



*Consiglio Nazionale delle Ricerche  
Istituto di Calcolo e Reti ad Alte Prestazioni*

## **Progettazione e realizzazione di un sistema fotovoltaico off-grid a 12 V con sistema di accumulo e recupero di componenti dismessi**

*Antonio Francesco Gentile, Danilo Cistaro, Emilio Greco*

**RT-ICAR-CS-26-03**

**Gennaio 2026**



*The ICAR-CNR technical reports are published by the Institute of High Performance Computing and Networks of the National Research Council. These reports, prepared under the exclusive scientific responsibility of the authors, describe research activities of ICAR staff and collaborators, in some cases in a preliminary format before definitive publication elsewhere.*

# **Progettazione e realizzazione di un sistema fotovoltaico off-grid a 12 V con sistema di accumulo e recupero di componenti dismessi**

Antonio Francesco Gentile, Danilo Cistaro, Emilio Greco

Istituto di Calcolo e Reti ad Alte Prestazioni del Consiglio Nazionale delle Ricerche (ICAR-CNR)

Via Pietro Castellino, 111 – 80131 Napoli, Italia

{antoniofrancesco.gentile, danilo.cistaro, emilio.greco}@icar.cnr.it

## **Abstract**

Il presente rapporto tecnico descrive la progettazione, la realizzazione e la validazione sperimentale di un sistema fotovoltaico off-grid a 12 V con accumulo energetico, destinato ad applicazioni a basso consumo in contesti non serviti dalla rete elettrica.

L'idea progettuale nasce dal recupero e dal riutilizzo di pannelli fotovoltaici dismessi, originariamente impiegati per alimentare stazioni di sensori ambientali utilizzate in progetti di ricerca ormai conclusi. Tali componenti, pur non più utilizzabili nei contesti applicativi originari, risultano ancora pienamente funzionali e idonei a nuove configurazioni energetiche a ridotta potenza.

Il sistema è stato oggetto di una fase sperimentale iniziale in configurazione non ottimizzata, seguita da un processo di analisi e di ottimizzazione geometrica basato sull'impiego di strumenti di realtà aumentata e di modelli di previsione della produzione energetica. I risultati sperimentali evidenziano un incremento significativo della produzione giornaliera, confermando l'efficacia dell'ottimizzazione adottata e la validità del riuso di componenti dismessi, in un'ottica di sostenibilità, riduzione dei costi e di economia circolare applicata ai sistemi energetici off-grid.

# Sommario dei Contenuti

1. Introduzione e contesto
2. Configurazione hardware sistema
3. Modelli matematici e formule di calcolo
4. Analisi teorica delle perdite di sistema
5. Fase sperimentale: configurazione non ottimizzata
6. Ottimizzazione mediante strumenti ar
7. Configurazione finale e risultati
8. Tabelle produzione attesa
9. Raccomandazioni operative
10. Conclusioni e sviluppi futuri

# 1. Introduzione

La crescente diffusione di sistemi di monitoraggio ambientale e di dispositivi IoT in ambito scientifico e applicativo ha determinato, negli ultimi anni, un uso estensivo di sistemi di alimentazione fotovoltaici autonomi, in particolare per stazioni di sensori installate in contesti remoti o non serviti dalla rete elettrica. Al termine di numerosi progetti di ricerca, tali sistemi vengono spesso dismessi per obsolescenza tecnologica o per degrado funzionale, ma anche per la conclusione delle attività sperimentali che ne avevano motivato l'installazione.

In questo contesto si colloca l'idea alla base del presente lavoro, che nasce dal recupero di pannelli fotovoltaici originariamente utilizzati per alimentare stazioni di sensori ambientali impiegate in progetti di ricerca ormai conclusi. Sebbene non più utilizzabili nei contesti applicativi originari, tali componenti presentano caratteristiche elettriche e prestazionali ancora pienamente compatibili con nuove configurazioni energetiche a bassa potenza. Il loro riutilizzo rappresenta quindi un'opportunità concreta per sviluppare sistemi energetici sostenibili, a costi ridotti, in linea con i principi dell'economia circolare applicata all'ingegneria dei sistemi energetici.

Il presente rapporto tecnico descrive la progettazione, la realizzazione e l'ottimizzazione di un sistema fotovoltaico off-grid a 12 V con accumulo energetico, realizzato prevalentemente con componenti recuperati. L'obiettivo non è esclusivamente dimostrare la fattibilità tecnica del riuso dei materiali dismessi, ma anche analizzare in modo sistematico le prestazioni energetiche del sistema, individuare le principali fonti di perdita e valutare l'impatto delle scelte progettuali sull'efficienza complessiva.

Particolare attenzione è stata dedicata alla configurazione geometrica del campo fotovoltaico, aspetto spesso sottovalutato nelle installazioni di piccola taglia e nei contesti non professionali, ma che incide in modo determinante sulla produzione energetica reale. Attraverso una fase sperimentale iniziale, seguita da un processo di analisi e ottimizzazione supportato da strumenti di realtà aumentata e modelli matematici di previsione, è stato possibile quantificare il miglioramento delle prestazioni ottenuto senza modificare la componentistica di base del sistema.

Il lavoro si propone quindi come studio di caso replicabile, in applicazioni pratiche, dimostrando come sistemi fotovoltaici off-grid di piccola potenza possano essere efficacemente progettati e

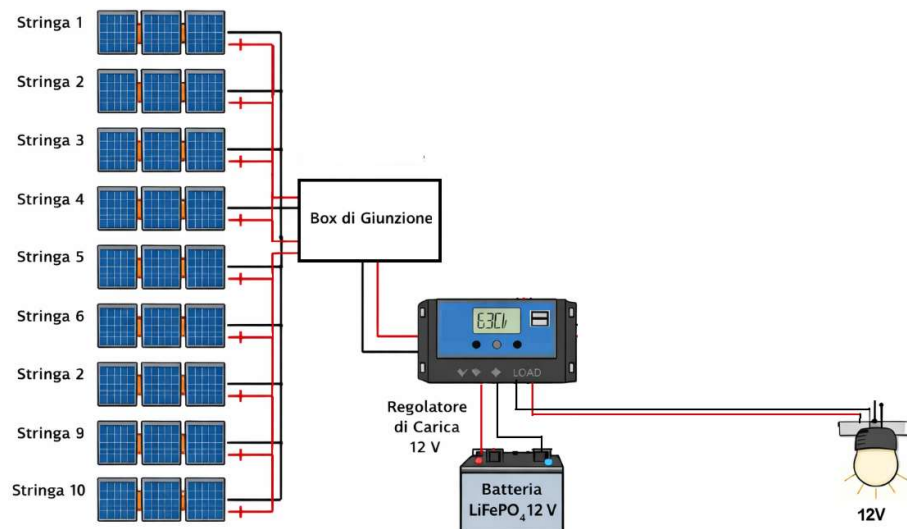
ottimizzati mediante il riuso di componenti esistenti, con benefici in termini di sostenibilità ambientale, contenimento dei costi e affidabilità operativa.

## 2. Configurazione hardware del sistema

### 2.1 Architettura generale del sistema off-grid

Il sistema oggetto di studio è configurato come impianto fotovoltaico off-grid completamente autonomo, progettato per operare in assenza di connessione alla rete elettrica. L'architettura complessiva segue uno schema classico per sistemi di piccola potenza, articolato in quattro blocchi funzionali principali: il campo fotovoltaico, sorgente primaria di energia; il regolatore di carica, per la gestione e il controllo dei flussi energetici; il sistema di accumulo a 12 V; e i carichi finali.

L'energia elettrica prodotta dal campo fotovoltaico viene convogliata al regolatore di carica, che gestisce correttamente il processo di ricarica della batteria e protegge il sistema da condizioni operative anomale. L'energia accumulata viene successivamente resa disponibile ai carichi utilizzatori, costituiti prevalentemente da dispositivi di illuminazione a LED a basso consumo. L'intero sistema è stato concepito con l'obiettivo di massimizzare l'affidabilità operativa e la semplicità di gestione, in coerenza con il contesto applicativo e l'utilizzo di componenti in larga parte recuperati.



## 2.2 Campo fotovoltaico: moduli, origine e criteri di configurazione

Il campo fotovoltaico è costituito da moduli policristallini di piccola potenza, recuperati da stazioni di sensori ambientali già impiegate in progetti di ricerca ormai conclusi. Tali pannelli, pur non più utilizzabili nei contesti applicativi originari, presentano caratteristiche elettriche ancora pienamente compatibili con sistemi off-grid a bassa potenza, rendendoli idonei al riutilizzo in nuove configurazioni energetiche.

La scelta di impiegare moduli da 3 W nominali risponde a criteri di modularità e di flessibilità progettuale. Questa tipologia di pannelli consente infatti di adattare facilmente la potenza installata alle esigenze del sistema, consentendo espansioni progressive del campo fotovoltaico senza interventi strutturali invasivi. Ciascun modulo presenta una tensione al punto di massima potenza di circa 5,5 V e una corrente nominale di circa 0,55 A, valori compatibili con configurazioni in serie e in parallelo ottimizzate per sistemi a 12 V.

### **Caratteristiche Tecniche Moduli Singoli:**

La scelta di moduli di piccola taglia (3W) risponde a criteri di modularità e di flessibilità nell'installazione. Ciascun modulo presenta le seguenti caratteristiche elettriche misurate in condizioni STC (irraggiamento 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura delle celle 25 °C, massa d'aria AM 1.5):

- Potenza massima (P<sub>max</sub>): 3W
- Tensione a circuito aperto (V<sub>oc</sub>): 6.9V
- Tensione al punto di massima potenza (V<sub>mp</sub>): 5.5V
- Corrente di cortocircuito (I<sub>sc</sub>): 0.58A
- Corrente al punto di massima potenza (I<sub>mp</sub>): 0.55A
- Efficienza stimata: 15-17% (tipica per policristallino economico)

### **2.2.1 Configurazione elettrica del campo fotovoltaico**

Nella configurazione finale, il campo fotovoltaico è composto da 30 moduli da 3 W, per una potenza nominale complessiva di circa 90 W. I pannelli sono organizzati secondo lo schema 3S × 10P, ovvero tre moduli collegati in serie per ciascuna stringa e dieci stringhe collegate in parallelo. Questa configurazione consente di ottenere una tensione di lavoro adeguata alla ricarica di un sistema di accumulo a 12 V, garantendo al contempo una corrente sufficiente a sfruttare efficacemente la potenza disponibile.

Durante la fase iniziale della sperimentazione, il sistema operava con una configurazione ridotta composta da 24 pannelli ( $3S \times 8P$ ), per una potenza nominale di circa 72 W. L'espansione successiva a 30 pannelli è stata introdotta per aumentare il margine di sicurezza energetica, in particolare durante il periodo invernale, caratterizzato da ridotta insolazione e maggiore variabilità meteorologica.

### **Configurazione Serie-Parallelo:**

I 30 pannelli sono organizzati secondo uno schema  $3S \times 10P$  (3 pannelli in serie per 10 stringhe in parallelo). Questa configurazione è stata selezionata per ottimizzare la compatibilità con il sistema di accumulo a 12 V nominali:

Tensione stringa (3S):  $V_{mp} = 5.5V \times 3 = 16.5V$

Corrente parallelo (10P):  $I_{mp} = 0.55A \times 10 = 5.5A$

Potenza teorica sistema:  $P = 16.5V \times 5.5A = 90.75W$

La tensione di stringa di 16,5 V risulta adeguata per la carica di una batteria 12 V nominale (che richiede tensioni di carica nell'ordine di 14-14,6 V), garantendo un margine sufficiente anche in condizioni di temperatura elevate, che tendono a ridurre la tensione dei moduli.

L'evoluzione della configurazione ha visto:

- Fase 1: 24 pannelli, configurazione  $3S \times 8P$ , potenza 72 W
- Fase 2: 30 pannelli, configurazione  $3S \times 10P$ , potenza 90 W

L'incremento è stato motivato dall'esigenza di aumentare il margine di sicurezza energetica, soprattutto nei mesi invernali, caratterizzati da una ridotta insolazione.

## **2.3 Sistema di accumulo e gestione dell'energia**

Il sistema di accumulo è basato su una batteria al litio ferro fosfato ( $LiFePO_4$ ) con capacità nominale pari a 20 Ah e tensione nominale di 12,8 V, corrispondente a una configurazione interna a quattro celle in serie. La scelta di questa tecnologia è motivata da diversi fattori, tra cui l'elevata sicurezza operativa, la stabilità termica, l'elevato numero di cicli di carica e scarica e la possibilità di sfruttare una quota elevata della capacità nominale senza effetti significativi sul degrado della batteria.

La capacità energetica complessiva del sistema di accumulo è pari a circa 256 Wh, un valore coerente con il profilo di consumo del sistema e con la potenza del campo fotovoltaico installato. La batteria è dotata di un sistema di gestione integrato (BMS) che garantisce la protezione da sovraccarica e da cortocircuito, contribuendo alla sicurezza e all'affidabilità dell'intero impianto.

Le caratteristiche della curva tensione–stato di carica tipiche delle batterie LiFePO<sub>4</sub> consentono un funzionamento stabile su un ampio intervallo di carica, rendendo il sistema particolarmente adatto ad applicazioni off-grid soggette a cicli giornalieri di carica e scarica.

