività.

Come discusso nella sezione 3.4.3, la distribuzione stagionale di energia incide in modo significativo sull'autoconsumo e, di conseguenza, sulla redditività economica dell'impianto fotovoltaico. Questo aspetto diventa evidente nel confronto tra le città del Centro-Sud Italia, che presentano una produzione totale elevata, ma con dinamiche di gestione dell'energia diverse.

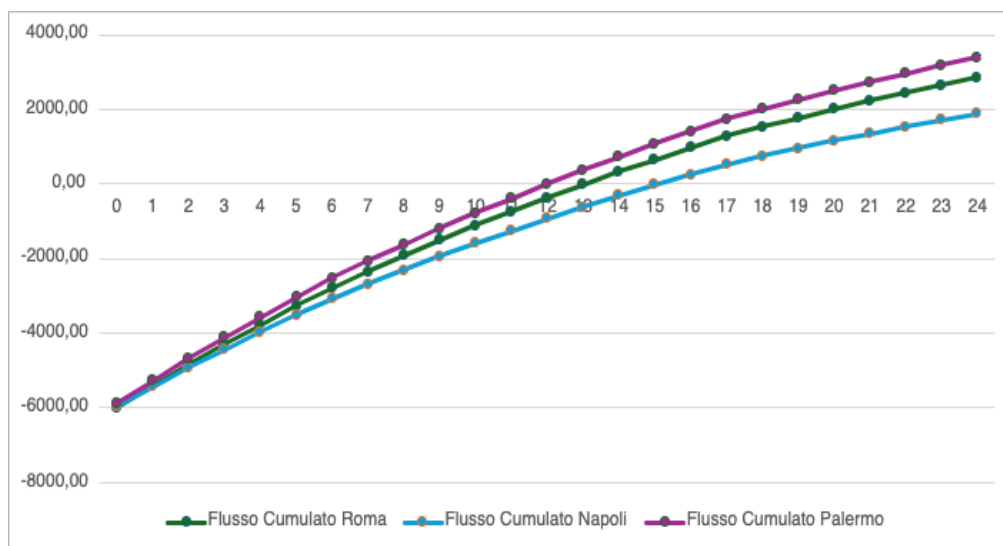


Grafico di rientro economico per Napoli, Roma e Palermo

Dal grafico del Flusso di Cassa Cumulativo emerge chiaramente che Palermo è la città con il Payback Period più breve, pari a 12 anni, seguito da Roma con 13 anni, mentre Napoli si posiziona più indietro con 15 anni necessari per risanare la spesa.

Sebbene Napoli abbia una produzione totale solo leggermente inferiore rispetto a Roma e Palermo (4467,4 kWh all'anno contro 4555,2 kWh di Roma e 4634,01 kWh di Palermo), il suo tempo di rientro più lungo non è dovuto solo a queste differenze. Un altro fattore determinante è la distribuzione stagionale della produzione, che incide direttamente sulla gestione dell'energia e sui costi sostenuti. Napoli concentra gran parte della sua produzione nei mesi estivi, più di Palermo stessa, come si può osservare nel grafico della produzione mensile (sezione 3.4.3). Questa caratteristica porta ad avere una maggiore quantità di energia in eccesso da vendere alla rete, risultando infatti la città con il maggior ricavo dalla vendita di energia (4229,7 €). Tuttavia, questa forte stagionalità penalizza il suo autoconsumo nei mesi invernali, periodo in cui la produzione non è sufficiente a ricoprire il fabbisogno energetico dell'abitazione. Di conseguenza, Napoli è costretta ad acquistare più energia dalla rete rispetto a Roma e Palermo, accumulando costi più elevati per l'energia prelevata (5405 €, il valore più alto tra le città del Sud analizzate). Questo maggiore esborso riduce l'efficacia dell'impianto nell'abbattimento dei costi della bolletta e allunga il tempo necessario per rientrare dell'investimento.

