



**Politecnico
di Torino**

Corso di laurea magistrale in Ingegneria Energetica e
Nucleare

Tesi

**Progettazione di un impianto fotovoltaico
industriale con sistema di accumulo a servizio di
una cartiera**

Relatore

Prof. Filippo Spertino

Candidato

Davide Scaglia

Anno Accademico 2025 – 2026

RINGRAZIAMENTI

Alla mia famiglia e ai miei amici, che mi hanno sempre sostenuto durante questo percorso di crescita umana e professionale,

Al Professor Spertino, per la professionalità e la disponibilità dimostrate durante lo svolgimento di questo lavoro e nel corso degli studi.

SOMMARIO

L'elaborato sviluppa il progetto e il dimensionamento di un impianto fotovoltaico a servizio di un'utenza industriale, con l'obiettivo di valutarne la fattibilità tecnica ed economica nel contesto attuale della transizione energetica.

In una prima parte viene inquadrato lo scenario energetico di riferimento, con particolare attenzione alla diffusione delle fonti rinnovabili e al ruolo crescente del fotovoltaico nel mix energetico.

Successivamente sono richiamati i principi di funzionamento della cella fotovoltaica, al fine di fornire le basi teoriche necessarie alla comprensione delle scelte progettuali adottate.

L'analisi si concentra quindi sul caso studio, attraverso la valutazione dei fabbisogni energetici dell'utenza e dei profili di consumo, che costituiscono il punto di partenza per il dimensionamento dell'impianto. La progettazione è stata sviluppata adottando un approccio complessivo, volto non esclusivamente alla massimizzazione della producibilità e profittabilità, ma anche alla garanzia di un corretto funzionamento dell'impianto nel tempo.

Successivamente è stato effettuato il dimensionamento dei principali componenti elettrici dell'impianto, con particolare riferimento agli inverter e alle linee elettriche in corrente continua e alternata.

Si è quindi passati all'integrazione e al dimensionamento di un sistema di accumulo elettrochimico (BESS), elemento sempre più rilevante negli scenari energetici attuali orientati all'autoconsumo.

Infine, è stata condotta un'analisi economica dell'investimento in differenti configurazioni impiantistiche e scenari incentivanti, al fine di valutarne la redditività e i tempi di ritorno.

Viene inoltre sottolineata l'importanza dei sistemi avanzati di gestione dell'energia, sempre più rilevanti per l'ottimizzazione dei flussi energetici e per la massimizzazione dell'autoconsumo.

INDICE

1. Introduzione	1
1.1 Le fonti rinnovabili	1
1.2 Il fotovoltaico in Italia.....	5
2. Principi di funzionamento e componenti del fotovoltaico	8
2.1 Grandezze di riferimento del fotovoltaico.....	8
2.2 Principio di funzionamento della cella fotovoltaica.....	9
2.3 Caratteristiche elettriche della cella fotovoltaica	14
2.4 Stratigrafia del modulo fotovoltaico.....	18
2.5 Condizioni operative del modulo e dispositivi di protezione.....	19
2.6 Configurazione elettrica dei moduli: collegamenti in serie e parallelo	22
2.7 L'inverter nel sistema fotovoltaico.....	24
2.8 Sistemi di accumulo elettrochimico	26
2.9 Orientamento e inclinazione dei moduli fotovoltaici	30
3. Progettazione dell'impianto fotovoltaico	32
3.1 Localizzazione dello stabilimento	33
3.2 Determinazione della producibilità	35
3.3 La scelta dei moduli	38
3.4 Analisi dei consumi di energia elettrica	40
3.5 Analisi e quotatura dello stabilimento	44
3.6 Disposizione dei moduli	45
3.7 Valutazione delle ombre sulle falde	47
3.8 Progettazione delle linee vita	50
3.9 Dimensionamento dell'impianto	59

3.10	Sistema di supporto dei moduli	64
3.11	Dimensionamento dell'inverter	66
3.12	Dimensionamento delle linee in corrente continua (DC)	73
3.13	Collegamento lato AC dell'impianto fotovoltaico	85
4.	Progettazione e dimensionamento del sistema di accumulo	95
4.1	Analisi del profilo energetico dell'utenza	95
4.2	Dimensionamento del sistema di accumulo	97
5.	Analisi economica del progetto	100
5.1	Valutazione economica dell'impianto	100
5.2	Analisi dei flussi di cassa e redditività dell'investimento in assenza di incentivi	102
5.3	Analisi dei flussi di cassa e redditività dell'investimento in presenza di incentivi	108
5.4	Sintesi dei risultati economici	113
5.5	Prospettive evolutive: gestione intelligente e sistemi di accumulo	114
6.	Conclusioni	117

ELENCO DELLE FIGURE

1	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia e composizione percentuale per fonte – anno 2023	4
2	Evoluzione della potenza fotovoltaica installata e del numero di impianti in Italia	5
3	Distribuzione della potenza fotovoltaica installata per regione in Italia	7
4	Schema energetico a bande di un semiconduttore	9
5	Distribuzione spettrale della radiazione solare e frazione convertibile da una cella fotovoltaica in silicio.....	10
6	Schema di principio di una cella fotovoltaica a giunzione p-n con evidenza del campo elettrico interno e del moto delle cariche	11
7	Modello elettrico equivalente di una cella fotovoltaica	12
8	Curva I-V di una cella fotovoltaica in condizioni assegnate di irraggiamento e temperatura	14
9	Curva I-V della cella fotovoltaica al variare dell'irradianza (T=25°C)	15
10	Curva I-V della cella fotovoltaica al variare della temperatura (G=1000 W/m ²)	16
11	Curva I-V e corrispondente curva P-V della cella fotovoltaica	17
12	Stratigrafia del modulo fotovoltaico	19
13	Collegamento in serie di celle fotovoltaiche con diodo di bypass in antiparallelo	21
14	Schema esemplificativo del collegamento di moduli fotovoltaici in serie e in parallelo	23

15 Schema a blocchi delle principali sezioni funzionali dell'inverter e del sistema di interfaccia alla rete	24
16 Principio di funzionamento di una batteria agli ioni di litio nelle fasi di carica e scarica	27
17 Schema di funzionamento di un supercapacitore a doppio strato elettrico	29
18 Schema di una batteria di flusso	30
19 Rappresentazione degli angoli caratteristici per l'orientamento dei moduli fotovoltaici	31
20 Inquadramento aziendale dello stabilimento SRT Italia	32
21 Ubicazione dell'azienda nella Regione Piemonte – fonte Google Maps	33
22 Vista aerea specifica del sito – fonte Google Maps	34
23 Input e output ottenuti tramite il software PVGIS	36
24 Produzione energetica mensile di un impianto da 1 kWp in SRT Italia	37
25 Irraggiamento mensile di un impianto da 1 kWp in SRT Italia	37
26 Specifiche tecniche del modulo adottato – fonte AIKO	39
27 Fattura dell'energia elettrica di SRT Italia con evidenza periodo di interesse.....	42
28 Fattura energia elettrica aprile – maggio 2025 di SRT Italia	43
29 Fattura energia elettrica luglio 2025 di SRT Italia	43
30 Pianta della porzione di stabilimento in oggetto con quotatura	44
31 Pianta di una porzione di impianto su Autocad, con quotatura	46
32 Rendering della porzione di impianto dell'immagine precedente. .	46
33 Sezione falda ovest con quotatura (m).....	47
34 Sezione falda ovest con quotatura (m) – evidenza superficie non pannellabile	48
35 Sezione falda sud – ovest con quotatura (m)	48

36 Sezione falda est con quotatura (m) – analisi ombre	49
37 Sezione falda est con quotatura (m) – evidenza superficie non pannellabile	49
38 Sezione falda est con quotatura (m)	50
39 Ancoraggio tipo A	51
40 Ancoraggio tipo B	52
41 Ancoraggio tipo C	52
42 Ancoraggio tipo D	53
43 Ancoraggio tipo E	53
44 Pianta linee vita installate in ciascuna falda	54
45 Dettaglio ancoraggi di tipo A -falda 2 sud	56
46 Falda 2 sud – evidenza fascia di rischio	56
47 Scala verticale con sistema anticaduta guidato e operatore assicurato.....	57
48 Prima falda sud con individuazione delle fasce di rischio e aree non verificate	58
49 Parapetto temporaneo per protezione del bordo di copertura	59
50 Layout dei moduli fotovoltaici sulla copertura e identificazione delle falde.....	60
51 Configurazione planimetrica complessiva dei sistemi di sicurezza e dei percorsi di accesso in copertura	62
52 Pianta di una falda con indicazione del sistema di fissaggio dei moduli (in fucsia)	64
53 Dettaglio costruttivo del sistema di fissaggio dei moduli fotovoltaici nell’area evidenziata in figura 52	65
54 Morsetto terminale (sinistra) e intermedio (destra)	66
55 Morsetto terminale fissato al profilo di supporto del modulo fotovoltaico	66
56 Scheda tecnica inverter AIKO AE-SPI-30KTL-S1	68