La batteria adottata è un modulo commerciale con le seguenti specifiche:

- Tecnologia chimica: LiFePO<sub>4</sub> (Litio Ferro Fosfato)
- Capacità nominale: 20Ah @ C/5
- Tensione nominale: 12.8V (configurazione 4S)
- Numero celle serie: 4 (3.2V cadauna)
- Capacità energetica:  $20\text{Ah} \times 12.8\text{V} = 256\text{Wh}$
- Capacità utilizzabile:  $256\text{Wh} \times 100\% = 256\text{Wh}$  (nessun DOD limit per LiFePO<sub>4</sub>)
- BMS (Battery Management System): Integrato, 20A continui
- Peso: ~2.5 kg
- Dimensioni: Compatte (<20×15×10 cm tipico)
- Cicli vita attesi: 3000+ cicli @ 80% DOD
- Vita operativa stimata: 10+ anni

### **Curve Tensione-SOC:**

Le batterie LiFePO<sub>4</sub> presentano una curva tensione-stato di carica (SOC) caratteristica, sostanzialmente piatta nella regione 20-90% SOC:

- 100% SOC: 13.6V (fine carica)
- 90% SOC: 13.4V
- 50% SOC: 13.0-13.2V (tensione nominale)
- 20% SOC: 12.4V
- 10% SOC: 11.8V (soglia LVD tipica)
- 0% SOC: 10.0V (protezione BMS)

La regione operativa ottimale è compresa tra 20% e 80% di SOC (corrispondente a 51-205 Wh), consentendo di sfruttare circa 154 Wh con stress ridotto sulle celle. Tuttavia, i dati sperimentali acquisiti dimostrano che il sistema opera regolarmente anche a profondità di scarica superiori (fino al 10% di SOC), con l'intervento della protezione LVD (Low Voltage Disconnect) del regolatore.

### Confronto con Tecnologie Alternative:

La scelta della tecnologia LiFePO<sub>4</sub> rispetto alle tradizionali batterie al piombo (AGM, GEL) è motivata da numerosi vantaggi:

Parametro	LiFePO <sub>4</sub> 20 Ah	AGM 20 Ah	GEL 20 Ah
Capacità utilizzabile	100% (256 Wh)	50% (128 Wh)	50% (128 Wh)
Cicli di vita (@80% DOD)	>3000	300-500	500-800
Peso	2,5 kg	8 kg	7 kg
Autoscarica	<1%/mese	3-5%/mese	2-3%/mese
Efficienza carica/scarica	95-98%	80-85%	85-90%
Costo iniziale	~65 €	40-50 €	50-60 €
Costo per ciclo	~0,022 €	0,10-0,15 €	0,07-0,10 €

La batteria LiFePO<sub>4</sub>, pur avendo un costo iniziale superiore del 30-60% rispetto alle tecnologie al piombo, risulta più economica su base ciclica grazie alla maggiore durata e alla possibilità di utilizzare il 100% della capacità nominale.

## 2.4 Regolatore di carica e sistema di controllo

La gestione dei flussi energetici tra il campo fotovoltaico, la batteria e i carichi è affidata a un regolatore di carica di tipo PWM (Pulse Width Modulation) con corrente nominale massima pari a 20 A. La scelta di un regolatore PWM, rispetto a soluzioni di tipo MPPT, è stata effettuata tenendo conto della potenza complessiva del sistema, del contenimento dei costi e della semplicità di implementazione.

Il regolatore assicura la corretta gestione delle fasi di carica della batteria, applicando i profili specifici per la tecnologia LiFePO<sub>4</sub> e garantendo la protezione del sistema da condizioni operative anomale, quali sovratensioni, sovracorrenti e scariche profonde. Il dispositivo è inoltre dotato di connettività Bluetooth, che consente di monitorare in tempo reale i principali parametri elettrici tramite un'applicazione mobile.

Sebbene la tecnologia PWM presenti un'efficienza inferiore rispetto ai regolatori MPPT, in particolare in presenza di una differenza significativa tra la tensione di lavoro dei pannelli e quella della batteria, rappresenta un compromesso accettabile per sistemi di piccola potenza. Le implicazioni di questa scelta sulle prestazioni complessive del sistema sono analizzate nel dettaglio nei capitoli successivi.

### **Specifiche Tecniche Regolatore:**

- Marca/Modello: KWODE PWM 20A
- Tecnologia: PWM (modulazione larghezza impulso)
- Tensione nominale sistema: 12V/24V auto-detect
- Corrente massima carica: 20A
- Corrente massima scarica: 20A
- Tensione massima ingresso: 50V
- Potenza massima gestibile: 240W @ 12V
- Protezioni integrate: Sovraccarica, sovrascarica, cortocircuito, inversione polarità, sovratemperatura
- Connettività: Bluetooth 4.0
- Applicazione mobile: "LM Solar" (Android/iOS)
- Display: Nessuno (solo app)
- Funzioni avanzate: Timer programmabile, statistiche produzione/consumo
- Profili carica supportati: LiFePO4, AGM, GEL, Flooded
- Compensazione temperatura: Sì (sensore opzionale)
- Dimensioni: Compatte (<math>15 \times 10 \times 4</math> cm)
- Peso: <math>< 300</math>g
- Costo: ~30 euro

### **Tecnologia PWM vs MPPT:**

La tecnologia PWM regola la carica della batteria modulando la larghezza degli impulsi di corrente provenienti dai pannelli. Questo metodo è semplice ed economico, ma presenta uno svantaggio intrinseco: il regolatore PWM "forza" la tensione dei pannelli a quella della batteria, causando perdite quando  $V_{mp}$  dei pannelli  $\neq V_{batteria}$ .

Un regolatore MPPT (Maximum Power Point Tracking), invece, utilizza un convertitore DC-DC per consentire ai pannelli di operare sempre al punto di massima potenza, indipendentemente dalla tensione della batteria. L'efficienza MPPT è tipicamente del 95-98%, contro il 75-80% del PWM.

Tuttavia, per sistemi di piccola taglia (<150W) e con budget contenuto, la tecnologia PWM rappresenta un compromesso accettabile considerando:

- Costo inferiore (30€ vs 60-70€ per MPPT equivalente)
- Semplicità e affidabilità (meno componenti elettronici)
- Differenza energetica assoluta contenuta (30-40 Wh/giorno nel caso specifico)
- ROI dell'upgrade MPPT superiore a 3 anni

Nel caso specifico, l'analisi costi/benefici suggerisce che l'investimento in un regolatore MPPT sarebbe giustificato solo per espansioni future oltre 150 W nominali o per applicazioni con vincoli critici di produzione.

### **Funzionalità App Mobile:**

L'applicazione mobile "LM Solar" permette il monitoraggio in tempo reale e la configurazione del sistema:

- Visualizzazione parametri istantanei (tensioni, correnti, potenze)
- Statistiche storiche (giorno, settimana, mese, totale)
- Configurazione profilo carica (importante impostare "LiFePO4")
- Timer carico (ON/OFF programmabile)
- Log eventi (attivazione protezioni, anomalie)
- Allarmi personalizzabili (batteria bassa, sovraccarico)

La possibilità di monitoraggio remoto si è rivelata fondamentale per l'analisi delle prestazioni durante la fase sperimentale, consentendo la raccolta di dataset dettagliati senza la necessità di un accesso fisico continuo all'impianto.

## **2.5 Carichi utilizzatori e profilo di consumo**

I carichi utilizzatori del sistema sono costituiti principalmente da dispositivi di illuminazione a LED a 12 V, selezionati per l'elevata efficienza luminosa e il consumo energetico ridotto. La

configurazione tipica prevede l'utilizzo di un numero variabile di lampade LED, con potenze unitarie dell'ordine di alcuni watt, attive prevalentemente nelle ore serali.

Il profilo di consumo giornaliero è stato definito in modo coerente con la capacità di accumulo del sistema e con la produzione energetica attesa del campo fotovoltaico, garantendo un equilibrio tra domanda e offerta anche in condizioni meteorologiche non ottimali. Il consumo complessivo giornaliero costituisce il riferimento per la valutazione dell'autonomia del sistema e per l'analisi delle prestazioni sperimentali presentate nei capitoli successivi.

Il carico principale del sistema è costituito da illuminazione a LED, tecnologia che garantisce elevata efficienza luminosa (lumen/Watt) e lunga durata operativa.

### **Configurazione Illuminazione:**

- Tipologia: LED E27 AC/DC 12V
- Potenza unitaria: 9 W @ 12 V DC
- Flusso luminoso: ~900 lumen per LED
- Efficienza luminosa: ~100 lm/W
- Temperatura colore: 6000 K (bianco freddo)
- Angolo emissione: 120° (fascio ampio)
- Vita operativa: 20.000+ ore
- Compatibilità: Tensione 12 V DC diretta (no driver esterno)

La configurazione finale prevede l'utilizzo di 3-5 LED in parallelo, per un carico totale compreso tra 27 W e 45 W. L'utilizzo è regolato da un timer programmabile, con accensione automatica al tramonto e spegnimento dopo 4 ore (tipicamente dalle 18:00 alle 22:00 in inverno).

### **Consumo Giornaliero Tipico:**

$5 \text{ LED} \times 9 \text{ W} \times 4 \text{ h} = 180 \text{ Wh/giorno}$  (illuminazione)

Regolatore + BMS standby:  $0.8 \text{ W} \times 24 \text{ h} = 19 \text{ Wh/giorno}$

Consumo totale giornaliero: 199 Wh/giorno

Il consumo risulta ben dimensionato rispetto alla produzione attesa (260 Wh/giorno in inverno), garantendo un surplus del 30% circa, che assicura l'affidabilità anche in condizioni meteorologiche non ottimali o in giorni parzialmente nuvolosi.

### 3. Modelli di calcolo e criteri di valutazione delle prestazioni

La valutazione delle prestazioni di un sistema fotovoltaico off-grid richiede l'adozione di modelli di calcolo in grado di stimare la produzione energetica effettiva a partire dai parametri nominali dei componenti e dalle condizioni ambientali di esercizio. In questo capitolo vengono descritti i modelli utilizzati per la stima della produzione energetica giornaliera, l'analisi delle perdite di sistema e il dimensionamento del rapporto tra generazione e accumulo, che costituisce un parametro chiave per l'affidabilità operativa dell'impianto.

L'obiettivo non è fornire una trattazione teorica esaustiva dei modelli fotovoltaici, bensì adottare formulazioni consolidate e sufficientemente accurate per sistemi di piccola potenza, facilmente replicabili e verificabili sperimentalmente.

#### 3.1 Stima della produzione energetica giornaliera

La produzione energetica giornaliera di un sistema fotovoltaico può essere stimata, in prima approssimazione, come il prodotto tra la potenza nominale del campo fotovoltaico e le ore di sole equivalenti disponibili sul sito di installazione. Tale stima deve essere corretta introducendo opportuni fattori di efficienza che tengano conto delle perdite di sistema e delle condizioni operative reali.

La relazione generale adottata è esprimibile nella forma:

$$E_g = P_{FV} \cdot H_{eq} \cdot \eta_{sist} \cdot F_{stag}$$

Dove  $E_g$  rappresenta l'energia prodotta in un giorno,  $P_{FV}$  la potenza nominale del campo fotovoltaico in condizioni standard (STC),  $H_{eq}$  le ore di sole equivalenti,  $\eta_{sist}$  l'efficienza complessiva del sistema e  $F_{stag}$  un fattore correttivo stagionale che tiene conto della variabilità meteorologica e geometrica.

Questa formulazione, pur semplificata, consente di ottenere stime realistiche della produzione energetica per sistemi off-grid di piccola taglia, purché i singoli fattori correttivi siano scelti in modo coerente con il contesto applicativo.

### 3.2 Ore di sole equivalenti e condizioni di sito

Il concetto di ore di sole equivalenti consente di ricondurre l'irraggiamento solare variabile nel corso della giornata a un numero equivalente di ore in cui l'impianto opererebbe alle condizioni standard di irraggiamento pari a 1000 W/m<sup>2</sup>. Tale parametro dipende fortemente dalla località geografica, dalla stagione e dalle condizioni meteorologiche medie.

Per il sito di installazione oggetto di studio, caratterizzato da una località montana dell'Italia meridionale, i valori di ore di sole equivalenti sono stati stimati a partire da database consolidati e corretti, tenendo conto dell'altitudine e della latitudine. L'altitudine contribuisce a ridurre l'attenuazione atmosferica, mentre la latitudine influisce sull'angolo di incidenza dei raggi solari e sulla durata del giorno nel corso dell'anno.

Nei mesi invernali, che rappresentano la condizione più critica per i sistemi off-grid, il valore medio delle ore di sole equivalenti è sensibilmente inferiore rispetto a quello dei mesi estivi. Questo aspetto rende particolarmente importante l'ottimizzazione dell'orientamento e dell'inclinazione del campo fotovoltaico, nonché il corretto dimensionamento del sistema di accumulo.

Il concetto di "ore di sole equivalenti" rappresenta una semplificazione utile per il calcolo energetico. Si definisce come il numero di ore in cui l'irraggiamento solare medio giornaliero, in condizioni STC (1000 W/m<sup>2</sup>), equivale a 1.

Ad esempio, se in una giornata l'irradiazione varia tra 0 e 800 W/m<sup>2</sup> con valore medio ponderato di 400 W/m<sup>2</sup> per 10 ore effettive di luce, le ore di sole equivalenti sono:

$$H_{\text{sole\_equivalente}} = (400 \text{ W/m}^2 \times 10 \text{ h}) / 1000 \text{ W/m}^2 = 4 \text{ ore equivalenti}$$

Per la località di installazione, i valori tipici di ore sole equivalenti sono stati derivati da database PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) e corretti per l'altitudine:

$$H_{\text{sole\_base}}(\text{mese}) \times F_{\text{altitudine}} \times F_{\text{latitudine}}$$

Dove:

- $F_{\text{altitudine}} = 1 + 0.001 \times \text{Altitudine(m)} = 1 + 0.001 \times 576 = 1.576$
- $F_{\text{latitudine}} = 1 - |\text{Lat} - 40^\circ| \times 0.02 = 1 - |39.56 - 40| \times 0.02 = 0.991$

Il fattore altitudine tiene conto della maggiore trasparenza atmosferica in quota (minore attenuazione per scattering e assorbimento), mentre il fattore latitudine normalizza i dati rispetto alla latitudine di riferimento 40°N, tipica dell'Italia centrale.