Al contrario, Palermo e Roma presentano una distribuzione della produzione più bilanciata lungo tutto l'anno, garantendo un migliore equilibrio tra produzione e autoconsumo. Questo consente loro di ridurre al minimo l'energia comprata dalla rete, con una conseguente diminuzione dei costi e un aumento del risparmio economico diretto. Pur generando guadagni inferiori dalla vendita alla rete, ottimizzano il loro ritorno economico grazie a un miglior sfruttamento dell'energia autoprodotta, che si traduce in un tempo di rientro più breve rispetto a Napoli. In sintesi, il confronto tra queste tre città dimostra come non sia solo la quantità totale di energia prodotta a determinare la convenienza economica di un impianto fotovoltaico, ma anche la distribuzione stagionale e la capacità di massimizzare l'autoconsumo, riducendo la dipendenza dalla rete e i costi energetici complessivi.

4.5 Sintesi Finale

La tabella seguente riassume tutti i parametri economici e tecnici dell'analisi, permettendo di confrontare in modo diretto le diverse città e identificare i fattori con il maggiore impatto sulla redditività dell'impianto:

	Bolzano	Bologna	Roma	Napoli	Palermo
Irraggiamento Annuale (kWh/ m²)	1746,86	1757,95	1936,7	1875,98	1946,5
Perdite Totali	-34,05%	-35,31%	-35,03%	-34,22%	-34,84%
Produzione Teorica Impianto (kWh/pannello)	4742	4773,07	5258,44	5093,54	5333,8
Efficienza Operativa	0,88	0,863	0,866	0,877	0,869
Produzione Reale Impianto (kWh)	4170,65	4116,93	4555,21	4467,37	4634,01
Risparmio Bolletta (€)	14910,32	14829,32	16231	15484,51	16492
Ricavi Vendita (€)	3743,61	3645,24	4112,99	4229,67	4193,25
Costi Acquisto (€)	5980	6061	4658,8	5405,8	4398,2
Payback Period (anni)	20	21	13	15	12

L'analisi comparativa delle cinque città ha evidenziato come il rendimento economico di un impianto fotovoltaico sia determinato da molteplici fattori, tra cui la produzione totale di energia, l'efficienza operativa e la distribuzione stagionale della produzione. Dal punto di vista quantitativo, la produzione totale di energia è il parametro più rilevante per ottenere un buon rendimento economico. Infatti, Palermo, che registra il valore più alto di irraggiamento solare e produzione totale (4634,01 kWh), è anche la città con il Payback Period più breve (12 anni). Tuttavia, la semplice quantità d'energia prodotta non è sempre sufficiente a garantire un ritorno economico più rapido.

Un aspetto fondamentale da considerare è la qualità della conversione dell'energia solare, influenzata dall'efficienza operativa dell'impianto. Un caso emblematico è il confronto tra Bolzano e Bologna: nonostante Bologna abbia un irraggiamento leggermente superiore ($1757,95 \text{ kWh/m}^2$ contro $1746,86 \text{ kWh/m}^2$), Bolzano ottiene una produzione reale maggiore ($4170,65 \text{ kWh}$ contro $4116,93 \text{ kWh}$), grazie a un'efficienza operativa più alta (0,88 contro 0,863). Ciò è dovuto alle minori perdite complessive dell'impianto nel clima più fresco di Bolzano, che consente un miglior rendimento delle celle fotovoltaiche e riduce il degrado delle prestazioni dovute alla temperatura. Di conseguenza, il suo Payback Period è inferiore rispetto a Bologna (20 anni contro 21 anni), nonostante una produzione teorica molto simile e di poco inferiore. Questo dimostra come, a parità di condizioni di irraggiamento, un impianto con una migliore conversione dell'energia solare possa garantire un ritorno economico più rapido.

L'altro fattore chiave è la distribuzione stagionale della produzione. Il confronto tra Napoli, Roma e Palermo mostra chiaramente come la stagionalità influenzi la redditività dell'impianto. Napoli registra il secondo valore più alto di efficienza operativa (0,877) e una produzione elevata, ma il suo Payback è di 15 anni, più lungo di quello di Roma (13 anni) e Palermo (12 anni). Questo è dovuto alla sua escursione stagionale: nei mesi estivi produce molta energia in eccesso, che viene venduto alla rete (4229,67 € di ricavi dalla vendita, il valore più alto tra le città), ma nei mesi invernali la produzione cala bruscamente, aumentando i costi per l'acquisto di energia dalla rete (5405,8 €). Al contrario, Roma e Palermo, come detto sopra, hanno una distribuzione della produzione più equilibrata durante tutto l'anno, riducendo i costi di acquisto dell'energia (4658,8 € per Roma e 4398,2 € per Palermo) e garantendo un maggiore risparmio in bolletta, che rappresenta il fattore più impattante sulla redditività complessiva.