57	Inverter AIKO AE-SPI-30KTL-S1	69
58	Struttura tipica di un cavo solare per applicazioni fotovoltaiche...	74
59	Individuazione dell'area idonea al locale tecnico inverter.....	76
60	Ripartizione planimetrica dei moduli tra i quadri di campo QdC1 e QdC2	79
61	Dispositivi di protezione lato AC: interruttore magnetotermico e differenziale.....	88
62	Scaricatore di sovratensione (SPD) ABB OVR T2-275 3N	89
63	Stima della lunghezza della linea tra quadro di parallelo e quadro generale BT	90
64	Confronto tra produzione fotovoltaica mensile e consumo energetico dell'utenza	96
65	Scheda tecnica del sistema di accumulo Sungrow PowerStack ST255CS-2H.....	98
66	Andamento del VAN e dei flussi di cassa nel tempo-configurazione FV+BESS	105
67	Andamento del VAN e dei flussi di cassa nel tempo-configurazione solo FV	107
68	Andamento del VAN e dei flussi di cassa nel tempo-configurazione FV+BESS con incentivo PNRR	110
69	Andamento del VAN e dei flussi di cassa nel tempo-configurazione FV con PNRR	112
70	Andamento del costo delle batterie agli ioni di litio nel tempo (fonte: IRENA)	114
71	Schema di un sistema EMS per la gestione dell'energia	115

ELENCO DELLE FIGURE

1	Coordinate dello stabilimento oggetto dell'intervento	33
2	Risultati mensili di produzione fotovoltaica da PVGIS	38
3	Distribuzione dei moduli fotovoltaici e della potenza installata sulle singole falde della copertura	61
4	Confronto tra produzione mensile stimata e consumi elettrici per fasce..	63
5	Parametri elettrici del modulo fotovoltaico AIKO Neostar 2S da 470 Wp	67
6	Caratteristiche tecniche del cavo solare H1Z2Z2-K.....	75
7	Ripartizione delle falde sui quadri di campo (QdC)	78
8	Configurazione delle stringhe e ripartizione della potenza DC sui quadri di campo.....	80
9	Lunghezze di progetto delle linee DC per QdC1 e QdC2	80
10	Dati di progetto e verifica della caduta di tensione dei cavi di stringa	84
11	Parametri di calcolo e verifica della caduta di tensione della dorsale AC	93
12	Riepilogo dei parametri principali del sistema di accumulo dimensionato	99
13	Costi unitari di investimento (CAPEX) adottati per impianto fotovoltaico e sistema di accumulo.....	101
14	Calcolo del costo complessivo di investimento (CAPEX) sulla base dei costi unitari adottati	101
15	Flussi di cassa annui e andamento del VAN dell'impianto fotovoltaico e sistema BESS.....	104
16	Flussi di cassa annui e andamento del VAN dell'impianto fotovoltaico in assenza di sistema di accumulo	107
17	Flussi di cassa annui e andamento del VAN della configurazione FV+BESS in presenza di incentivo PNRR	110

18 Flussi di cassa annui e andamento del VAN della configurazione con solo impianto fotovoltaico in presenza di incentivo PNRR	112
--	-----

CAPITOLO 1

INTRODUZIONE

1.1 LE FONTI RINNOVABILI

Mai come oggi, le fonti rinnovabili sono al centro della transizione energetica.

La transizione è necessaria per più motivi: innanzitutto per promuovere uno *sviluppo sostenibile*, infatti il cambiamento climatico, oggi una realtà consolidata, ci mostra quanto è importante limitare l'impatto che l'uomo esercita sull'ambiente.

Un indicatore chiaro di questa insostenibilità è l'Overshoot Day, ovvero la data in cui la domanda di risorse naturali da parte dell'umanità supera la capacità della Terra di rigenerarle nell'arco dello stesso anno. Tale data, che ogni anno tende ad anticiparsi, evidenzia come il consumo globale ecceda la disponibilità di risorse naturali.

Uno dei fattori principali che ci porta ogni anno a raggiungere sempre prima l'Overshoot Day è proprio il ricorso alle fonti fossili, in quanto, oltre all'inquinamento che viene generato in seguito alla loro combustione, occorre considerare che le fonti fossili rimaste sono sempre più difficili da estrarre, richiedendo maggiori risorse energetiche e generando quindi maggiore impatto ambientale.

La seconda motivazione è geopolitica: le fonti rinnovabili, essendo equamente distribuite sul pianeta, sono fondamentali per il raggiungimento dell'*indipendenza energetica*.

Noi Europei abbiamo potuto toccare con mano questa tematica a causa delle conseguenze della guerra in Ucraina, in seguito alla quale il prezzo del gas Russo, da cui l'Europa dipendeva fortemente, è schizzato alle stelle.

Ciò ha avuto un impatto devastante sulla *competitività economica* del Vecchio Continente, ed in particolar modo sugli Stati che più dipendevano dal gas proveniente dalla Russia.

Al di là delle grandi dinamiche globali, i vantaggi sull'uso delle fonti rinnovabili sono tangibili anche per privati e aziende che decidono di farne uso.

Infatti, le rinnovabili permettono di ridurre la volatilità dei prezzi in bolletta, in particolar modo se si intercettano gli incentivi e si sfrutta l'autoconsumo.

Inoltre, le fonti rinnovabili, sono *Labour Intensive* (al contrario di quelle fossili), poiché generano posti di lavoro nel mercato locale, richiedendo personale specializzato per la progettazione, l'installazione, il collaudo e la manutenzione degli impianti.

Si procede ora ad una breve analisi delle principali fonti di energia rinnovabile oggi in uso:

- *Solare fotovoltaico* (FV): converte direttamente la radiazione solare in energia elettrica mediante celle semi conduttrici. A livello mondiale, questa tecnologia si è affermata come quella rinnovabile in più rapida crescita e rappresenta la quota maggiore delle nuove capacità installate, grazie alla sua scalabilità, alla diffusa disponibilità della risorsa solare e alla riduzione dei costi. Costituisce la tecnologia di riferimento analizzata nel presente elaborato;
- *Solare termico*: utilizza l'energia solare per produrre calore, impiegato prevalentemente per produrre acqua calda sanitaria (ACS) o supporto al riscaldamento. Questa tecnologia è meno diffusa rispetto al passato, in quanto la combinazione fotovoltaico + pompa di calore offre una soluzione più semplice, versatile e conveniente, riducendo l'interesse verso impianti termici più complessi;
- *Idroelettrico*: con questa tecnologia l'energia potenziale dell'acqua accumulata nei bacini viene convogliata lungo le condotte forzate e, sfruttando il salto di quota, viene trasformata in energia cinetica. Questa energia mette in rotazione le turbine, generando energia meccanica che viene infine convertita in energia elettrica tramite l'alternatore. Una caratteristica rilevante di questa tecnologia, che la rende una delle più preziose, nonché quella storicamente con la maggiore capacità installata a livello mondiale (dato oggi in via di superamento dal FV) è la sua minore *discontinuità* rispetto ad altre fonti rinnovabili. Infatti, nonostante la disponibilità d'acqua dipenda dalle condizioni idrologiche, è possibile scegliere il momento in cui rilasciare l'acqua nelle condotte e la portata necessaria;