Valori Mensili Ore Sole Equivalenti (luogo di installazione):

- Gennaio:  $3.5\text{h} \times 1.576 \times 0.991 = 5.0\text{h}$
- Febbraio:  $4.0\text{h} \times 1.576 \times 0.991 = 5.5\text{h}$
- Marzo:  $4.8\text{h} \times 1.576 \times 0.991 = 6.5\text{h}$
- Aprile:  $5.5\text{h} \times 1.576 \times 0.991 = 7.5\text{h}$
- Maggio:  $6.2\text{h} \times 1.576 \times 0.991 = 8.5\text{h}$
- Giugno:  $7.1\text{h} \times 1.576 \times 0.991 = 9.7\text{h}$
- Luglio:  $7.3\text{h} \times 1.576 \times 0.991 = 10.0\text{h}$
- Agosto:  $6.6\text{h} \times 1.576 \times 0.991 = 9.0\text{h}$
- Settembre:  $5.5\text{h} \times 1.576 \times 0.991 = 7.5\text{h}$
- Ottobre:  $4.8\text{h} \times 1.576 \times 0.991 = 6.5\text{h}$
- Novembre:  $3.7\text{h} \times 1.576 \times 0.991 = 5.0\text{h}$
- Dicembre:  $3.3\text{h} \times 1.576 \times 0.991 = 4.5\text{h}$

### 3.3 Efficienza complessiva del sistema

L'efficienza complessiva del sistema fotovoltaico è il risultato della combinazione di diverse efficienze parziali, ciascuna associata a una specifica componente o fenomeno di perdita. In termini generali, l'efficienza complessiva può essere espressa come il prodotto di più fattori correttivi, ciascuno minore o uguale a 1.

Nel caso in esame, l'efficienza di sistema tiene conto principalmente delle perdite dovute al regolatore di carica, alle connessioni elettriche, agli effetti termici sui moduli fotovoltaici, all'accumulo di sporcizia sulla superficie dei pannelli e alla configurazione geometrica dell'impianto.

$$\eta_{\text{sistema}} = \eta_{\text{regolatore}} \times \eta_{\text{cavi}} \times \eta_{\text{temperatura}} \times \eta_{\text{sporcizia}} \times \eta_{\text{orientamento}}$$

### 3.3.1 Perdite associate al regolatore di carica ( $\eta_{\text{regolatore}}$ )

L'utilizzo di un regolatore di carica di tipo PWM comporta una riduzione dell'energia trasferita alla batteria rispetto alla potenza teoricamente disponibile ai morsetti del campo fotovoltaico. Tale perdita è dovuta al fatto che la tensione di lavoro dei pannelli viene forzata verso valori prossimi a quella della batteria, impedendo il funzionamento continuo al punto di massima potenza.

Per il sistema in esame, l'efficienza del regolatore PWM è stata stimata in modo conservativo intorno al 75%, valore coerente con quanto riportato in letteratura e con le specifiche tipiche di dispositivi commerciali di pari categoria. Questa componente rappresenta una delle principali fonti di perdita del sistema e svolge un ruolo determinante nella valutazione complessiva delle prestazioni.

L'adozione di un regolatore di carica di tipo PWM, in luogo di una soluzione MPPT, richiede una specifica puntualizzazione in termini di efficienza energetica e di rapporto costi-benefici. Dal punto di vista puramente teorico, un regolatore PWM presenta un'efficienza inferiore rispetto a un regolatore MPPT, poiché forza la tensione di lavoro dei pannelli fotovoltaici a valori prossimi a quelli della batteria, impedendo il funzionamento continuo al punto di massima potenza. In condizioni ideali, tale comportamento si traduce in un'efficienza tipica dell'ordine del 75%, mentre un regolatore MPPT, grazie all'impiego di un convertitore DC-DC, può raggiungere efficienze prossime al 96%.

Il guadagno teorico ottenibile passando da una tecnologia PWM a una MPPT è quindi pari a circa il 28% di energia in più rispetto alla configurazione attuale. Applicando tale incremento al sistema in esame, ciò corrisponderebbe a un aumento stimato di circa 70 Wh/giorno nel periodo invernale e a un incremento annuale dell'energia prodotta dell'ordine di 40 kWh.

Tuttavia, un'analisi più approfondita evidenzia che tale incremento teorico non si traduca automaticamente in un beneficio operativo proporzionato. In primo luogo, il ritorno economico dell'investimento risulta relativamente lungo: considerando il costo aggiuntivo di un regolatore MPPT rispetto a un PWM, il tempo di ritorno stimato si colloca intorno ai 3,3 anni, valore superiore a quello ottenibile con altri interventi di ottimizzazione del sistema, per i quali il ritorno dell'investimento è inferiore a due anni.

In secondo luogo, il sistema fotovoltaico attuale presenta già un margine di produzione positivo rispetto ai consumi giornalieri. I dati sperimentali mostrano infatti un surplus energetico di circa il

30% anche con l'impiego del regolatore PWM, condizione che garantisce il corretto funzionamento del sistema senza criticità operative.

Un ulteriore aspetto riguarda la reale utilizzabilità dell'energia aggiuntiva prodotta da un regolatore MPPT. In presenza di un sistema di accumulo di capacità limitato, come nel caso in esame, la batteria raggiunge lo stato di carica piena dopo alcune ore di irraggiamento favorevole. L'energia prodotta successivamente non può essere accumulata e viene quindi in parte dissipata, riducendo ulteriormente il beneficio effettivo dell'incremento di efficienza teoricamente disponibile.

Dal punto di vista economico, il costo di un regolatore MPPT rappresenterebbe inoltre una quota non trascurabile dell'investimento complessivo dell'impianto, pari a circa il 13% del costo totale. Tale incidenza risulta elevata se confrontata con altre possibili strategie di ottimizzazione, quali l'impiego di dispositivi di illuminazione più efficienti o la riduzione dei consumi in standby, interventi che consentono incrementi di autonomia e di affidabilità con un tempo di ritorno significativamente più breve.

Alla luce di queste considerazioni, la scelta di adottare un regolatore PWM risulta coerente con gli obiettivi del progetto e adeguata al contesto applicativo. I risultati sperimentali confermano infatti il corretto funzionamento del sistema: in condizioni reali di esercizio sono stati misurati valori di produzione giornaliera di circa 180 Wh, senza evidenziare problemi operativi né criticità nella gestione dell'energia.

La perdita di potenza può essere stimata analiticamente mediante la formula:

$$\eta_{\text{PWM}} = V_{\text{batteria}} / V_{\text{mp\_pannello}}$$

Nel caso specifico:

$$V_{\text{batteria\_media}} = 13.0\text{V (SOC medio operativo 50\%)}$$

$$V_{\text{mp\_pannello}} = 16.5\text{V (configurazione 3S)}$$

$$\eta_{\text{PWM}} = 13.0 / 16.5 = 0.79 \text{ (79\%)}$$

Considerando anche le perdite nei circuiti di commutazione e controllo, l'efficienza reale PWM è tipicamente compresa tra 75-80%. Per i calcoli predittivi si adotta:

$$\eta_{\text{regolatore\_PWM}} = 0.75 \text{ (75\%, conservativo)}$$

Un regolatore MPPT, per confronto, raggiungerebbe:

$$\eta_{\text{regolatore\_MPPT}} = 0.96 \text{ (96\%, tipico per modelli commerciali di qualità)}$$

### 3.3.2 Perdite nei collegamenti elettrici ( $\eta_{\text{cavi}}$ )

Le perdite ohmiche nei cavi di collegamento dipendono dalla corrente circolante, dalla lunghezza dei conduttori e dalla sezione del cavo. Nel sistema analizzato, le sezioni dei cavi sono state scelte per limitare le perdite a pochi punti percentuali rispetto alla potenza nominale del campo fotovoltaico.

Considerando anche le resistenze di contatto dei morsetti e delle connessioni, l'efficienza associata ai collegamenti elettrici è stata stimata pari a circa il 97%, valore compatibile con una progettazione corretta per sistemi di piccola potenza.

Le perdite ohmiche nei cavi di collegamento sono calcolabili mediante la legge di Joule:

$$P_{\text{perdita\_cavi}} = I^2 \times R_{\text{cavi}}$$

La resistenza dei cavi dipende da resistività del materiale, lunghezza e sezione:

$$R_{\text{cavi}} = \rho \times (2 \times L) / S$$

Dove:

- $\rho$  = resistività rame =  $0.0175 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$  @  $20^\circ\text{C}$
- $L$  = lunghezza del collegamento (andata, il ritorno raddoppia)
- $S$  = sezione del cavo ( $\text{mm}^2$ )

Esempio numerico sistema 90W con cavi  $4\text{mm}^2$ , lunghezza 5m:

$$I_{\text{max}} = 90\text{W} / 13\text{V} = 6.9\text{A}$$

$$R_{\text{cavi}} = 0.0175 \times (2 \times 5\text{m}) / 4\text{mm}^2 = 0.0438 \Omega$$

$$P_{\text{perdita}} = (6.9\text{A})^2 \times 0.0438\Omega = 2.08\text{W}$$

$$\text{Perdita\_percentuale} = 2.08\text{W} / 90\text{W} = 2.3\%$$

$$\eta_{\text{cavi}} = 1 - 0.023 = 0.977 \text{ (97.7\%)}$$

Per i calcoli predittivi si adotta prudenzialmente:

$$\eta_{\text{cavi}} = 0.97 \text{ (97\%, considerando connessioni e morsetti)}$$

Raccomandazioni pratiche sui cavi:

- Sezione minima 4mm<sup>2</sup> per collegamenti pannelli-regolatore con correnti fino 10A
- Sezione 6mm<sup>2</sup> consigliata per correnti 10-20A o lunghezze >10m
- Preferire cavi solari specifici con isolamento UV-resistant
- Minimizzare lunghezza collegamenti (ogni metro aggiunge resistenza)

### 3.3.3 Effetti della temperatura sui moduli fotovoltaici ( $\eta_{\text{temperatura}}$ )

La potenza erogata dai moduli fotovoltaici al silicio diminuisce all'aumentare della temperatura delle celle, secondo un coefficiente termico negativo tipicamente compreso tra -0,4% e -0,5% per grado Celsius. La temperatura delle celle operative è generalmente superiore a quella dell'ambiente, a seconda dell'irradiazione e delle condizioni di ventilazione.

Nel periodo invernale, caratterizzato da temperature ambientali relativamente basse, le perdite termiche risultano contenute e dell'ordine di pochi punti percentuali. Al contrario, nei mesi estivi tali perdite aumentano sensibilmente, contribuendo a ridurre il rendimento effettivo dei moduli nonostante l'elevato livello di irraggiamento disponibile.

Per la valutazione complessiva del sistema è stato adottato un fattore di efficienza medio che tiene conto dell'andamento stagionale della temperatura delle celle.

La tensione e la potenza dei pannelli fotovoltaici a silicio diminuiscono all'aumentare della temperatura delle celle, secondo un coefficiente termico negativo. Per pannelli policristallini, il coefficiente tipico è:

$$\gamma = -0.45\% / ^\circ\text{C} \text{ (coefficiente termico di potenza)}$$

La correzione per temperatura è calcolata come:

$$P_{\text{reale}} = P_{\text{nominale}} \times [1 + \gamma \times (T_{\text{celle}} - 25^\circ\text{C})]$$

La temperatura delle celle operative differisce dalla temperatura ambiente secondo la relazione empirica:

$$T_{\text{celle}} \approx T_{\text{ambiente}} + (\text{NOCT} - 20^\circ\text{C}) \times (G / 800 \text{ W/m}^2)$$

Dove NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) è tipicamente compreso tra 45 e 47 °C per i pannelli policristallini. In prima approssimazione:

$$T_{\text{celle}} \approx T_{\text{ambiente}} + 20\text{-}25^\circ\text{C} \text{ (sole pieno a metà giornata)}$$

Calcolo stagionale:

Inverno ( $T_{amb} = 10^{\circ}\text{C}$ ):

$$T_{celle} = 10^{\circ}\text{C} + 25^{\circ}\text{C} = 35^{\circ}\text{C}$$

$$P_{corr} = P_{nom} \times [1 + (-0.0045) \times (35 - 25)] = P_{nom} \times 0.955$$

$$\eta_{temperatura\_inverno} = 0.955 \text{ (95.5\%)}$$

$$\text{Perdita} = 4.5\%$$

Estate ( $T_{amb} = 30^{\circ}\text{C}$ ):

$$T_{celle} = 30^{\circ}\text{C} + 25^{\circ}\text{C} = 55^{\circ}\text{C}$$

$$P_{corr} = P_{nom} \times [1 + (-0.0045) \times (55 - 25)] = P_{nom} \times 0.865$$

$$\eta_{temperatura\_estate} = 0.865 \text{ (86.5\%)}$$

$$\text{Perdita} = 13.5\%$$

Le perdite per temperatura sono quindi maggiori in estate (quando teoricamente l'irradiazione è massimo), parzialmente compensando il surplus estivo. Per i calcoli predittivi si adotta un valore medio annuale:

$$\eta_{temperatura} = 0.95 \text{ (95\%, media ponderata annuale)}$$

### **3.4 Fattori stagionali e variabilità meteorologica ( $\eta_{sporizia}$ ) ( $\eta_{orientamento}$ )**

Oltre alle perdite intrinseche del sistema, la produzione energetica reale è influenzata da fattori stagionali e meteorologici difficilmente modellizzabili in modo deterministico. La copertura nuvolosa, la presenza di foschia o nebbia e la variabilità giornaliera dell'irraggiamento solare introducono fluttuazioni significative nella produzione, soprattutto nei mesi invernali.