5. Considerazioni Finali

Lo studio condotto ha permesso di valutare il rendimento energetico ed economico di un impianto fotovoltaico installato in diverse condizioni climatiche, mettendo in luce i fattori chiave che influenzano la produzione di energia e la convenienza dell'investimento.

Dal punto di vista energetico, è emerso che, sebbene la quantità di energia totale prodotta sia determinata principalmente dall'irraggiamento solare disponibile, il rendimento effettivo dell'impianto dipende anche da altri parametri, come l'efficienza operativa e le perdite legate alla temperatura e alla bassa irradiazione. Il confronto tra le città ha dimostrato che condizioni ambientali più favorevoli, con temperatura moderata, migliorano il rendimento dei pannelli e riducono le perdite. Tuttavia, quando la produzione è concentrata in specifici periodi dell'anno, come nel caso di Napoli, si evidenzia un maggiore squilibrio tra autoconsumo e vendita alla rete, con ripercussioni sulla sostenibilità economica complessiva.

Dal punto di vista economico, il Payback Period varia in modo significativo tra le città analizzate, con tempi di rientro dell'investimento più rapidi nelle località con maggiore produzione e una distribuzione stagionale più equilibrata dell'energia. Il confronto tra Bologna e Bolzano ha evidenziato il ruolo dell'efficienza operativa nella determinazione della redditività, mentre l'analisi delle città del Centro-Sud ha mostrato come la stagionalità della produzione influenza i costi di acquisto dell'energia e il risparmio ottenibile in bolletta.

Nel complesso, l'installazione di un impianto fotovoltaico rappresenta una soluzione economicamente vantaggiosa in tutte le località analizzate, sebbene con tempi di rientro diversi. L'analisi ha confermato che non è sufficiente valutare solo la produzione totale di energia, ma è essenziale considerare anche la qualità della conversione, le condizioni ambientali e la stagionalità della produzione. Un impianto ben progettato e adattato alle specifiche caratteristiche climatiche e di consumo locale può garantire un ritorno economico più rapido e un maggiore risparmio nel lungo periodo.

In conclusione, il fotovoltaico si conferma una scelta sostenibile e redditizia, sia dal punto di vista ambientale che economico, offrendo un'alternativa efficace all'acquisto continuato di energia dalla rete nel corso degli anni e contribuendo alla transizione verso un sistema energetico più efficace e rinnovabile.

Bibliografia

- [1] Peter Würfel “Physics of Solar Cells - From Principles to New Concepts” Wiley- VHC, 2005.
- [2] Lucia Ceccherini Nelli “Fotovoltaico in Architettura” Alinea, 2006.
- [3] PVEducation, “Rete educativa sul fotovoltaico”, disponibile su:
<https://www.pveducation.org/>

Sitografia

- [5] IEA – Agenzia Internazionale per l’energia: <https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv> (consultato a febbraio 2025)
- [6] ARERA - Autorità di Regolazione per l’Energia: <https://www.arera.it> (consultato a febbraio 2025)
- [7] PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System:
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/it/ (consultato a febbraio 2025)
- [8] Sorgenia, "Da cosa dipende il rendimento di un impianto fotovoltaico",
<https://www.sorgenia.it/guida-energia/impianto-fotovoltaico-da-cosa-dipende-il-rendimento> (consultato a febbraio 2025)
- [9] QualEnergia, “Fotovoltaico, consigli sfruttare i vantaggi di un impianto su copertura”, disponibile su: <https://www.qualenergia.it/news-dalle-aziende/20171003-fotovoltaico-consigli-sfruttare-i-vantaggi-di-un-impianto-su-copertura/> (consultato a febbraio 2025)
- [10] Maysun Solar, “I pannelli solari funzionano nelle giornate nuvolose (condizioni di scarsa illuminazione)?”, disponibile su: <https://www.solarpanel-ms.com/blog/pannelli-solari-funzionano-giornate-nuvolose-condizioni-scarsa-illuminazione> (consultato a febbraio 2025)
- [11] ACCA Software, “Costo impianto fotovoltaico: opportunità e sconti delle energie rinnovabili nel 2023 e 2024”, disponibile su: <https://biblus.acca.it/> (consultato il 01/03/2025)