- *Eolico*: questa tecnologia sfrutta l'energia cinetica del vento per azionare turbine accoppiate ad alternatori, i quali producono energia elettrica. Con lo sviluppo tecnologico e l'avvento delle turbine di grande taglia, in particolare offshore, l'eolico ha registrato una rapida espansione su scala globale, consolidandosi come una delle principali fonti rinnovabili in termini di capacità installata e contributo alla generazione elettrica, sebbene la sua produzione presenti variabilità intrinseca legata alle fluttuazioni del vento;
- *Biomasse*: rappresentano una fonte rinnovabile ottenuta da residui agricoli, forestali e organici che possono essere trasformati in energia tramite combustione diretta, cogenerazione o digestione anaerobica per la produzione di biogas. Si tratta di una tecnologia programmabile, in grado di fornire energia elettrica e termica in modo continuo, anche se la sua sostenibilità dipende dalla corretta gestione della filiera, dalle disponibilità locali della risorsa e dalle emissioni associate ai processi di conversione;
- *Geotermia*: questa tecnologia sfrutta il calore naturale presente nel sottosuolo, prelevando fluidi caldi attraverso pozzi geotermici per azionare turbine accoppiate a generatori elettrici oppure, nelle applicazioni a bassa temperatura, tramite pompe di calore geotermiche per la climatizzazione. In funzione delle condizioni del serbatoio si distingue tra alta, media e bassa entalpia. La tipologia ad alta entalpia utilizza fluidi con temperature superiori a 150-180 °C per la produzione di energia elettrica tramite turbine a vapore o cicli binari ed è possibile solo in aree geotermicamente attive, come Larderello in Toscana. Le applicazioni a media entalpia sfruttano serbatoi con temperature intermedie (circa 90 - 150°C) per impianti a ciclo binario o applicazioni termiche, mentre quelle a bassa entalpia sono basate su temperature inferiori (40 - 50°C) e destinate principalmente al riscaldamento e raffreddamento degli edifici tramite pompe di calore. La geotermia è una fonte continua e affidabile, la cui producibilità ed efficienza dipende tuttavia dalle caratteristiche geologiche del sito e dalla temperatura dei serbatoi sotterranei;
- *Moto ondoso/maree*: le tecnologie per lo sfruttamento del moto ondoso e delle maree convertono l'energia meccanica associata al movimento delle masse d'acqua in energia elettrica tramite sistemi idrodinamici o turbine dedicate. Sono soluzioni ancora poco diffuse, applicabili sia in ambito costiero sia in mare aperto, e caratterizzate in molti casi da TRL (Technology Readiness Level) medio-bassi, poiché diverse configurazioni sono tuttora in fase sperimentale o pre-commerciale.

Il Technology Readiness Level (TRL) è una scala utilizzata a livello internazionale per valutare il grado di maturità di una tecnologia, indipendentemente dal settore. Va da TRL 1 (concetto di base) a 9 (tecnologia completamente industrializzata e commercializzata).

La Figura 1 sottostante mostra l'evoluzione della produzione elettrica da fonti rinnovabili in Italia nel periodo 2009 – 2023 e la relativa composizione per fonte nell'anno 2023, il più recente di cui si dispongono i dati completi.

Si osserva come l'idroelettrico continui a rappresentare la principale fonte rinnovabile in termini di produzione, pur con un marcata variabilità annuale, mentre il fotovoltaico e l'eolico evidenziano una crescita strutturale nel tempo, confermando il loro ruolo sempre più centrale nel mix rinnovabile nazionale.

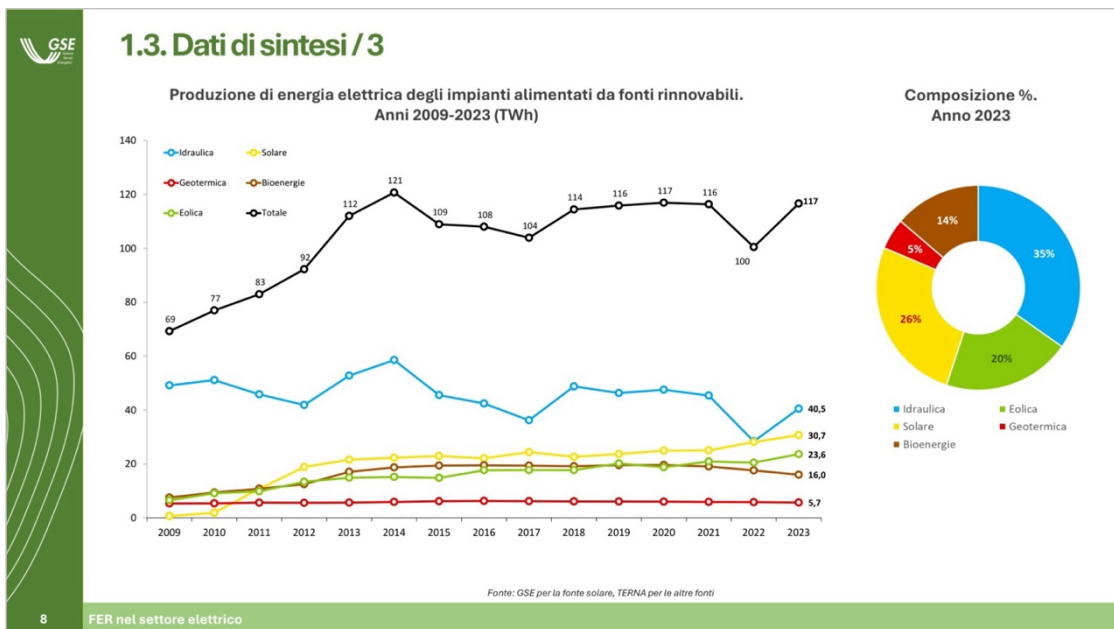


Figura 1: Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia e composizione percentuale per fonte - anno 2023

1.2 IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

Nel contesto nazionale, il fotovoltaico ha assunto negli ultimi anni un ruolo sempre più rilevante nel sistema energetico italiano. La progressiva riduzione dei costi tecnologici, l'evoluzione dei meccanismi di incentivazione e la crescente attenzione verso la transizione energetica hanno favorito una diffusione sempre più ampia di questa tecnologia, sia in termini di potenza installata sia di numero di impianti.



Figura 2: Evoluzione della potenza fotovoltaica installata e del numero di impianti in Italia

La Figura 2 evidenzia la crescita della potenza fotovoltaica installata e del numero di Impianti in Italia dal 2010 al 2014.

Nel periodo considerato, l'andamento della potenza fotovoltaica installata in Italia evidenzia fasi di crescita caratterizzate da dinamiche e motivazioni differenti. In particolare, tra il 2009 e il 2013 si osserva una rapida espansione del settore, con un picco significativo intorno al 2011, riconducibile all'introduzione dei meccanismi di incentivazione noti come Conto Energia.

Tali strumenti di sostegno, estremamente favorevoli in termini di tariffe incentivanti, hanno favorito una diffusione accelerata del fotovoltaico sull'intero territorio nazionale, ma hanno anche generato, in alcuni casi, fenomeni di sovra incentivazione e speculazione, con un conseguente incremento dei costi complessivi a carico del sistema elettrico. L'esaurimento

progressivo di questo genere di incentivi ha determinato, negli anni immediatamente successivi, una marcata contrazione delle nuove installazioni.

A partire dal 2021 si assiste ad una nuova fase di crescita del fotovoltaico, sostenuta da un contesto profondamente diverso rispetto al passato. Tale ripresa è legata alla significativa riduzione dei costi tecnologici dei moduli, alla crescente competitività della generazione fotovoltaica rispetto alle fonti convenzionali e all'introduzione di nuovi strumenti di supporto, tra cui misure fiscali come il Superbonus 110% e altri meccanismi di incentivazione per le rinnovabili, nonché al rafforzamento delle politiche europee in materia di transizione energetica e decarbonizzazione.

In questo contesto si inserisce inoltre la recente diffusione delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), che rappresentano un ulteriore elemento di impulso allo sviluppo del fotovoltaico, in particolare in ambito industriale e commerciale. Tali configurazioni favoriscono l'autoconsumo collettivo e la condivisione dell'energia prodotta localmente, aumentando il valore dell'energia generata e migliorando la sostenibilità economica degli impianti.

La possibilità di integrare sistemi fotovoltaici di media e grande taglia all'interno di comunità energetiche rende queste soluzioni particolarmente interessanti per edifici industriali e capannoni produttivi, che si prestano naturalmente a un'elevata produzione di energia rinnovabile e a schemi di consumo incentrati nelle ore diurne.