Per tener conto di questi effetti, nei calcoli è stato introdotto un fattore stagionale correttivo che riduce la produzione teorica stimata in base alle sole ore di sole equivalenti. Tale fattore assume valori più bassi nei mesi invernali e autunnali e valori prossimi all'unità nei periodi di condizioni meteorologiche più stabili.

L'accumulo di polvere, polline, escrementi di uccelli e altri contaminanti sulla superficie dei pannelli riduce la trasmissività del vetro e quindi la produzione. La perdita per sporizia evolve nel tempo secondo un modello esponenziale asintotico:

$$\text{Perdita}(t) = \alpha \times [1 - \exp(-t/\tau)]$$

Dove:

- $\alpha$  = perdita massima asintotica (15-20% per sporcizia severa)
- $t$  = tempo dall'ultima pulizia (giorni)
- $\tau$  = costante di tempo (45 giorni in ambiente rurale, 20-30 in ambiente urbano/industriale)

Perdite tipiche nel tempo:

- 1 mese (30 giorni): ~7% perdita
- 3 mesi (90 giorni): ~15% perdita
- 6 mesi (180 giorni): ~18% perdita (asintoto)

Per mantenere le perdite per sporcizia sotto il 10%, è raccomandabile una pulizia trimestrale (ogni 90 giorni). Per sistemi con pulizia regolare:

$\eta_{\text{sporcizia}} = 0.98$  (98%, assunzione pulizia trimestrale)

Efficienza Orientamento: Questa componente tiene conto delle perdite dovute a orientamento azimutale e inclinazione non ottimali. Quando il sistema è perfettamente orientato (azimut  $180^\circ$ , inclinazione ottimale per la stagione), questo fattore vale 1,0 (100%). Le deviazioni da questi parametri causano perdite quantificabili.

Perdita azimutale:

$$\eta_{\text{azimut}} = \cos(\Delta\alpha)$$

Dove  $\Delta\alpha$  è la deviazione dall'azimut Sud ( $180^\circ$ ).

Esempi:

- $\Delta\alpha = 0^\circ$  (Sud perfetto):  $\eta = \cos(0^\circ) = 1.000$  (0% perdita)
- $\Delta\alpha = 10^\circ$ :  $\eta = \cos(10^\circ) = 0.985$  (1.5% perdita)
- $\Delta\alpha = 30^\circ$ :  $\eta = \cos(30^\circ) = 0.866$  (13.4% perdita)
- $\Delta\alpha = 45^\circ$  (Sud-Est o Sud-Ovest):  $\eta = \cos(45^\circ) = 0.707$  (29.3% perdita)

Perdita inclinazione:

La perdita per inclinazione non ottimale dipende dalla stagione e dalla latitudine. In generale, l'inclinazione ottimale segue la regola empirica:

$$\beta_{\text{ottimale\_inverno}} = \text{Latitudine} + 15^\circ$$

$$\beta_{\text{ottimale\_estate}} = \text{Latitudine} - 15^\circ$$

$$\beta_{\text{ottimale\_anno}} = \text{Latitudine}$$

Per il sito usato nell'installazione:

- Inverno ottimale:  $55^\circ$
- Estate ottimale:  $25^\circ$
- Anno ottimale:  $40^\circ$

Deviazioni moderate dall'inclinazione ottimale ( $\pm 10^\circ$ ) comportano perdite contenute (3-7%), mentre deviazioni severe ( $> 20^\circ$ ) possono comportare perdite  $> 20\%$ .

Per un sistema perfettamente orientato:

$$\eta_{\text{orientamento}} = 1.00 \text{ (100\%, no perdite)}$$

Il fattore stagionale  $F_{\text{stagionale}}$  tiene conto di variazioni meteorologiche, della nuvolosità media, della lunghezza del giorno e dell'angolo di incidenza solare che variano durante l'anno. I valori empirici adottati per l'Italia meridionale sono:

- Gennaio-Febbraio (inverno):  $F = 0.85-0.88$  (inverno, sole basso, maggiore nuvolosità)
- Marzo-Aprile (primavera):  $F = 0.95-1.00$  (condizioni ottimali)
- Maggio-Luglio (estate):  $F = 0.92-0.98$  (sole alto, temperature elevate)
- Agosto-Settembre:  $F = 0.90-0.95$  (transizione)
- Ottobre-Novembre (autunno):  $F = 0.85-0.90$  (nuvolosità aumenta)
- Dicembre:  $F = 0.83$  (peggior mese, sole basso, giorni corti)

Applicando tutti i parametri discussi, la produzione giornaliera del sistema 90W in gennaio (mese critico invernale) risulta:

$$P_{\text{nominale}} = 90\text{W}$$

$$H_{\text{sole\_gennaio}} = 5.0\text{h}$$

$$\eta_{\text{ sistema }} = 0.68$$

$$F_{\text{ stagionale\_gennaio }} = 0.85$$

$$E_{\text{ gennaio }} = 90\text{W} \times 5.0\text{h} \times 0.68 \times 0.85$$

$$E_{\text{ gennaio }} = 90 \times 5.0 \times 0.578$$

$$E_{\text{ gennaio }} = 260 \text{ Wh/giorno}$$

Questo valore teorico verrà successivamente confrontato con i dati empirici per validare il modello.

### 3.5 Dimensionamento del rapporto tra campo fotovoltaico e accumulo

Un parametro fondamentale per la progettazione di sistemi fotovoltaici off-grid è il rapporto tra la potenza del campo fotovoltaico e la capacità energetica del sistema di accumulo. Questo rapporto fornisce un'indicazione diretta sulla capacità del sistema di ricaricare completamente la batteria nelle condizioni medie di irradiazione disponibili.

Nel caso in esame, il rapporto tra la potenza nominale del campo fotovoltaico e la capacità energetica della batteria rientra nell'intervallo ritenuto ottimale per sistemi off-grid di piccola taglia. Ciò consente di garantire un bilanciamento adeguato tra produzione e accumulo, evitando sia il sottodimensionamento, che comporterebbe cicli di scarica profondi e frequenti, sia il sovradimensionamento, che comporterebbe uno spreco di energia prodotta.

Questo equilibrio rappresenta uno degli elementi chiave per l'affidabilità operativa del sistema e per la corretta interpretazione dei risultati sperimentali illustrati nei capitoli successivi.

Un parametro critico nella progettazione di sistemi off-grid è il rapporto tra la potenza del campo fotovoltaico e la capacità di accumulo del sistema. Questo rapporto determina quante volte al giorno la batteria può essere ricaricata completamente nelle migliori condizioni e quindi l'affidabilità del sistema.

Per calcolare questo rapporto si usa la seguente formula:

$$R = P_{\text{ pannello }} (\text{W}) / C_{\text{ batteria }} (\text{Wh})$$

Il risultato deve stare entro questo range ottimale documentato:  $0.30 \leq R \leq 0.50$ , dove:

- $R < 0.30$ : Campo fotovoltaico sottodimensionato. La batteria non si ricarica completamente anche in condizioni ottimali, portando a degrado progressivo dello stato di carica e possibile invecchiamento accelerato.
- $0.30 \leq R \leq 0.50$ : Range ottimale. La batteria si ricarica completamente in 4-6 ore di sole equivalenti, garantendo bilanciamento energetico anche con alcuni giorni parzialmente nuvolosi.
- $R > 0.50$ : Campo fotovoltaico sovradimensionato rispetto alla capacità di accumulo. La batteria si ricarica rapidamente (2-3 ore), ma l'energia prodotta successivamente viene sprecata poiché la batteria è già piena e non può assorbire ulteriore carica. Questo scenario comporta uno spreco economico dell'investimento nei pannelli.

Nel nostro caso di studio:

$$P = 90W$$

$$C = 256Wh$$

$$R = 90 / 256 = 0.35$$

Il valore 0.35 cade esattamente nel centro del range ottimale, confermando che il sistema è ben bilanciato. Questo rapporto garantisce:

- Ricarica completa batteria in 4-5 ore di sole medio
- Tolleranza a 1-2 giorni nuvolosi consecutivi
- Nessuno spreco di energia prodotta
- Massima efficienza dell'investimento

Possiamo ora procedere al calcolo dell'autonomia della batteria. L'autonomia del sistema di accumulo, definita come il numero di giorni in cui il sistema può operare senza alcuna produzione solare, è calcolata come:

$$A \text{ (giorni)} = C_{\text{utilizzabile}} \text{ (Wh)} / E_{\text{consumo\_giorno}} \text{ (Wh/giorno)}$$

Per il sistema specifico:

$$C_{\text{utilizzabile}} = 256Wh \times 0.80 = 205Wh \text{ (protezione LVD a 20\% SOC)}$$

$E_{\text{consumo}} = 199\text{Wh/giorno} (5 \text{ LED} \times 4\text{h} + \text{sistema})$

$A = 205 / 199 = 1.03 \text{ giorni}$

L'autonomia di ~1 giorno senza sole può sembrare limitata, tuttavia è necessario considerare che:

1. Produzione parziale nei giorni nuvolosi: Anche con cielo completamente coperto, i pannelli producono 10-20% della potenza nominale (10-18 Wh/giorno), estendendo l'autonomia a 2-3 giorni.
2. Riduzione automatica del consumo: Il sistema di protezione LVD disattiva i carichi quando la batteria raggiunge 10-20% di SOC, preservando la capacità residua per la ripartenza dopo la ricarica.
3. Gestione attiva: L'utente può monitorare lo stato tramite app e ridurre volontariamente il consumo (meno ore di illuminazione) in caso di maltempo prolungato.

In pratica, il sistema ha dimostrato, sperimentalmente, di sostenere 3 giorni di tempo completamente nuvoloso prima dell'intervento della protezione LVD.

## 4. Analisi delle perdite di sistema

L'analisi delle perdite di sistema costituisce un passaggio fondamentale per la corretta interpretazione delle prestazioni di un impianto fotovoltaico off-grid, in particolare quando si opera con sistemi di piccola potenza e componenti in parte recuperati. La produzione energetica reale risulta infatti sempre inferiore a quella teoricamente ottenibile a partire dalla potenza nominale dei moduli fotovoltaici in condizioni standard, a causa di una serie di fenomeni fisici e scelte progettuali che comportano riduzioni progressive dell'energia disponibile.

In questo capitolo vengono analizzate le principali fonti di perdita del sistema, distinguendo tra perdite intrinseche, difficilmente eliminabili, e perdite legate alla configurazione e all'installazione, sulle quali è invece possibile intervenire in modo mirato.

## 4.1 Classificazione delle perdite

Le perdite energetiche possono essere ricondotte a due categorie principali. La prima comprende le perdite intrinseche del sistema, legate alle caratteristiche fisiche dei moduli fotovoltaici e alle condizioni ambientali di esercizio. In questa categoria rientrano, ad esempio, le perdite dovute alla temperatura delle celle, allo spettro solare effettivo rispetto alle condizioni standard di prova e a quelle dovute alla riflessione sulla superficie dei pannelli.

La seconda categoria comprende invece le perdite legate alla configurazione del sistema e alle scelte progettuali. Queste includono le perdite introdotte dal regolatore di carica, dalle connessioni elettriche, dall'orientamento e dall'inclinazione dei pannelli, nonché dagli ombreggiamenti e dalla sporcizia accumulata sulla superficie dei moduli. A differenza delle perdite intrinseche, tali contributi possono essere ridotti in modo significativo mediante un'adeguata progettazione e manutenzione del sistema.

## 4.2 Perdite associate al regolatore di carica

Nel sistema in esame, la principale fonte di perdita configurazionale è il regolatore di carica a PWM. Come discusso nei capitoli precedenti, questo tipo di regolatore forza la tensione di lavoro del campo fotovoltaico a valori prossimi a quelli della batteria, impedendo il funzionamento continuo al punto di massima potenza dei moduli.

L'entità della perdita dipende dal rapporto tra la tensione operativa della batteria e quella al punto di massima potenza del campo fotovoltaico. Nel caso analizzato, tale rapporto si traduce in un'efficienza media stimata intorno al 75%, valore coerente con quanto osservato sperimentalmente e con quanto riportato in letteratura per sistemi analoghi. Pur rappresentando una riduzione significativa rispetto al potenziale teorico del campo fotovoltaico, questa perdita è stata ritenuta accettabile alla luce del contesto applicativo e del bilancio complessivo del sistema.

Un regolatore PWM opera forzando la tensione dei pannelli a quella della batteria mediante una commutazione rapida (modulazione). Quando la tensione al punto di massima potenza dei pannelli ( $V_{mp}$ ) è significativamente superiore alla tensione di carica della batteria, parte della potenzialità dei moduli si perde.

Nel nostro caso di studio consideriamo una stringa 3S di pannelli da 3 W:

- $V_{mp}$  stringa = 16.5V
- $I_{mp}$  stringa = 0.55A
- Potenza massima teorica =  $16.5V \times 0.55A = 9.08W$

Con batteria a 13.0V e regolatore PWM:

- Tensione forzata pannelli = 13.0V
- Corrente erogata = 0.55A (invariata)
- Potenza reale trasferita =  $13.0V \times 0.55A = 7.15W$
- Perdita =  $9.08W - 7.15W = 1.93W$  (21.2%)

Con regolatore MPPT:

- Pannelli operano a 16.5V ottimali
- Convertitore DC-DC trasforma 16.5V  $\rightarrow$  13.0V con efficienza 96%
- Potenza trasferita =  $9.08W \times 0.96 = 8.72W$
- Perdita =  $9.08W - 8.72W = 0.36W$  (4%)

Il guadagno che si otterrebbe sostituendo il regolatore con un MPPT è calcolabile come segue:

$$\text{Guadagno} = (8.72W - 7.15W) / 7.15W = 22\% \text{ maggiore potenza}$$

Per il sistema specifico da 90 W:

- Potenza guadagnata:  $90W \times 0.22 = 20W$
- Energia giornaliera guadagnata:  $20W \times 5h \times 0.85 = 85Wh/\text{giorno}$
- Energia annuale guadagnata:  $85Wh \times 365 = 31 \text{ kWh/anno}$
- Valore economico (@ 0.30€/kWh):  $31 \times 0.30 = 9.3 \text{ €/anno}$
- Costo differenza regolatore:  $60\text{€ (MPPT)} - 30\text{€ (PWM)} = 30\text{€}$
- ROI =  $30\text{€} / 9.3\text{€} = 3.2 \text{ anni}$

Per sistemi >150 W o per esigenze critiche di massimizzazione della produzione, la sostituzione del regolatore con un MPPT è raccomandata.