L'andamento congiunto della potenza installata e del numero di impianti evidenzia il passaggio da una fase iniziale caratterizzata da pochi impianti di grande taglia ad una diffusione più capillare del fotovoltaico, trainata dalla riduzione dei costi tecnologici e dall'orientamento crescente verso soluzioni di autoconsumo, in particolare in ambito industriale.

Di seguito è presente una immagine che mostra la potenza fotovoltaica totale installata in Italia nel 2025 e la distribuzione geografica.

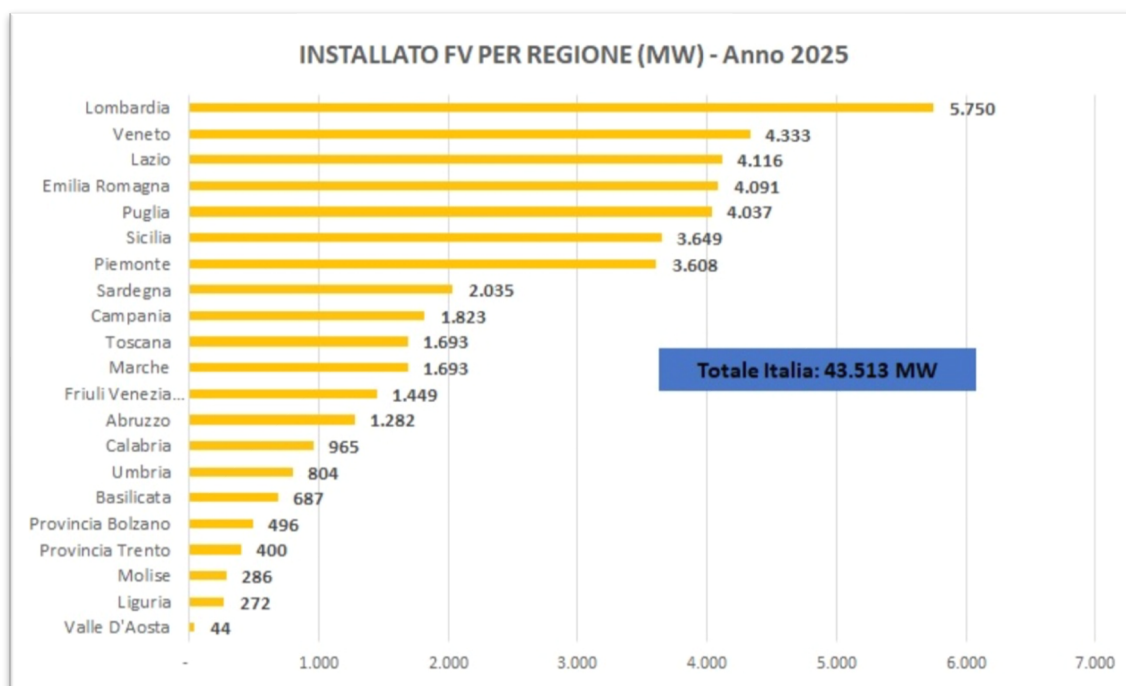


Figura 3: Distribuzione della potenza fotovoltaica installata per regione in Italia

La distribuzione della potenza fotovoltaica installata in Italia evidenzia come la diffusione degli impianti non sia determinata esclusivamente dalle condizioni climatiche e dall'irraggiamento solare, più favorevole nelle regioni meridionali, ma risulti fortemente influenzata anche da fattori economici, infrastrutturali e normativi, che incidono sulle scelte di investimento e sulla realizzabilità degli impianti.

CAPITOLO 2

PRINCIPI DI FUNZIONAMENTO E COMPONENTI DEL FOTOVOLTAICO

2.1 GRANDEZZE DI RIFERIMENTO DEL FOTOVOLTAICO

Nel presente paragrafo vengono introdotte le principali grandezze di riferimento utilizzate per descrivere e valutare le prestazioni di un impianto fotovoltaico, che costituiscono la base concettuale per le successive fasi di progettazione.

- *Potenza nominale*: è la potenza elettrica di riferimento dell'impianto, espressa in kWp, determinata dalla somma delle potenze di picco dei moduli installati e riferita alle condizioni standard di prova (STC). Le condizioni STC (Standard Test Conditions) sono un insieme di condizioni standard di riferimento adottate per la caratterizzazione dei moduli fotovoltaici e prevedono un irraggiamento pari a 1000 W/m^2 , una temperatura di cella di 25°C e uno spettro solare $AM=1,5$.
- *Ore equivalenti (Heq)*: rappresentano il numero di ore annue in cui l'impianto dovrebbe operare alla potenza nominale per produrre la stessa energia annua stimata. Esse si calcolano come $H_{eq} = E_{annua} / P_{nom}$ e dipendono dalle condizioni locali di irraggiamento, dall'orientamento/inclinazione dei moduli e dalle perdite complessive del sistema. In Italia il numero di ore equivalenti annue varia indicativamente tra 1100 e 1600 h/anno, con valori medi più bassi nelle regioni settentrionali e progressivamente maggiori procedendo verso il Centro e il Sud del Paese. In particolare, il Nord Italia presenta valori tipici compresi tra 1100 e 1300 h/anno, mentre al Sud e nelle Isole si possono raggiungere valori di 1500/1650 h/anno.

- *Irraggiamento e irradiazione solare*: l'irraggiamento solare G rappresenta la potenza della radiazione solare incidente su una superficie unitaria ed è espresso in W/m^2 . L'irradiazione solare H indica invece l'energia solare complessivamente ricevuta dalla superficie in un determinato intervallo di tempo ed è espressa in kWh/m^2 . Tali grandezze descrivono la disponibilità della risorsa solare in un determinato sito e costituiscono la base per la stima della producibilità di un impianto fotovoltaico.

2.2 PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO DELLA CELLA FOTOVOLTAICA

Il funzionamento di una cella fotovoltaica si basa sull'effetto fotovoltaico, fenomeno fisico che consente la conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica all'interno di materiali semiconduttori, tipicamente il silicio. La radiazione elettromagnetica incidente è costituita principalmente dalla luce solare, caratterizzata da un ampio spettro di lunghezze d'onda.

Dal punto di vista energetico, il comportamento del semiconduttore può essere descritto attraverso il diagramma a bande, che distingue una *banda di valenza*, occupata dagli elettroni legati agli atomi del reticolo cristallino, e una *banda di conduzione*, nella quale gli elettroni possono muoversi liberamente contribuendo alla conduzione elettrica. Le due bande sono separate da una banda proibita (gap di banda), il cui valore è caratteristico del materiale.

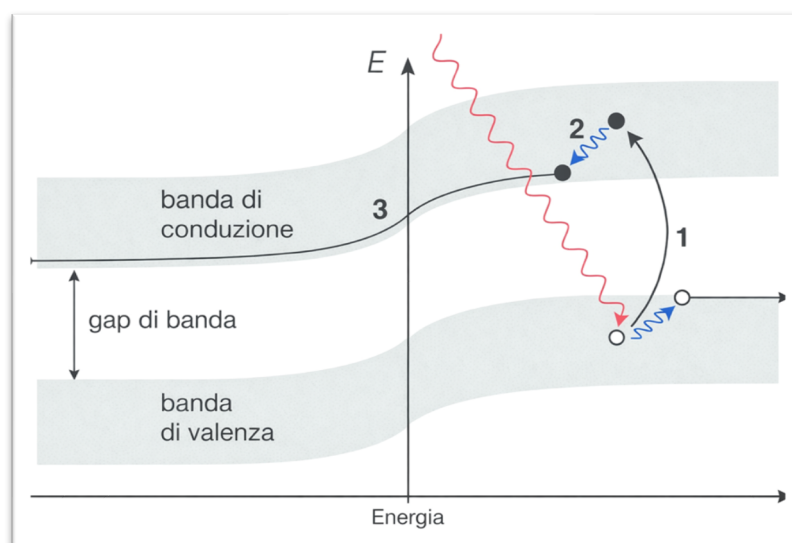


Figura 4: Schema energetico a bande di un semiconduttore

Quando un fotone incidente possiede un'energia pari o superiore al gap di banda, esso può essere assorbito dal materiale, promuovendo un elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione e generando simultaneamente una *coppia elettrone-lacuna*. Tale condizione può essere espressa dalla seguente relazione:

$$E_{\text{ph}} = h \cdot \nu = \frac{h \cdot c}{\lambda} \geq E_{\text{gap}}, \text{ dove:}$$

- E_{ph} è l'energia del fotone incidente;
- h è la costante di Plank, pari a $6,625 \cdot 10^{-35}$ [J·s];
- ν è la frequenza della radiazione [Hz];
- c è la velocità della luce pari a $3 \cdot 10^8 \frac{m}{s}$;
- λ è la lunghezza d'onda del fotone [m];
- E_{gap} è l'energia della banda proibita del semiconduttore.

Tuttavia, non tutti i fotoni della radiazione solare risultano efficacemente convertibili in energia elettrica, poiché l'assorbimento dipende dalla loro lunghezza d'onda.

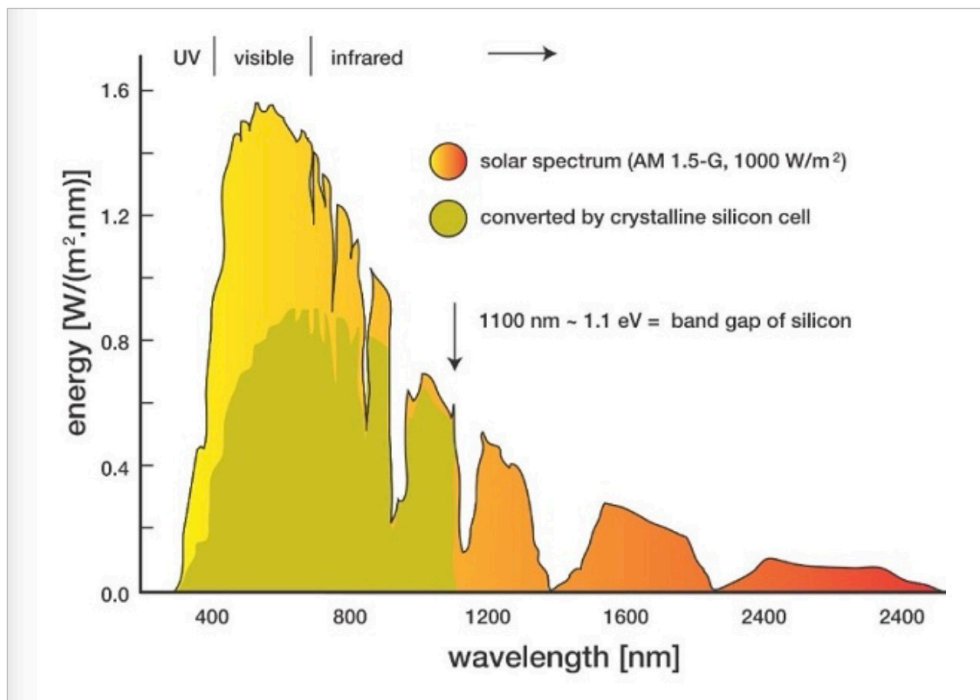


Figura 5: Distribuzione spettrale della radiazione solare e frazione convertibile da una cella fotovoltaica in silicio

Non tutte le componenti dello spettro solare sono sfruttabili da una cella fotovoltaica in silicio: poiché il materiale è caratterizzato da un gap di banda pari a circa 1,12 eV, solo i fotoni con lunghezza d'onda $\lambda \leq 1100$ nm possono generare coppie elettrone-lacuna; come evidenziato in Figura 5. In termini pratici, il contributo più significativo alla conversione energetica è concentrato nell'intervallo 350-1100 nm, mentre la radiazione con $\lambda > 1100$ nm (infrarosso) non possiede energia sufficiente per essere convertita.

Affinché tali cariche contribuiscano alla produzione di energia elettrica, è necessario un meccanismo che ne favorisca la separazione e ne impedisca la ricombinazione immediata.

Questo ruolo è svolto dalla *giunzione p-n*, ottenuta drogando il semiconduttore con impurità di tipo p e di tipo n, che genera un *campo elettrico interno*. Tale campo induce un moto ordinato delle cariche, spingendo gli elettroni verso la regione n e le lacune verso la regione p. Collegando esternamente la cella a un carico elettrico, il moto delle cariche genera una *corrente elettrica continua*, mentre la differenza di potenziale ai capi della giunzione fornisce la tensione di uscita.

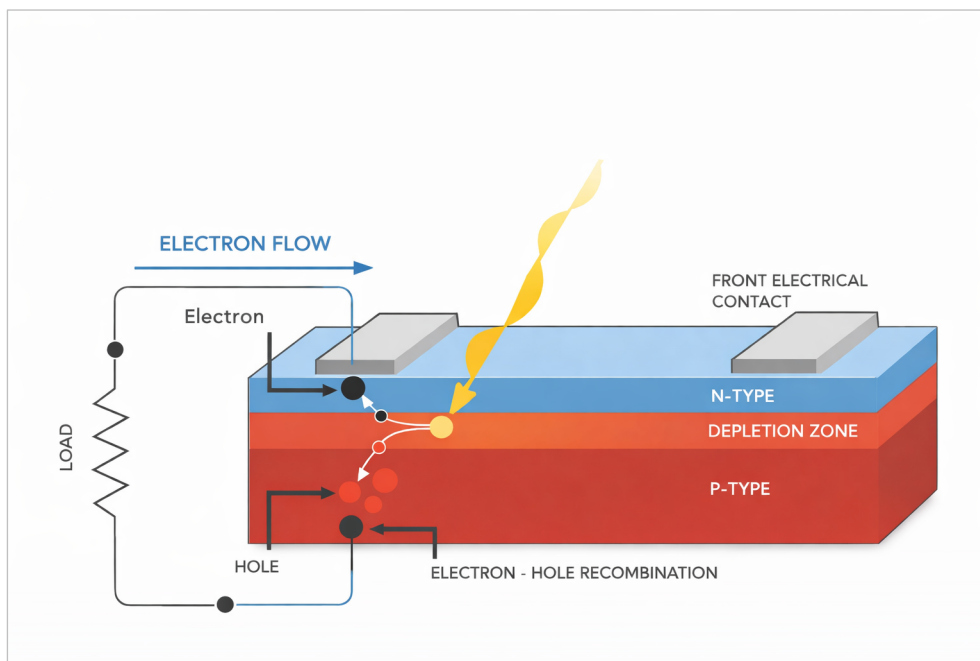


Figura 6: Schema di principio di una cella fotovoltaica a giunzione p-n con evidenza del campo elettrico interno e del moto delle cariche

La Figura 6 mostra lo schema di principio di una cella fotovoltaica a giunzione p-n con carico esterno, evidenziando il processo di generazione delle coppie elettrone-lacuna e la loro separazione dovuta al campo elettrico interno.

In prossimità della giunzione è presente la regione di carica spaziale (Space Charge Layer, SCL), una zona priva di portatori liberi in cui si instaura il campo elettrico interno responsabile della separazione di elettroni e lacune.

Dal punto di vista elettrotecnico, il comportamento di una cella fotovoltaica può essere descritto mediante un circuito equivalente (Figura 7) che consente di rappresentare in modo semplificato i principali fenomeni fisici ed elettrici coinvolti nella conversione fotovoltaica.

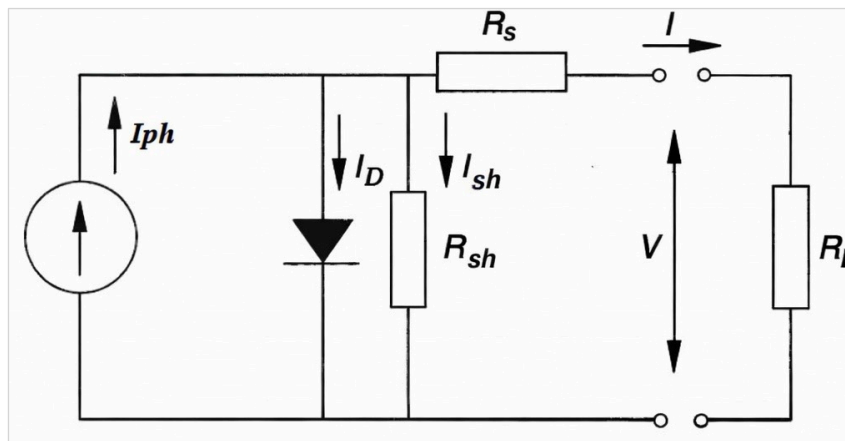


Figura 7: Modello elettrico equivalente di una cella fotovoltaica

Nel modello elettrico equivalente della cella fotovoltaica di Figura 7, i principali elementi sono:

- I_{ph} = corrente fotogenerata, proporzionale all'irraggiamento solare incidente sulla cella, che rappresenta l'effetto fotovoltaico, determinabile con la seguente espressione:

$$I_{ph} = K_{MAT} \cdot A_{SUP} \cdot G, \text{ dove:}$$

- K_{MAT} : coefficiente caratteristico del materiale della cella, ad esempio silicio;
- A_{SUP} : superficie attiva della cella, ovvero l'area effettivamente esposta alla radiazione solare [m^2];
- G : irraggiamento solare incidente in condizioni STC [W/m^2].