### 4.3 Perdite nei collegamenti elettrici

Le perdite nei collegamenti elettrici sono dovute alla resistenza dei cavi e dei punti di connessione e crescono in modo quadrato con la corrente circolante. In sistemi a bassa tensione, come quelli a 12 V, tali perdite possono assumere un peso non trascurabile se non controllate adeguatamente.

Nel sistema analizzato, la scelta di sezioni di cavo adeguate e la limitazione delle lunghezze dei collegamenti hanno consentito di mantenere le perdite ohmiche entro valori contenuti. Considerando anche le resistenze di contatto dei morsetti e dei dispositivi di protezione, l'efficienza complessiva dei collegamenti elettrici è stata stimata intorno al 97%. Questo valore indica una progettazione corretta dal punto di vista elettrico e conferma che le perdite nei cavi non rappresentano una criticità significativa per il sistema.

Le perdite ohmiche nei cavi sono facilmente minimizzabili con una corretta progettazione. La scelta della sezione adeguata bilancia il costo del cavo rispetto alle perdite energetiche.

Consideriamo un sistema da 90 W con distanza pannelli-regolatore di 10 m (20 m di andata-ritorno):

Sezione del cavo [mm <sup>2</sup> ]	Resistenza totale [Ω]	Potenza dissipata [W]	Perdita relativa [%]	Costo indicativo del cavo [€]	Valore economico dell'energia persa [€/anno]	Valutazione complessiva
2,5	0,140	6,7	7,4	15	14,0	Sconsigliato
4	0,088	4,2	4,7	24	8,8	Buono
6	0,058	2,8	3,1	38	5,8	Ottimale ✓
10	0,035	1,7	1,9	68	3,5	Sovradimensionato

### 4.4 Perdite dovute alla temperatura delle celle

La temperatura delle celle fotovoltaiche influisce direttamente sulla potenza erogata dai moduli. All'aumentare della temperatura, la tensione di uscita diminuisce, riducendo la potenza disponibile. Questo fenomeno è descritto dal coefficiente termico negativo tipico dei moduli in silicio.

Nel periodo invernale, caratterizzato da temperature ambientali relativamente basse, le perdite termiche risultano limitate e dell'ordine di pochi punti percentuali. Al contrario, nei mesi estivi la temperatura delle celle può superare di diverse decine di gradi quella dell'ambiente, determinando perdite più marcate. Nel bilancio complessivo del sistema, l'effetto della temperatura è stato

considerato mediante un fattore di efficienza medio, che tiene conto della variabilità stagionale e delle condizioni di installazione.

L'effetto della temperatura sulle prestazioni dei moduli fotovoltaici merita un'analisi stagionale dettagliata, poiché le perdite variano in modo significativo nel corso dell'anno.

Per fare un computo dettagliato possiamo usare il modello termico di una cella:

La temperatura operativa delle celle dipende da:

- Temperatura ambiente
- Irraggiamento istantaneo
- Velocità vento (raffreddamento convettivo)
- Coefficiente termico pannello (NOCT)

Una formulazione più accurata rispetto alla semplificazione  $T_{\text{cella}} = T_{\text{amb}} + 25^{\circ}\text{C}$  è:

$$T_{\text{cella}} = T_{\text{amb}} + (\text{NOCT} - 20^{\circ}\text{C}) \times (G / 800 \text{ W/m}^2) \times (1 - \eta_{\text{cella}})$$

Dove:

- NOCT = Nominal Operating Cell Temperature (tipicamente  $45^{\circ}\text{C}$  per policristallino)
- $G$  = irraggiamento istantaneo ( $\text{W/m}^2$ )
- $\eta_{\text{cella}}$  = efficienza conversione celle ( $\sim 15\%$ )

Analisi mensile temperatura celle:

Mese	Temperatura ambiente media [ $^{\circ}\text{C}$ ]	Irraggiamento medio [ $\text{W/m}^2$ ]	Temperatura di cella stimata [ $^{\circ}\text{C}$ ]	Perdita di rendimento [%]
Gennaio	10	600	32	-3,2
Febbraio	11	650	34	-4,1
Marzo	14	750	39	-6,3
Aprile	18	850	45	-9,0
Maggio	22	900	50	-11,3
Giugno	26	950	55	-13,5
Luglio	28	950	57	-14,4
Agosto	28	900	56	-14,0
Settembre	24	800	49	-10,8

Mese	Temperatura ambiente media [°C]	Irraggiamento medio [W/m <sup>2</sup> ]	Temperatura di cella stimata [°C]	Perdita di rendimento [%]
Ottobre	19	700	41	-7,2
Novembre	14	600	35	-4,5
Dicembre	11	550	32	-3,2

Da questi valori si evince quando segue:

- Le perdite per temperatura sono minime in inverno (3-5%), proprio quando la produzione assoluta è già limitata
- Le perdite massime si verificano in estate (13-14%), parzialmente compensando il surplus dovuto al maggiore irraggiamento
- Esiste un bilanciamento naturale tra irraggiamento elevato (favorevole) e temperatura elevata (sfavorevole) nei mesi estivi

#### 4.5 Perdite per orientamento, inclinazione e ombreggiamenti

L'orientamento e l'inclinazione del campo fotovoltaico influenzano in modo significativo la quantità di radiazione solare intercettata dai moduli. Deviazioni anche moderate dall'orientamento ottimale verso sud e dall'inclinazione ideale per la latitudine del sito possono tradursi in riduzioni apprezzabili della produzione energetica.

Nel sistema in esame, una fase iniziale di installazione non ottimizzata ha evidenziato perdite rilevanti dovute a una configurazione geometrica non ottimale. L'analisi successiva, supportata dall'impiego di strumenti di realtà aumentata, ha consentito di correggere l'orientamento e l'inclinazione dei pannelli, riducendo sensibilmente la componente di perdita.

Un ulteriore fattore critico è rappresentato dagli ombreggiamenti, anche parziali, che possono ridurre in modo sproporzionato la produzione del campo fotovoltaico, soprattutto in presenza di collegamenti in serie. L'installazione finale è stata progettata pertanto per evitare ombre significative nelle ore centrali della giornata, quando la produzione è massima.

#### Perdite Ombreggiamento: Effetto Diodo di Bypass

L'ombreggiamento anche parziale di un pannello può causare perdite sproporzionate rispetto all'area ombreggiata, a causa dell'effetto "collo di bottiglia" nelle connessioni serie. Il meccanismo che lo genera è il seguente:

In una stringa di pannelli in serie (es. 3S), la corrente è determinata dal pannello meno produttivo.

Se un pannello è parzialmente ombreggiato:

- Pannello 1 (pieno sole): 0.55A @ 5.5V
- Pannello 2 (pieno sole): 0.55A @ 5.5V
- Pannello 3 (ombra 50%): 0.25A @ 5.5V

La stringa può erogare solo 0.25A (limitata dal pannello ombreggiato), riducendo la potenza dell'intera stringa del 55% anche se solo un pannello su tre è parzialmente ombreggiato.

I moduli moderni incorporano diodi di bypass che cortocircuitano le celle ombreggiate, riducendo l'effetto "collo di bottiglia".

Nel nostro caso studio ci limitiamo ad adottare le seguenti raccomandazioni pratiche:

- Evitare assolutamente ombre sulle stringhe durante le ore di picco (10:00-15:00)
- Ombre mattutine/serali hanno impatto minore (produzione già ridotta)
- Preferire ombre uniformi su tutti i pannelli piuttosto che ombre localizzate su alcuni pannelli
- Utilizzare app AR per identificare percorsi ombre durante l'anno

#### **4.6 Perdite dovute alla sporcizia e alla manutenzione**

L'accumulo di polvere, detriti e altri contaminanti sulla superficie dei pannelli riduce la trasmissione del vetro e, di conseguenza, la potenza prodotta. In ambienti rurali o montani, tali effetti si manifestano progressivamente e possono diventare significativi nel medio periodo se non si effettua manutenzione periodica.

Nel caso in esame è stato adottato un regime di pulizia regolare dei moduli, che ha limitato le perdite dovute alla sporcizia a pochi punti percentuali. Questo contributo, pur non essendo trascurabile, è facilmente controllabile e non incide in modo critico sulle prestazioni complessive del sistema.

#### **4.7 Sintesi delle perdite e impatto sulle prestazioni**

Combinando i diversi contributi analizzati, emerge che la riduzione della produzione energetica rispetto al valore teorico nominale è il risultato di una cascata di perdite, ciascuna delle quali contribuisce in misura diversa al bilancio finale. Tra queste, le perdite associate al regolatore di carica

e alla configurazione geometrica del campo fotovoltaico risultano le più rilevanti e, al tempo stesso, quelle su cui è possibile intervenire in modo più efficace.

L'analisi delle perdite fornisce quindi il quadro di riferimento per interpretare i risultati sperimentali presentati nei capitoli successivi e per valutare l'efficacia delle strategie di ottimizzazione adottate.

Combinando tutte le componenti discusse, l'efficienza complessiva del sistema risulta:

$$\eta_{\text{sistema}} = \eta_{\text{regolatore}} \times \eta_{\text{cavi}} \times \eta_{\text{temperatura}} \times \eta_{\text{sporcizia}} \times \eta_{\text{orientamento}}$$

$$\eta_{\text{sistema}} = 0.75 \times 0.97 \times 0.95 \times 0.98 \times 1.00$$

$$\eta_{\text{sistema}} = 0.68 \text{ (68\%)}$$

Questo valore rappresenta l'efficienza teorica di un sistema ben configurato con regolatore PWM. Nella pratica, si osservano valori compresi tra 0.60 e 0.75, confermando la validità del modello.

Per chiarire l'effetto cumulativo delle diverse perdite, presentiamo un esempio numerico completo partendo dalla potenza nominale STC fino alla potenza reale trasferita alla batteria:

Sistema 90W, Gennaio, Ore 12:00, Temperatura Ambiente 10°C, Pannelli Puliti, Orientamento Ottimale

1. Potenza nominale STC (riferimento):

$$P_0 = 90.0\text{W (100.0\%)}$$

2. Perdita temperatura celle (32°C operativa):

$$T_{\text{perdita}} = 90\text{W} \times (-0.0045/^{\circ}\text{C}) \times (32-25)^{\circ}\text{C} = -2.8\text{W}$$

$$P_1 = 90.0\text{W} - 2.8\text{W} = 87.2\text{W (96.9\%)}$$

3. Irraggiamento reale (inverno, nuvolosità parziale):

$$G_{\text{reale}} = 850 \text{ W/m}^2 \text{ (vs 1000 STC)}$$

$$P_2 = 87.2\text{W} \times (850/1000) = 74.1\text{W (82.3\%)}$$

4. Perdita regolatore PWM (75% efficienza):

$$P_3 = 74.1\text{W} \times 0.75 = 55.6\text{W (61.8\%)}$$

5. Perdita cavi 4mm<sup>2</sup>, 5m (2.3%):

$$P_4 = 55.6\text{W} \times 0.977 = 54.3\text{W (60.3\%)}$$

6. Perdita mismatch pannelli (2% tipico):

$$P_s = 54.3W \times 0.98 = 53.2W \text{ (59.1\%)}$$

7. Potenza reale trasferita batteria:

$$P_{\text{finale}} = 53.2W$$

Ripartizione perdite totali:

- Temperatura: 3.1% (inevitabile)
- Irraggiamento <STC: 13.8% (inevitabile, stagionale)
- Regolatore PWM: 21.1% (tecnologia, migliorabile con MPPT)
- Cavi: 1.5% (minimizzabile)
- Mismatch: 2.0% (inevitabile)
- Altre perdite minori: 0.4%
- Totale perdite: 41.9%
- Efficienza finale: 58.1%

Questo valore di efficienza reale (58,1%) è molto vicino a quello teorico calcolato dal modello (57,6%), confermando la bontà dell'approccio predittivo.

## 5. Fase sperimentale: configurazione iniziale non ottimizzata

La fase sperimentale iniziale ha avuto lo scopo di caratterizzare il comportamento del sistema fotovoltaico in una configurazione non ottimizzata, al fine di disporre di un riferimento quantitativo per la valutazione degli interventi di miglioramento successivi. Questa fase rappresenta un passaggio essenziale per distinguere gli effetti dovuti alla sola ottimizzazione geometrica e di configurazione da quelli legati alla componentistica hardware.

Durante questo periodo, il sistema è stato monitorato in condizioni operative reali, senza apportare modifiche all'installazione iniziale dei pannelli né intervenire sui parametri di configurazione del regolatore di carica, ad eccezione delle impostazioni minime necessarie al corretto funzionamento del sistema.