- R_s = resistenza serie, che tiene conto delle perdite ohmiche dovute ai contatti metallici, al materiale semiconduttore e alle connessioni interne;
- R_{sh} = resistenza di shunt, associata alle correnti di fuga all'interno della cella e alle imperfezioni del materiale;
- R_L = resistenza di carico esterno, che rappresenta l'utilizzatore a cui la cella fornisce potenza elettrica;
- V e I = tensione e corrente ai morsetti della cella, dipendenti dalle condizioni di irraggiamento, temperatura e carico applicato;
- D = diodo di giunzione p-n, che modella il comportamento non lineare della cella e i fenomeni di ricombinazione delle cariche;
- I_D = corrente di diodo, ovvero la corrente che attraversa la giunzione p-n della cella fotovoltaica e modella il comportamento non lineare del dispositivo secondo l'equazione di Shockley, ovvero

$$I_D = I_0 \cdot \exp(q \cdot V / k_B \cdot T) - I_0.$$

Essa dipende dalla corrente di saturazione inversa I_0 (valori da decine di nanoampere a qualche microampere), dalla carica dell'elettrone q , dalla costante di Boltzmann k_B , dalla tensione ai capi della giunzione V e risulta influenzata dalla temperatura di funzionamento T , la quale influisce sulle caratteristiche elettriche della cella e sulle sue prestazioni complessive.

A partire dal modello fisico ed elettrico della cella fotovoltaica appena descritto, è possibile analizzare il comportamento elettrico globale attraverso le caratteristiche corrente-tensione e potenza-tensione, fondamentali per la valutazione delle prestazioni del dispositivo.

2.3 CARATTERISTICHE ELETTRICHE DELLA CELLA FOTOVOLTAICA

La Figura 8 rappresenta la curva caratteristica corrente-tensione (I-V) di una cella fotovoltaica nel primo quadrante, in condizioni assegnate di irraggiamento e temperatura.

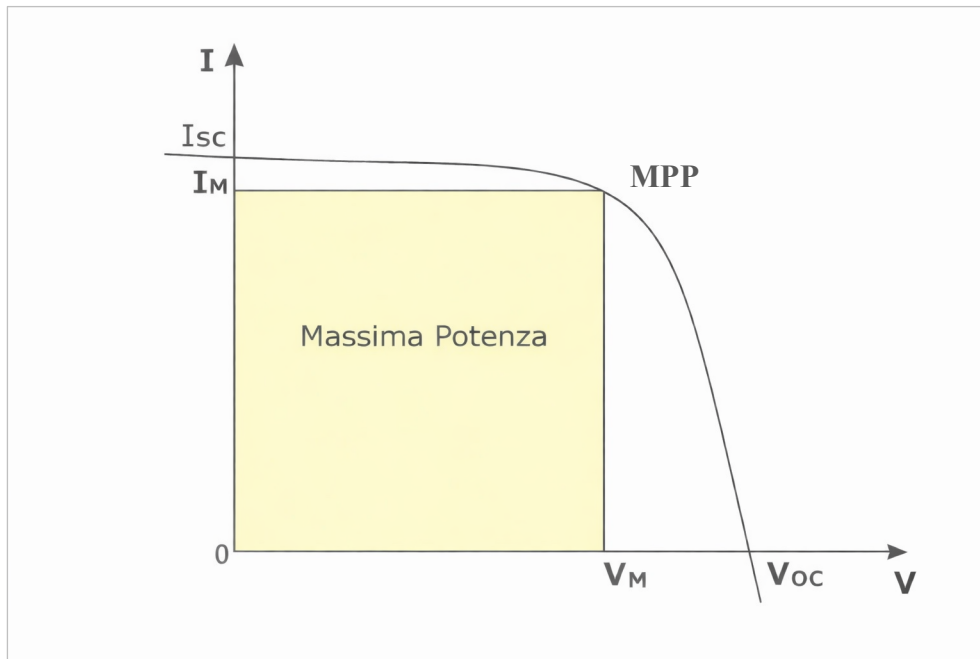


Figura 8: Curva I-V di una cella fotovoltaica in condizioni assegnate di irraggiamento e temperatura

Dalla curva caratteristica si individuano i seguenti parametri fondamentali:

- Corrente di corto circuito I_{sc} : valore della corrente erogata per $V=0$, dipende principalmente dall'irraggiamento incidente;
- Tensione a circuito aperto V_{oc} : valore della tensione per $I=0$, risente in modo significativo della temperatura della cella;
- Punto di massima potenza (MPP): condizione operativa individuata dalle coordinate (V_M, I_M) per la quale il prodotto tra tensione e corrente risulta massimo.

Dal punto di vista grafico, tale condizione corrisponde al rettangolo di area massima inscrivibile sotto la curva I-V, avente base V_M e altezza I_M , indicato di colore giallo.

Il corrispondente valore della potenza massima risulta quindi:

$$P_{MAX} = V_M \cdot I_M$$

dove P_{MAX} rappresenta la massima potenza elettrica erogabile dalla cella nelle condizioni assegnate di irraggiamento e temperatura.

Dopo aver analizzato la curva caratteristica corrente-tensione in condizioni assegnate di irraggiamento e temperatura, è opportuno esaminare come tale andamento venga influenzato dalla variazione dell'irradiazione incidente, mantenendo costante la temperatura della cella; concetto espresso tramite la figura seguente.

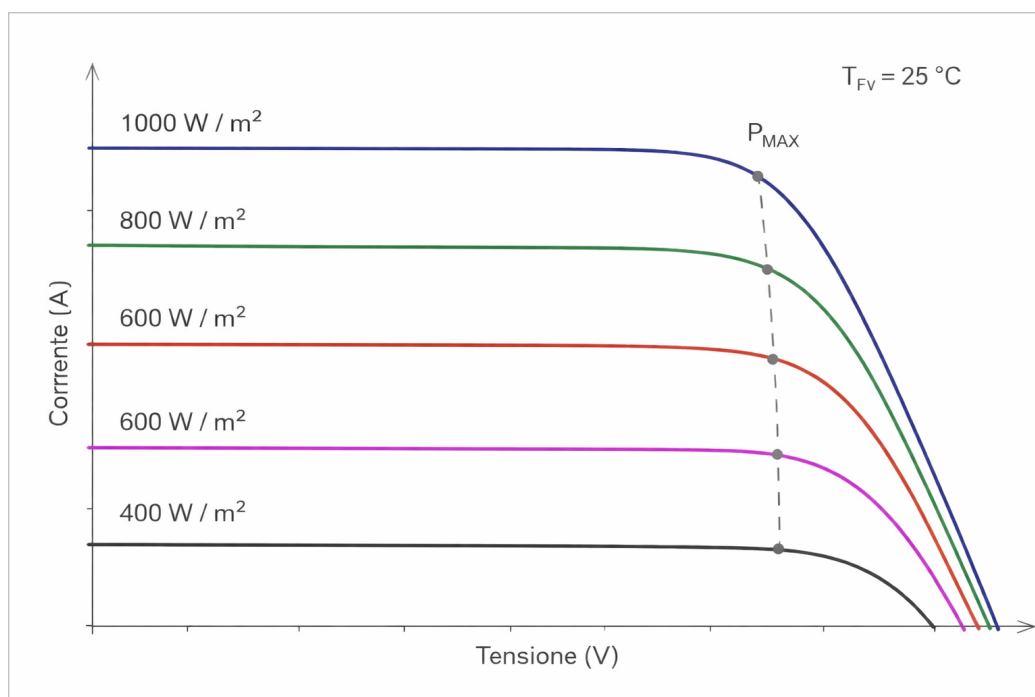


Figura 9: Curva I-V della cella fotovoltaica al variare dell'irradianza ($T=25^{\circ}\text{C}$)

La Figura 9 mostra l'andamento della curva I-V al variare dell'irradiazione incidente a temperatura costante pari a 25°C . All'aumentare dell'irradiazione si osserva un incremento quasi proporzionale della corrente generata, mentre la tensione a circuito aperto subisce variazioni più contenute.

Di conseguenza, anche la potenza massima erogabile dalla cella aumenta con l'irradiazione, come evidenziato dallo spostamento del punto di massima potenza verso valori più elevati.

Si considera di seguito l'influenza della temperatura di esercizio sulla curva corrente-tensione in condizione di irraggiamento costante.

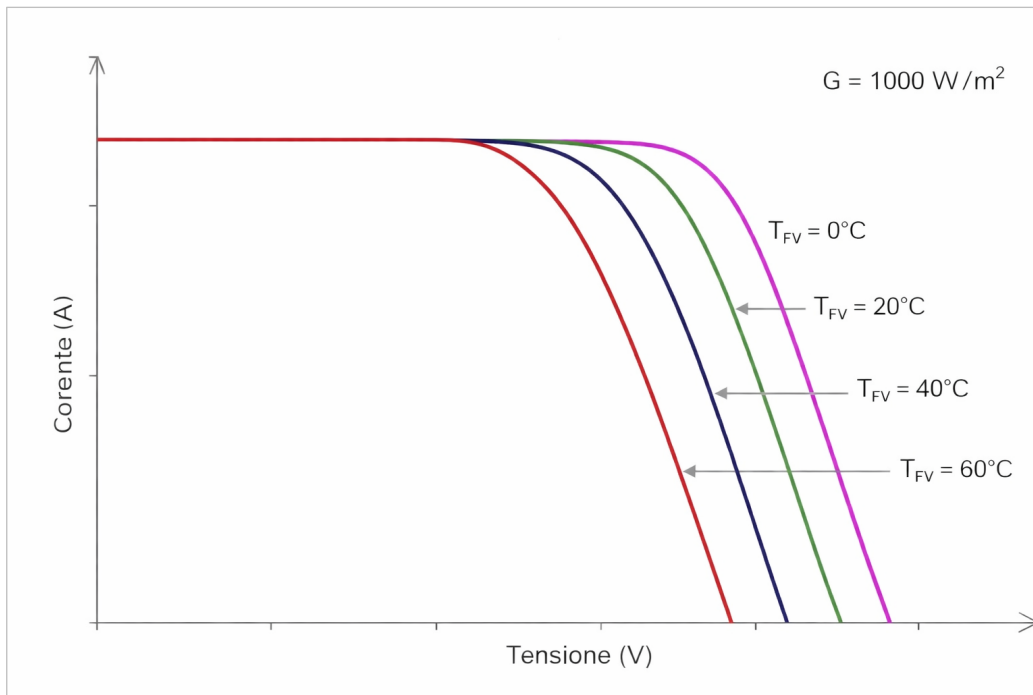


Figura 10: Curva I-V della cella fotovoltaica al variare della temperatura ($G=1000 \text{ W/m}^2$)

La Figura 10 mostra l'andamento della curva I-V al variare della temperatura del modulo, mantenendo costante l'irraggiamento ($G=1000 \text{ W/m}^2$). All'aumentare della temperatura si osserva una riduzione della tensione a circuito aperto e, conseguentemente, della potenza massima disponibile.

Una volta analizzato come irraggiamento e temperatura influenzano la caratteristica corrente-tensione, risulta utile esaminare il comportamento della potenza elettrica erogata dalla cella in funzione della tensione.

A tal fine si introduce la curva potenza-tensione (P-V), ricavata direttamente dalla relazione $P = V \cdot I$.

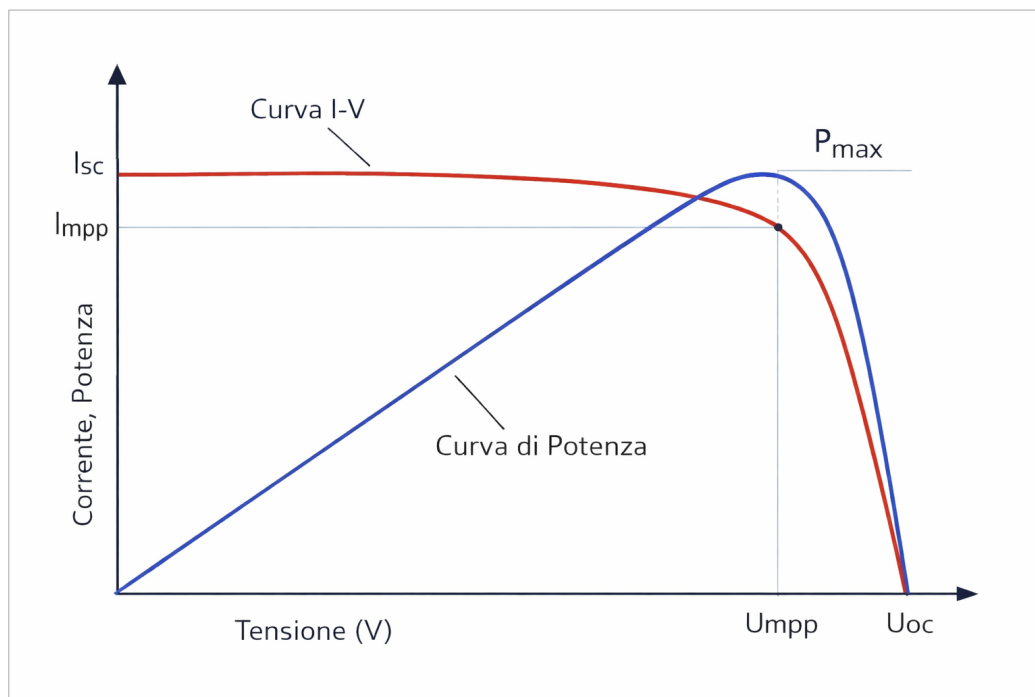


Figura 11: Curva I-V e corrispondente curva P-V della cella fotovoltaica

La Figura 11 mostra come, a partire dalla curva corrente-tensione (I-V), sia possibile ricavare l'andamento della potenza elettrica erogata in funzione della tensione tramite la relazione $P=V \cdot I$.

La curva potenza-tensione (P-V) presenta un massimo in corrispondenza del punto di massima potenza (MPP), le cui coordinate (V_{MPP} , I_{MPP}) coincidono con quelle individuate sulla curva I-V.

In maniera del tutto analoga alla curva corrente-tensione, anche la curva potenza-tensione risente in modo significativo delle variazioni di irraggiamento e temperatura.

In particolare, l'aumento dell'irraggiamento comporta un aumento quasi proporzionale della potenza massima erogabile, mentre l'aumento della temperatura determina una riduzione della tensione operativa e, conseguentemente, una diminuzione del valore di potenza massima disponibile.

Dopo aver analizzato il comportamento elettrico della cella fotovoltaica e la dipendenza delle sue caratteristiche operative dai parametri ambientali, è opportuno approfondire la struttura costruttiva del modulo, esaminandone la stratigrafia e i materiali costitutivi.

2.4 STRATIGRAFIA DEL MODULO FOTOVOLTAICO

Passiamo ora ad analizzare la struttura tipica di un modulo fotovoltaico mono facciale, analogo a quello adottato nel progetto di questo elaborato. Il modulo è costituito da una sequenza di strati sovrapposti che garantiscono protezione meccanica, isolamento elettrico ed efficienza nel tempo.