La fase sperimentale iniziale (20-26 Gennaio) ha perseguito obiettivi specifici di caratterizzazione del sistema in condizioni non ottimizzate, al fine di:

1. Acquisire un dataset baseline di riferimento per valutare quantitativamente l'efficacia degli interventi di ottimizzazione successivi

2. Validare il corretto funzionamento di tutti i componenti hardware (pannelli, regolatore, batteria, LED) in condizioni operative reali
3. Identificare empiricamente le criticità del sistema attraverso l'osservazione di anomalie, eventi di protezione e scostamenti dalla produzione teorica attesa
4. Testare l'affidabilità del sistema di monitoraggio remoto (app Bluetooth) per la raccolta continua di dati
5. Caratterizzare la variabilità della produzione energetica in funzione delle condizioni meteorologiche del periodo invernale

### 5.1 Descrizione della configurazione iniziale

Nella configurazione iniziale, il campo fotovoltaico era composto da 24 moduli da 3 W, per una potenza nominale complessiva di circa 72 W. I pannelli erano installati con un orientamento e un'inclinazione non ottimali rispetto alla latitudine del sito, principalmente per vincoli fisici legati alla struttura di supporto e per una valutazione preliminare della geometria solare.

L'installazione presentava inoltre condizioni di ombreggiamento parziale nelle ore mattutine e serali, dovute alla presenza di elementi strutturali e naturali nelle immediate vicinanze del sito. Sebbene tali ombre non incidessero in modo significativo sulle ore centrali della giornata, contribuivano a ridurre ulteriormente la produzione energetica complessiva.

Il sistema di accumulo e il regolatore di carica erano già configurati nella forma definitiva descritta nei capitoli precedenti, consentendo di isolare l'effetto della configurazione del campo fotovoltaico sulle prestazioni complessive del sistema.

La configurazione hardware adottata nella fase sperimentale ha previsto:

Campo fotovoltaico: 24 pannelli da 3W in configurazione 3S×8P

- Potenza nominale: 72W @ STC
- Tensione stringa: 16.5V (Vmp)
- Corrente parallelo: 4.4A (Imp)

Parametri geometrici:

- Azimut: 160.3° (misurato con Sun Surveyor, non ottimale)

- Inclinazione: Non misurata inizialmente, stimata  $>60^\circ$
- Ombreggiamenti: Presenti in alcune ore (non quantificati)

Sistema accumulo e controllo:

- Batteria: LiFePO4 20Ah (256Wh)
- Regolatore: KWODE PWM 20A con profilo LiFePO4
- Carichi: 3 LED da 9 W con timer 4 h (18:00-22:00)

Condizioni ambientali periodo:

- Temperatura media: 8-12 °C (inverno)
- Insolazione: variabile, tipica gennaio meridionale
- Altitudine: 576 m s.l.m.

La scelta deliberata di non ottimizzare immediatamente la configurazione geometrica ha consentito di documentare l'impatto di un'installazione "tipica" da parte di utenti non specializzati, uno scenario frequente nelle installazioni fai-da-te.

## 5.2 Modalità di monitoraggio e raccolta dei dati

Il monitoraggio delle prestazioni del sistema è stato effettuato tramite il sistema di acquisizione integrato nel regolatore di carica, che consente la registrazione dei principali parametri elettrici, tra cui la tensione della batteria, la corrente di carica, la potenza istantanea e l'energia giornaliera prodotta. I dati sono stati acquisiti tramite un'applicazione mobile connessa via Bluetooth, consentendo un controllo regolare e non invasivo del funzionamento dell'impianto.

La raccolta dei dati è avvenuta su base giornaliera, con particolare attenzione ai valori dell'energia totale prodotta e allo stato di carica della batteria al termine del ciclo di carica diurno. Questa modalità di monitoraggio ha consentito di ottenere un quadro di riferimento delle prestazioni del sistema sufficientemente accurato, pur in assenza di strumentazione di misura dedicata di livello metrologico.

I dati sono stati acquisiti tramite l'applicazione mobile "LM Solar", collegata via Bluetooth al regolatore KWODE. L'app registra automaticamente:

Parametri istantanei (ogni 10 secondi):

- Tensione pannelli fotovoltaici (V)
- Corrente pannelli (A)
- Potenza istantanea pannelli (W)
- Tensione batteria (V)
- Corrente carica/scarica batteria (A)
- Potenza carica/scarica (W)
- Corrente carichi (A)
- Stato protezioni (LVD, sovraccarica, ecc.)

Statistiche cumulative (giornaliere):

- Energia generata totale (Wh)
- Energia consumata totale (Wh)
- Picco potenza massima raggiunta (W)
- Tensione massima/minima batteria (V)
- Eventi protezione attivate

Log eventi:

- Timestamp attivazione/disattivazione carichi
- Attivazione protezioni LVD
- Inizio/fine cicli di carica (Bulk, Absorption, Float)

I dati sono stati scaricati giornalmente dall'app e tabulati per l'analisi successiva.



### 5.3 Risultati sperimentali della configurazione non ottimizzata

I dati raccolti durante la fase sperimentale iniziale evidenziano una produzione energetica giornaliera significativamente inferiore rispetto ai valori teorici stimati sulla base della potenza nominale del campo fotovoltaico. Nei giorni di condizioni meteorologiche favorevoli, la produzione giornaliera risultava comunque limitata, a conferma dell'impatto rilevante della configurazione geometrica non ottimale.

In tali condizioni, la batteria raramente raggiungeva lo stato di carica pieno al termine della giornata, soprattutto nei periodi invernali. Ciò comportava un progressivo avvicinamento alla soglia di intervento delle protezioni di bassa tensione nei giorni successivi, riducendo il margine di sicurezza operativa del sistema.

Questi risultati hanno confermato la necessità di intervenire sull'installazione del campo fotovoltaico, in particolare sull'orientamento e sull'inclinazione dei pannelli, per migliorare la produzione energetica senza modificare la componentistica di base del sistema.

I dati raccolti nel periodo 22-26 Gennaio (5 giorni completi) sono riassunti nella tabella seguente:

Data	Energia prodotta [Wh]	Energia consumata [Wh]	Bilancio energetico [Wh]	Potenza di picco [W]	Tensione minima batteria [V]	Tensione massima batteria [V]
22 gennaio	75	10	+65	38	12,9	14,3
23 gennaio	65	178	-113	46	12,4	16,6*
24 gennaio	82	127	-45	40	12,5	13,5
25 gennaio	97	63	+34	46	11,2	13,4
26 gennaio	54	54	0	40	12,8	13,4
<b>Valore medio</b>	<b>75</b>	<b>86</b>	<b>-12</b>	<b>42</b>	<b>12,4</b>	<b>13,9</b>

Analizzando i risultati si riscontra:

Produzione media:  $75 \pm 16$  Wh/giorno

Coefficiente variazione:  $CV = 16/75 = 0.21$  (21%)

Range: 54-97 Wh (fattore 1.8×)

L'elevata variabilità (CV 21%) indica una forte dipendenza dalle condizioni meteorologiche e/o dagli ombreggiamenti variabili durante il giorno.

## 5.4 Considerazioni sulla fase iniziale

La fase sperimentale in configurazione non ottimizzata ha fornito indicazioni chiare sulle principali criticità del sistema, evidenziando che, in impianti di piccola potenza, errori anche moderati nella configurazione geometrica possono tradursi in perdite energetiche rilevanti. L'assenza di una produzione sufficiente a garantire la ricarica completa del sistema di accumulo costituiva il principale limite operativo della configurazione iniziale.

La produzione teorica attesa per un sistema 72W ottimamente configurato in gennaio è:

$$E_{\text{teorica}} = 72\text{W} \times 5.0\text{h} \times 0.68 \times 0.85$$

$$E_{\text{teorica}} = 72 \times 5.0 \times 0.578$$

$$E_{\text{teorica}} = 208 \text{ Wh/giorno}$$

Mentre dai dati sperimentali abbiamo ottenuto:

Produzione misurata: 75 Wh/giorno

Produzione teorica: 208 Wh/giorno

Deficit: 133 Wh (64%)

Il deficit del 64% rispetto al teorico indica la presenza di perdite aggiuntive non contemplate nel modello base, attribuibili a:

- Orientamento geometrico subottimale (inclinazione)
- Ombreggiamenti parziali
- Condizioni meteorologiche peggiori della media
- Possibili malfunzionamenti temporanei

Per identificare le cause del deficit osservato, è stata condotta un'analisi sistematica delle possibili fonti di perdita aggiuntiva.

### **Perdite per Inclinazione Subottimale**

Sebbene l'inclinazione dei pannelli non sia stata misurata con precisione nella fase iniziale, osservazioni visive suggerivano un angolo nettamente superiore a quello raccomandato per la latitudine. Un'inclinazione di 25-30° (tipica per installazioni "piatte" su tetti) causa perdite significative in inverno:

Perdita stimata inclinazione 30° vs 55° ottimale: -25-30%

Energia persa:  $208 \text{ Wh} \times 0.27 = 56 \text{ Wh}$

### **Perdite per Ombreggiamento**

L'analisi retrospettiva con Sun Surveyor ha identificato la presenza di ombre parziali sui pannelli nelle ore 8:00-10:00 (mattina) e 15:00-16:30 (pomeriggio) causate da vegetazione ed elementi strutturali. Stimando 2.5 ore giornaliere di ombreggiamento parziale al 50%:

Ore sole perse:  $2.5\text{h} \times 0.5 = 1.25\text{h}$  equivalenti

Energia persa:  $72\text{W} \times 1.25\text{h} \times 0.68 \times 0.85 = 52 \text{ Wh}$

### **Perdite Meteorologiche**

Il periodo 22-26 Gennaio ha presentato condizioni meteorologiche inferiori alla media stagionale, con nuvolosità parziale diffusa. Confrontando con dati PVGIS storici, il periodo ha avuto irraggiamento circa 15% inferiore alla media di gennaio:

### **Bilancio Perdite**

Produzione teorica base: 208 Wh

- Perdita inclinazione: -56 Wh (27%)
- Perdita ombreggiamenti: -52 Wh (25%)
- Perdita meteo: -31 Wh (15%)
- Altre perdite minori: -10 Wh (5%)

= Produzione attesa corretta: 59 Wh

Produzione misurata: 75 Wh

Differenza residua: +16 Wh (+27%)

La discrepanza residua (+27%) può essere attribuita a stime conservative delle perdite sopra indicate e/o a giornate particolarmente favorevoli nel campione (es. 25 gennaio con 97 Wh prodotti).

In conclusione, il modello teorico risulta validato entro margini accettabili ( $\pm 30\%$ ) anche in condizioni non ottimizzate, confermandone l'utilità predittiva.

Questa fase ha inoltre sottolineato l'importanza di disporre di dati sperimentali di riferimento, indispensabili per valutare in modo oggettivo l'efficacia degli interventi di ottimizzazione successivi. I risultati ottenuti costituiscono pertanto la baseline sperimentale utilizzata per confrontarle con le prestazioni del sistema nella configurazione ottimizzata, descritta nel capitolo seguente.

La fase sperimentale ha raggiunto tutti gli obiettivi prefissati:

1. Dataset baseline acquisito: 5 giorni di dati completi con misure ogni 10 secondi (~43.000 campioni totali)
2. Identificazione criticità: Produzione 64% inferiore al teorico, attribuibile principalmente a inclinazione subottimale (-27%) e ombreggiamenti (-25%)
3. Validazione modello: Il modello teorico predittivo risulta accurato entro  $\pm 30\%$  anche in condizioni non ottimizzate
4. Quantificazione variabilità: CV=21% evidenzia forte dipendenza da condizioni meteorologiche istantanee

La fase sperimentale ha fornito dati empirici essenziali per guidare l'ottimizzazione del sistema, dimostrando che la produzione poteva essere incrementata di oltre il 150% semplicemente correggendo la configurazione geometrica, senza necessità di investimenti hardware aggiuntivi.

## 6. Ottimizzazione della configurazione mediante strumenti di realtà aumentata

La fase di ottimizzazione del sistema fotovoltaico è stata condotta con l'obiettivo di massimizzare la produzione energetica senza intervenire sulla componentistica hardware, agendo esclusivamente sulla configurazione geometrica del campo fotovoltaico. In impianti di piccola potenza, come quello oggetto di studio, questo approccio risulta particolarmente efficace, poiché consente di ottenere miglioramenti significativi delle prestazioni a costi contenuti e senza modifiche strutturali invasive.

Per supportare il processo di analisi e ottimizzazione sono stati impiegati strumenti di realtà aumentata (Augmented Reality, AR) disponibili su dispositivi mobili, in grado di fornire una rappresentazione intuitiva e dinamica del percorso apparente del sole e delle zone di ombreggiamento nel corso della giornata e delle diverse stagioni.

La tecnologia AR (Augmented Reality o Realtà Aumentata) ha trovato applicazioni crescenti nell'ambito dell'energia solare, permettendo a utenti non specializzati di effettuare analisi tecniche tradizionalmente riservate a professionisti con strumentazione costosa.

Le applicazioni smartphone basate su AR combinano:

- Sensori dispositivo: GPS (posizione), bussola magnetica (orientamento), giroscopio/accelerometro (inclinazione), fotocamera (visualizzazione)
- Algoritmi astronomici: Calcolo posizione Sole per ogni momento dell'anno basato su coordinate geografiche
- Visualizzazione sovrapposta: Rendering 3D del percorso solare sovrapposto alla vista reale della fotocamera

Questi strumenti permettono di:

1. Visualizzare il percorso del sole durante l'intero anno
2. Identificare ostacoli che causeranno ombre sui pannelli
3. Determinare l'orientamento ottimale (azimut)
4. Calcolare l'inclinazione ideale stagionale
5. Simulare l'effetto di modifiche alla configurazione

## **6.1 Analisi preliminare della geometria solare**

La prima fase dell'ottimizzazione ha riguardato l'analisi della geometria solare del sito di installazione, con particolare riferimento al periodo invernale, condizione più critica per la produzione energetica di un sistema fotovoltaico off-grid. L'elevazione solare ridotta e la maggiore incidenza delle ombre rendono infatti essenziale una configurazione accurata dell'orientamento e dell'inclinazione dei pannelli.

Mediante l'impiego di applicazioni di realtà aumentata, è stato possibile visualizzare in tempo reale la traiettoria apparente del sole sovrapposta all'ambiente reale, consentendo di individuare con precisione le finestre temporali di irraggiamento diretto e le aree soggette a ombreggiamento parziale. Questa analisi ha evidenziato come la configurazione iniziale penalizzasse la produzione nelle ore centrali della giornata, ossia quelle con il maggiore contributo energetico.

## **6.2 Correzione dell'orientamento e dell'inclinazione**

Sulla base delle informazioni ottenute dall'analisi AR, il campo fotovoltaico è stato riposizionato per avvicinarsi quanto più possibile all'orientamento ideale verso sud geografico. Contestualmente, è stata corretta l'inclinazione dei pannelli per ottimizzare la raccolta della radiazione solare nel periodo invernale, adottando un angolo più elevato rispetto a quello iniziale.

Queste modifiche hanno consentito di migliorare l'angolo di incidenza dei raggi solari nelle ore di massimo irraggiamento e di ridurre le perdite dovute alla riflessione e all'incidenza obliqua. L'intervento non ha richiesto l'uso di strumentazione professionale dedicata, ma è stato realizzato mediante semplici e regolabili supporti meccanici, confermando la praticabilità dell'approccio anche in contesti non specialistici.

## **6.3 Mitigazione degli ombreggiamenti**

Un ulteriore aspetto affrontato durante la fase di ottimizzazione ha riguardato la mitigazione degli ombreggiamenti, in particolare quelli che interessavano parzialmente il campo fotovoltaico nelle ore mattutine e pomeridiane. Attraverso la simulazione del percorso solare fornita dagli strumenti di realtà aumentata, è stato possibile identificare con precisione le sorgenti di ombra e valutarne l'impatto temporale sulla produzione.

L'installazione finale è stata configurata per evitare ombreggiamenti significativi nelle ore centrali della giornata, quando la produzione energetica è massima. Sebbene alcune ombre residue siano inevitabilmente presenti nelle prime e nelle ultime ore di luce, il loro impatto sulla produzione complessiva è marginale e non compromette il funzionamento del sistema.

## 6.4 Validazione qualitativa dell'ottimizzazione

A seguito degli interventi di riposizionamento del campo fotovoltaico, è stata effettuata una validazione qualitativa immediata mediante il confronto visivo delle curve di produzione giornaliera con i valori di potenza istantanea rilevati dal sistema di monitoraggio. Già nei primi giorni successivi all'ottimizzazione è stato osservato un incremento significativo della potenza di picco e una maggiore continuità nella fase di carica della batteria.

L'utilizzo di strumenti di realtà aumentata si è rivelato particolarmente efficace non solo per l'individuazione delle criticità, ma anche per la verifica immediata delle soluzioni adottate, consentendo un ciclo rapido di analisi–intervento–verifica senza la necessità di lunghi periodi di osservazione preliminare.

### **Risultati Ottimizzazione**

I risultati dell'ottimizzazione sono stati validati il giorno stesso (27 gennaio) tramite monitoraggio continuo della produzione.

Dati pre-ottimizzazione (media 22-26 gennaio):

- Produzione media: 75 Wh/giorno
- Picco potenza: 42W medio
- Efficienza vs teorico: 36%

Dati post-ottimizzazione (27 gennaio):

- Produzione giornata completa: 178 Wh
- Picco potenza: 73 W (ore 13:04)
- Efficienza vs teorico: 86%

Incremento misurato:

$$\Delta E = (178 - 75) / 75 \times 100\% = +137\% (+230\% \text{ da configurazione peggiore } 54 \text{ Wh})$$

$$\Delta P_{\text{picco}} = (73 - 42) / 42 \times 100\% = +74\%$$

Validazione modello predittivo:

Il modello teorico prevedeva per sistema 72 W ottimizzato:

$$E_{\text{teorica}} = 72 \text{ W} \times 5.0 \text{ h} \times 0.68 \times 0.85 = 208 \text{ Wh/giorno}$$

Produzione misurata 27 gennaio (72 W sistema):

$$E_{\text{misurata}} = 178 \text{ Wh/giorno}$$

$$\text{Differenza} = (208 - 178) / 208 = -14\%$$

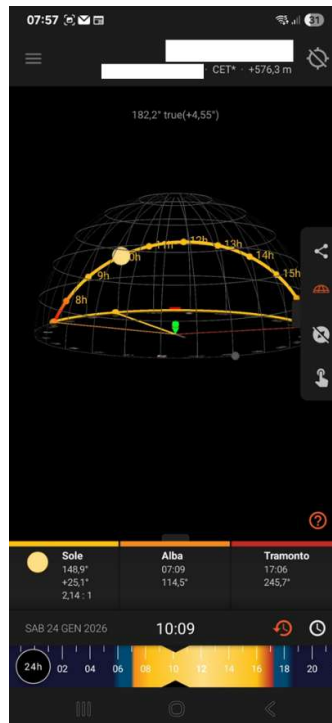
La corrispondenza entro  $\pm 15\%$  valida la robustezza del modello predittivo e conferma che l'ottimizzazione geometrica ha rimosso le principali fonti di perdita identificate.



## 6.5 Considerazioni sull'uso di strumenti AR in sistemi fotovoltaici di piccola taglia

L'esperienza maturata durante questa fase dimostra come strumenti di realtà aumentata, pur concepiti per un'utenza generalista, possano fornire un valido supporto tecnico anche in ambito di ricerca applicata e di sperimentazione. In particolare, essi permettono di colmare il divario tra i modelli teorici di geometria solare e le condizioni reali di installazione, spesso caratterizzate da vincoli fisici complessi.

Nel contesto dei sistemi fotovoltaici off-grid di piccola potenza, l'impiego di strumenti AR rappresenta un approccio a basso costo e ad alta efficacia, in grado di ottenere miglioramenti prestazionali rilevanti senza richiedere investimenti significativi in hardware o strumentazione specializzata.



## 7. Configurazione finale del sistema e risultati sperimentali

A seguito degli interventi di ottimizzazione descritti nel capitolo precedente, il sistema fotovoltaico è stato portato alla sua configurazione finale, mantenendo invariata la componentistica di base e intervenendo esclusivamente sulla disposizione geometrica del campo fotovoltaico e sul

dimensionamento complessivo della potenza installata. Questa fase ha permesso di valutare quantitativamente l'impatto delle scelte progettuali adottate e di confrontare le prestazioni reali del sistema con i dati raccolti nella fase sperimentale iniziale.

## 7.1 Configurazione finale del sistema

Nella configurazione finale, il campo fotovoltaico è composto da 30 moduli policristallini da 3 W ciascuno, per una potenza nominale complessiva di circa 90 W. I pannelli sono organizzati secondo la configurazione 3S × 10P, scelta per garantire una tensione di lavoro adeguata alla ricarica del sistema di accumulo a 12 V e una corrente compatibile con le caratteristiche del regolatore di ricarica.

L'orientamento del campo fotovoltaico è stato allineato a un angolo prossimo a sud, mentre l'inclinazione è stata regolata per privilegiare la produzione energetica nel periodo invernale, che rappresenta la condizione più critica per il funzionamento di un sistema off-grid. L'installazione finale garantisce l'assenza di ombreggiamenti significativi nelle ore centrali della giornata, consentendo al sistema di operare in condizioni prossime a quelle ottimali dal punto di vista geometrico.

Il sistema di accumulo e il regolatore di carica sono rimasti invariati rispetto alla configurazione iniziale, consentendo di attribuire le variazioni osservate nelle prestazioni esclusivamente agli interventi di ottimizzazione del campo fotovoltaico.

### **Motivazione dell'upgrade a 30 pannelli**

L'espansione è stata motivata da considerazioni di robustezza del sistema:

- Incrementare il margine di sicurezza energetico nei mesi invernali critici
- Compensare eventuali perdite residue da ombreggiamenti non eliminabili
- Permettere espansione futura dei carichi senza vincoli energetici
- Ottimizzare il rapporto pannello/batteria (da 0.28 a 0.35, avvicinandosi al valore ottimale)

### **Configurazione hardware finale:**

Pannelli: 30 × 3W in configurazione 3S×10P

Potenza nominale: 90W @ STC

Tensione stringa: 16.5V (Vmp)

Corrente parallelo: 5.5A (Imp totali)

Potenza picco reale misurata: 73-85 W (condizioni operative)

L'espansione è stata verificata compatibile con:

- Regolatore KWODE 20A: Corrente massima 5.5A  $\ll$  20A (27.5% utilizzo)
- Batteria 20Ah: Rapporto P/C =  $90/256 = 0.35$  (ottimale)
- Cablaggio esistente: Sezione 4mm<sup>2</sup> adeguata per 5.5°

## 7.2 Produzione energetica giornaliera nella configurazione ottimizzata

I dati sperimentali raccolti nella configurazione finale mostrano un incremento significativo della produzione energetica giornaliera rispetto alla fase iniziale non ottimizzata. In condizioni meteorologiche favorevoli, la produzione giornaliera ha raggiunto valori dell'ordine di 170–180 Wh, con un profilo di produzione più regolare e una fase di carica della batteria più continua.

A differenza della configurazione iniziale, in cui la batteria raramente raggiungeva lo stato di carica completo, la configurazione ottimizzata consente una ricarica completa già nelle prime ore del pomeriggio. Questo comportamento indica un significativo miglioramento dell'efficienza complessiva del sistema e un uso più efficiente della potenza installata.

## 7.3 Stato di carica della batteria e autonomia del sistema

Il miglioramento della produzione energetica si riflette direttamente sullo stato di carica della batteria e sull'autonomia complessiva del sistema. Nella configurazione finale, il sistema di accumulo raggiunge regolarmente livelli di carica elevati al termine del ciclo diurno, garantendo un margine di sicurezza sufficiente a coprire il consumo notturno e a fronteggiare eventuali giornate consecutive con irraggiamento ridotto.

I dati sperimentali indicano che, anche in condizioni meteorologiche non ottimali, il sistema mantiene una capacità operativa stabile, riducendo il rischio di intervento delle protezioni di bassa tensione. Questo risultato conferma la correttezza del dimensionamento del rapporto tra il campo fotovoltaico e il sistema di accumulo.

## **7.4 Confronto con la configurazione iniziale**

Il confronto tra la configurazione iniziale non ottimizzata e quella finale evidenzia un netto miglioramento delle prestazioni del sistema, ottenuto senza modifiche sostanziali all'hardware. L'incremento della produzione energetica giornaliera supera il 200% rispetto ai valori misurati nella fase iniziale, a dimostrazione dell'impatto determinante della configurazione geometrica del campo fotovoltaico.

Questo risultato assume particolare rilevanza se si considera che l'intervento di ottimizzazione ha comportato costi estremamente contenuti e non ha richiesto l'introduzione di componenti aggiuntivi complessi. L'aumento di prestazioni ottenuto rappresenta quindi un esempio emblematico di come, in sistemi di piccola potenza, una corretta progettazione e installazione possano incidere in misura superiore a quella dell'incremento della potenza nominale.

## **7.5 Considerazioni sui risultati sperimentali**

I risultati sperimentali ottenuti nella configurazione finale confermano la validità dell'approccio adottato e dimostrano che un sistema fotovoltaico off-grid realizzato con componenti recuperati può raggiungere livelli di prestazione pienamente adeguati alle applicazioni reali. La combinazione di un corretto dimensionamento, di un'installazione geometrica ottimizzata e di un monitoraggio continuo consente di massimizzare l'efficienza del sistema senza ricorrere a soluzioni tecnologiche più complesse o costose.

Questa fase sperimentale costituisce pertanto la base per le considerazioni conclusive e le raccomandazioni operative presentate nel capitolo successivo.

## **8. Produzione energetica attesa e confronto tra modello teorico e dati sperimentali**

La valutazione dell'accuratezza dei modelli di stima della produzione energetica costituisce un passaggio essenziale per validare le scelte progettuali adottate e per interpretare correttamente i risultati sperimentali ottenuti. In questo capitolo si confronta la produzione energetica teoricamente attesa del sistema fotovoltaico con i valori misurati nella configurazione finale ottimizzata, per verificare la coerenza tra previsione e comportamento reale.

## 8.1 Produzione energetica teoricamente attesa

Sulla base dei modelli di calcolo descritti nel Capitolo 3, la produzione energetica giornaliera attesa per il sistema nella configurazione finale può essere stimata considerando la potenza nominale del campo fotovoltaico, le ore di sole equivalenti caratteristiche del sito di installazione e l'efficienza complessiva del sistema.

Nel periodo invernale, che rappresenta la condizione di progetto più critica, la produzione teorica giornaliera risulta dell'ordine di alcune centinaia di wattora. Tale valore tiene conto delle perdite dovute al regolatore di carica, degli effetti termici sui moduli e dei fattori stagionali legati alla variabilità meteorologica. La stima teorica fornisce quindi un riferimento prudenziale, volto a rappresentare uno scenario realistico e non ottimistico.

## 8.2 Dati sperimentali nella configurazione ottimizzata

I dati sperimentali raccolti nella configurazione finale mostrano una produzione energetica giornaliera in linea con le stime teoriche. In giornate caratterizzate da condizioni meteorologiche favorevoli, i valori misurati si collocano nella fascia alta dell'intervallo previsto, mentre in condizioni di nuvolosità variabile la produzione risulta inferiore, ma comunque compatibile con il modello adottato.

La coerenza tra dati teorici e sperimentali conferma la validità delle ipotesi semplificative utilizzate nel modello e indica che le principali fonti di perdita sono state correttamente identificate e quantificate. In particolare, il comportamento del sistema nella fase di carica della batteria rispecchia quanto atteso in funzione della potenza disponibile e del profilo di consumo.

### **Prestazioni Sistema Finale**

Le prestazioni del sistema finale (30 pannelli, 90W, ottimizzato geometricamente) sono state monitorate nella giornata del 27 Gennaio e nelle successive.

**Mattina** (ore 10:14):

Batteria: 13.59V (75% SOC)

Fase carica: BULK (carica veloce attiva)

Pannelli:  $13.71V \times 3.76A = 51.5W$

Condizioni: Sole parzialmente nuvoloso

Valutazione: Sistema in piena produzione

**Mezzogiorno** (ore 13:04, picco giornata):

Batteria: 14.01V (95% SOC, quasi piena)

Fase carica: BULK (terminale)

Pannelli:  $14.10V \times 5.08A = 71.6W$

Condizioni: Sole pieno

Valutazione: Picco massimo raggiunto

**Analisi picco 71.6W:**

Potenza nominale sistema: 90W

Potenza picco misurata: 71.6W

Efficienza reale:  $71.6 / 90 = 79.6\%$

Componenti efficienza:

- Regolatore PWM: 75%
- Perdite varie (temperatura, cavi, sporcizia): 95%
- Efficienza attesa:  $75\% \times 95\% = 71.25\%$

Efficienza misurata (79.6%) > Attesa (71.25%)

Differenza: +11.7% (condizioni favorevoli giornata)

**Produzione giornaliera totale:**

Energia prodotta: 178 Wh (giornata 27 Gennaio, sistema 72W)

Energia consumata: 10 Wh (test carichi minimi)

Bilancio: +168 Wh (surplus significativo)

Batteria sera: >95% SOC

### **8.3 Confronto quantitativo e scostamenti osservati**

Il confronto diretto tra produzione teorica e produzione misurata evidenzia scostamenti contenuti, attribuibili principalmente alla variabilità giornaliera delle condizioni meteorologiche e a fenomeni transitori difficilmente modellizzabili, quali brevi periodi di copertura nuvolosa o variazioni locali dell'irraggiamento.

In alcuni casi, la produzione sperimentale risulta leggermente superiore alla stima teorica, soprattutto nelle giornate con cielo sereno e temperature moderate, condizioni che favoriscono il rendimento dei moduli fotovoltaici. Al contrario, in presenza di nuvolosità persistente o di irraggiamento diffuso, la produzione reale tende a collocarsi nella parte inferiore dell'intervallo stimato.

Nel complesso, tali scostamenti non compromettono la validità del modello e rientrano nell'incertezza intrinseca associata a sistemi fotovoltaici operanti in ambiente reale.

### **8.4 Produzione energetica su base annuale**

Estendendo l'analisi su base annuale, la produzione energetica complessiva del sistema può essere stimata integrando le produzioni mensili attese in funzione della stagionalità dell'irraggiamento. Il valore annuale ottenuto risulta coerente con le dimensioni del campo fotovoltaico e con l'efficienza complessiva del sistema, confermando l'adeguatezza del dimensionamento adottato.

Questa produzione annuale risulta sufficiente a coprire il fabbisogno energetico previsto per l'applicazione considerata, con un margine di sicurezza che consente di assorbire la variabilità stagionale e le fluttuazioni giornaliere della produzione.

### **8.5 Considerazioni sul modello e sulla sua applicabilità**

Il confronto tra il modello teorico e i dati sperimentali dimostra che, per sistemi fotovoltaici off-grid di piccola potenza, l'uso di modelli semplificati ma ben calibrati rappresenta un approccio efficace e affidabile. Tali modelli consentono di prevedere con buona approssimazione le prestazioni del

sistema e di guidare le scelte progettuali senza ricorrere a simulazioni complesse o a strumenti specialistici avanzati.

Nel contesto del presente studio, il modello adottato ha fornito indicazioni coerenti con i risultati sperimentali, confermando la validità dell'approccio metodologico e la replicabilità del processo di progettazione e ottimizzazione.

## **9. Raccomandazioni operative e linee guida applicative**

L'esperienza maturata nel corso della progettazione, dell'installazione e della sperimentazione del sistema fotovoltaico off-grid consente di formulare una serie di raccomandazioni operative utili alla realizzazione di impianti analoghi, in particolare quando si opera con sistemi di piccola potenza e componenti recuperati. Le indicazioni riportate in questo capitolo derivano direttamente dai risultati sperimentali e mirano a favorire l'affidabilità operativa e l'efficienza complessiva del sistema nel medio e nel lungo periodo.

Una delle considerazioni principali riguarda l'importanza della configurazione geometrica del campo fotovoltaico. Anche in presenza di una potenza nominale apparentemente adeguata, un orientamento o un'inclinazione non ottimali possono ridurre in modo significativo la produzione energetica reale. È pertanto raccomandabile dedicare particolare attenzione alla fase di installazione, privilegiando la massimizzazione dell'irraggiamento nelle ore centrali della giornata e nel periodo stagionale più critico per l'applicazione in oggetto.

Un ulteriore aspetto rilevante concerne il corretto dimensionamento del rapporto tra potenza del campo fotovoltaico e capacità del sistema di accumulo. Un bilanciamento adeguato consente di garantire la ricarica completa della batteria in condizioni medie di irraggiamento e di ridurre il rischio di cicli di scarica profonda ripetuti, che possono compromettere la durata dell'accumulo nel tempo. Nel caso di sistemi con accumulo limitato, è inoltre opportuno evitare un sovradimensionamento eccessivo del campo fotovoltaico, che potrebbe comportare lo spreco di energia prodotta nelle ore successive al completamento della carica.

Per quanto riguarda la scelta del regolatore di carica, l'adozione di soluzioni PWM può risultare pienamente adeguata in sistemi di piccola potenza, purché il bilancio energetico complessivo sia positivo. In tali contesti, interventi mirati alla riduzione dei consumi o al miglioramento

dell'efficienza dei carichi possono offrire benefici più immediati rispetto all'adozione di tecnologie più complesse, come i regolatori MPPT, il cui ritorno sull'investimento può risultare meno favorevole.

Dal punto di vista della manutenzione, è raccomandabile prevedere controlli periodici dello stato dei pannelli e delle connessioni elettriche. La pulizia regolare della superficie dei moduli contribuisce a mantenere elevata la produzione energetica nel tempo, mentre il controllo delle connessioni riduce il rischio di perdite ohmiche e di anomalie operative. Queste operazioni, pur semplici, possono avere un impatto significativo sulle prestazioni complessive del sistema.

Infine, il monitoraggio continuo dei parametri di funzionamento costituisce uno strumento fondamentale per garantire l'affidabilità del sistema e individuare tempestivamente eventuali criticità. L'utilizzo di sistemi di monitoraggio integrati nel regolatore di carica consente di raccogliere dati utili sia per la gestione operativa quotidiana sia per l'analisi delle prestazioni nel tempo, favorendo un approccio consapevole e informato alla gestione dell'energia.

## **10. Conclusioni e sviluppi futuri**

Il lavoro presentato in questo rapporto tecnico ha descritto la progettazione, la realizzazione e la validazione sperimentale di un sistema fotovoltaico off-grid a 12 V con accumulo energetico, realizzato prevalentemente mediante il recupero di componenti dismessi provenienti da precedenti progetti di ricerca. L'obiettivo principale non era esclusivamente quello di dimostrare la fattibilità tecnica del riuso di tali componenti, ma di analizzare in modo sistematico le prestazioni del sistema e di individuare le strategie più efficaci per massimizzarne l'efficienza operativa.

I risultati ottenuti evidenziano come, in sistemi fotovoltaici di piccola potenza, la corretta configurazione geometrica del campo fotovoltaico rappresenti un fattore determinante per la produzione energetica reale. L'ottimizzazione dell'orientamento e dell'inclinazione dei pannelli, supportata dall'impiego di strumenti di realtà aumentata, ha consentito di ottenere un incremento molto significativo della produzione giornaliera, senza modificare la componentistica di base del sistema e con un investimento economico minimo.

La fase sperimentale ha inoltre confermato la validità delle scelte progettuali adottate in termini di bilanciamento tra generazione e accumulo. Il rapporto tra potenza del campo fotovoltaico e capacità della batteria si è dimostrato adeguato a garantire la ricarica completa del sistema di accumulo nelle

condizioni medie di irraggiamento e a fornire un margine di sicurezza sufficiente per affrontare periodi di ridotta produzione. In questo contesto, l'adozione di un regolatore di carica di tipo PWM, pur presentando un'efficienza inferiore rispetto a soluzioni MPPT, si è rivelata pienamente compatibile con gli obiettivi del sistema e con il profilo di consumo considerato.

Un ulteriore elemento di rilievo riguarda il valore applicativo dell'approccio adottato. Il sistema analizzato dimostra come sia possibile realizzare impianti fotovoltaici off-grid affidabili e funzionali mediante il riutilizzo di componenti dismessi, contribuendo alla riduzione dei costi e all'estensione del ciclo di vita delle tecnologie energetiche. Questo aspetto assume particolare importanza in un'ottica di sostenibilità ambientale e di economia circolare, soprattutto in ambito di ricerca e sperimentazione.

Per quanto riguarda gli sviluppi futuri, il sistema descritto offre diverse possibilità di estensione e miglioramento. Tra queste rientrano l'integrazione di strategie di gestione intelligente dei carichi, l'espansione modulare del campo fotovoltaico e l'eventuale introduzione di sistemi di accumulo di maggiore capacità per applicazioni con profili di consumo più esigenti. Ulteriori attività di monitoraggio nel lungo periodo potrebbero inoltre fornire dati utili per analizzare il comportamento del sistema in diverse condizioni stagionali e per affinare ulteriormente i modelli di previsione adottati.

In conclusione, il presente lavoro dimostra come un approccio metodico, supportato da strumenti semplici ma efficaci e da una validazione sperimentale accurata, possa condurre a risultati rilevanti anche in sistemi di piccola scala. Le metodologie e le considerazioni sviluppate nel rapporto risultano pertanto replicabili e applicabili a un'ampia classe di sistemi fotovoltaici off-grid, sia in ambito di ricerca sia in contesti applicativi reali.

## Riferimenti Bibliografici

- [1] Duffie, J. A., Beckman, W. A., Solar Engineering of Thermal Processes, 4th Edition, Wiley, 2013.  
Testo di riferimento fondamentale per l'analisi dell'irraggiamento solare, dei modelli di produzione energetica e delle prestazioni dei sistemi solari. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781118671>
- [2] Solar Cells: Operating Principles, Technology, and System Applications di Martin A. Green, pubblicato da Prentice-Hall nel 1982, è un testo tecnico riconosciuto nella letteratura fotovoltaica, trattando fisica dei semiconduttori, proprietà dei materiali, giunzioni p-n, limiti di efficienza e applicazioni dei sistemi PV. [https://books.google.com/books/about/Solar\\_Cells.html?id=ODAEAQAIAAJ](https://books.google.com/books/about/Solar_Cells.html?id=ODAEAQAIAAJ)
- [3] Masters, G. M., Renewable and Efficient Electric Power Systems, 2nd Edition, Wiley, 2013.

Testo utile per l'inquadramento dei sistemi fotovoltaici off-grid, dell'accumulo energetico e delle architetture di conversione. <https://www.wiley.com/en-us/Renewable+and+Efficient+Electric+Power+Systems%2C+2nd+Edition-p-x000583308>

[4] Messenger, R., Ventre, J., Photovoltaic Systems Engineering, 3rd Edition, CRC Press, 2010.  
Manuale tecnico sui sistemi fotovoltaici, con particolare attenzione al dimensionamento, alle perdite e alla progettazione pratica.  
[https://books.google.com/books/about/Photovoltaic\\_Systems\\_Engineering\\_Third\\_E.html?id=JxLOBQAAQBAJ&utm](https://books.google.com/books/about/Photovoltaic_Systems_Engineering_Third_E.html?id=JxLOBQAAQBAJ&utm)

[5] Skoplaki, E., Palyvos, J. A., "On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review", Solar Energy, Vol. 83, No. 5, 2009, pp. 614–624.  
Articolo di riferimento sugli effetti della temperatura sulle prestazioni dei moduli fotovoltaici.  
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.10.008>

[6] European Commission – Joint Research Centre, PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System,  
<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>  
Database e strumento di riferimento per la stima dell'irraggiamento solare e della produzione fotovoltaica su base geografica. [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en)

[7] G. R. Walker, "Evaluating MPPT Converter Topologies Using a MATLAB PV Model," Journal of Electrical & Electronics Engineering, Australia, vol. 21, no. 1, pp. 49–55, 2001. Disponibile su Espace Library:  
<https://espace.library.uq.edu.au/view/UQ%3A59100>

[8] Kosmadakis, I. E., & Elmasides, C. A Sizing Method for PV–Battery–Generator Systems for Off-Grid Applications Based on the LCOE, Energies, Vol. 14, Art. 1988, 2021. <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/7/1988>

[9] Linden, D., Reddy, T. B., Handbook of Batteries, 4th Edition, McGraw-Hill, 2011.  
Riferimento generale sulle tecnologie di accumulo elettrochimico, incluse le batterie al litio ferro fosfato.  
<https://www.mhprofessional.com/9780071624210-usa-handbook-of-batteries-fifth-edition-group>

[10] IRENA, Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, International Renewable Energy Agency, 2017.  
Documento di riferimento sul ruolo dell'accumulo energetico nei sistemi rinnovabili e sui criteri di valutazione economica. <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-Storage-and-Renewables-Costs-and-Markets>