La stratigrafia è la seguente (dall'alto verso il basso):

- Cornice in alluminio: serve per fornire rigidità al pannello e protegge i bordi;
- Vetro temperato anteriore: è uno strato di vetro ad alta resistenza meccanica e agli urti, con funzione protettiva; consente la massima trasmittanza della radiazione solare verso le celle;
- Strato di incapsulante (EVA): assicura l'adesione tra vetro e celle e protegge dall'umidità;
- Celle fotovoltaiche: sono l'elemento attivo del modulo, convertono la radiazione solare in energia elettrica grazie all'effetto fotovoltaico;
- Strato di incapsulante (EVA): sigilla e protegge le celle anche sul lato posteriore, garantendo stabilità e isolamento;
- Backsheet: pellicola polimerica multistrato che costituisce la protezione posteriore. Isola elettricamente, protegge dall'umidità e dai raggi UV;
- Scatola di giunzione: contiene i diodi di bypass e permette il collegamento del modulo alla stringa

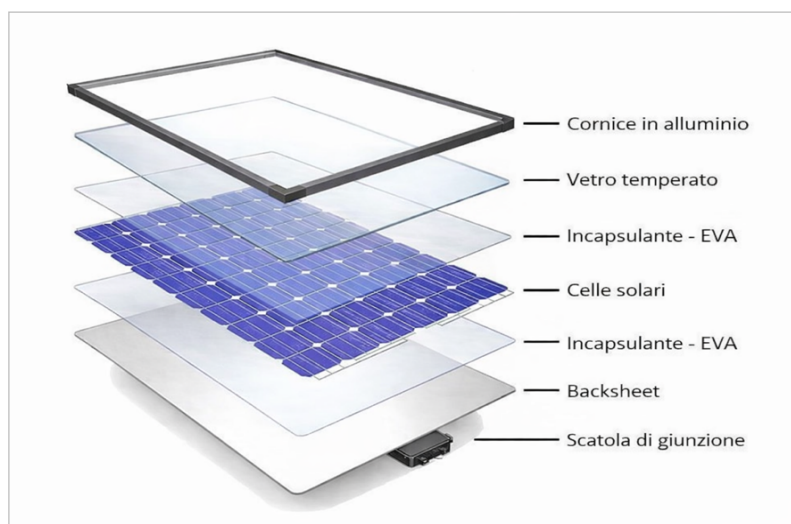


Figura 12: Stratigrafia del modulo fotovoltaico

2.5 CONDIZIONI OPERATIVE DEL MODULO E DISPOSITIVI DI PROTEZIONE

Dopo aver descritto la struttura del modulo e le sue caratteristiche elettriche in condizioni standard, è utile introdurre alcuni elementi che incidono sul funzionamento reale in campo: la *temperatura di esercizio* del modulo e i principali *diodi di protezione* impiegati per limitare effetti di mismatch e correnti inverse.

Sebbene le prestazioni dei moduli fotovoltaici siano generalmente riferite alle condizioni standard di prova (STC), nella pratica operativa le celle lavorano in condizioni ambientali differenti, caratterizzate da temperature e livelli di irraggiamento variabili. In particolare, la temperatura operativa della cella risulta normalmente superiore a quella nominale di 25°C prevista nelle STC, influenzando in modo significativo le prestazioni elettriche del modulo.

Per descrivere un comportamento più realistico in condizioni di esercizio, si introduce il parametro *NOCT* (Nominal Operating Cell Temperature), che rappresenta la temperatura raggiunta dalla cella in condizioni operative standardizzate ma più vicine alla realtà rispetto alle STC.

Le condizioni NOCT prevedono tipicamente:

- Irraggiamento pari a 800 W/m²;
- Temperatura ambiente pari a 20°C;
- Velocità del vento di 1m/s;

Il valore di NOCT (°C) fornito dal costruttore, consente di stimare la temperatura reale della cella mediante la relazione:

$$T_{cella} = T_{amb} + \frac{NOCT-20}{800} \cdot G \quad (°C)$$

dove:

- T_{amb} è la temperatura ambiente (°C);
- G è l'irraggiamento incidente (W/m²).

L'aumento della temperatura comporta una riduzione della tensione a circuito aperto V_{oc} e, conseguentemente, una diminuzione della potenza erogata dal modulo, rendendo necessario considerare tali effetti nella fase di progettazione dell'impianto.

Dispositivi di protezione: diodo di bypass e diodo di blocco

All'interno dei moduli e delle stringhe fotovoltaiche vengono impiegati dispositivi a semiconduttore con funzione di protezione e ottimizzazione del funzionamento elettrico.

In particolare, si distinguono:

- Diodi di bypass;
- Diodi di blocco

Diodo di bypass

Il diodo di bypass è integrato nella scatola di giunzione del modulo e viene collegato in antiparallelo rispetto a gruppi di celle (tipicamente 2 o 3 diodi per modulo, ciascuno associato ad una porzione del modulo).

La sua funzione principale è quella di limitare gli effetti dell'ombreggiamento parziale o del disallineamento tra celle. In una configurazione in serie, infatti, la corrente che attraversa la stringa è la stessa per tutti i moduli: se una cella o una porzione di modulo risulta ombreggiata, essa tende a comportarsi come un carico, dissipando potenza e generando surriscaldamenti localizzati (fenomeno degli **hot-spot**).

Quando la tensione ai capi della porzione di modulo ombreggiata diventa negativa, il diodo di bypass entra in conduzione, consentendo alla corrente di aggirare quella sezione. In tal modo:

- Si evita il surriscaldamento localizzato;
- Si protegge il modulo da danni permanenti;
- Si limita la perdita di potenza al solo tratto interessato.

L'attivazione del diodo comporta una riduzione della tensione complessiva del modulo, ma preserva la continuità di funzionamento della stringa.

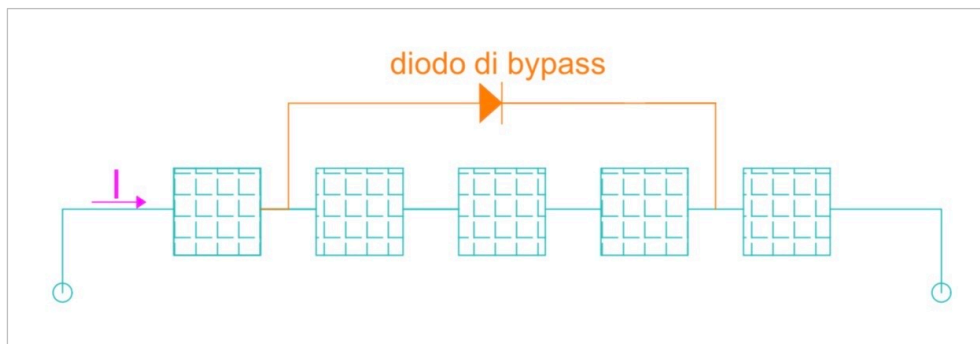


Figura 13: Collegamento in serie di celle fotovoltaiche con diodo di bypass in antiparallelo

Diodo di blocco

Il diodo di blocco è un dispositivo collegato in serie alla stringa fotovoltaica con la funzione di impedire il flusso di corrente inversa verso il generatore.

In condizioni di scarso o nullo irraggiamento, oppure di stringhe collegate in parallelo con diversa produzione, possono instaurarsi differenze di potenziale tali da generare correnti inverse.

Il diodo di blocco previene tali fenomeni, evitando perdite energetiche e possibili sollecitazioni elettriche sui moduli.

Nei moderni impianti grid-connected, questa funzione è generalmente integrata nell'inverter, rendendo non sempre necessario l'impiego di diodi esterni.

In conclusione, l'impiego combinato di diodi di bypass e di blocco contribuisce a garantire la sicurezza elettrica e la continuità operativa del generatore fotovoltaico, limitando fenomeni di sovratemperatura e correnti indesiderate.

2.6 CONFIGURAZIONE ELETTRICA DEI MODULI: COLLEGAMENTI IN SERIE E PARALLELO

Dopo aver analizzato la struttura del modulo e le sue condizioni operative, è opportuno descrivere le modalità con cui più moduli vengono collegati tra loro al fine di ottenere i livelli di tensione e corrente richiesti dall'impianto.

Collegamento in serie

Nel collegamento in serie, il terminale positivo di un modulo viene connesso al terminale negativo del modulo successivo. In tale configurazione le tensioni dei singoli moduli si sommano, mentre la corrente rimane invariata rispetto a quella del singolo modulo.

$$V_{TOT} = N_{MODULI} \cdot V_{MODULO}$$

$$I_{TOT} = I_{MODULO}$$

Collegamento in parallelo

Nel collegamento in parallelo, tutti i terminali positivi vengono connessi tra loro e analogamente tutti i terminali negativi. In questa configurazione le correnti dei singoli moduli si sommano, mentre la tensione rimane pari a quella del singolo modulo.

$$V_{TOT} = V_{MODULO}$$

$$I_{TOT} = N_{MODULI} \cdot I_{MODULO}$$

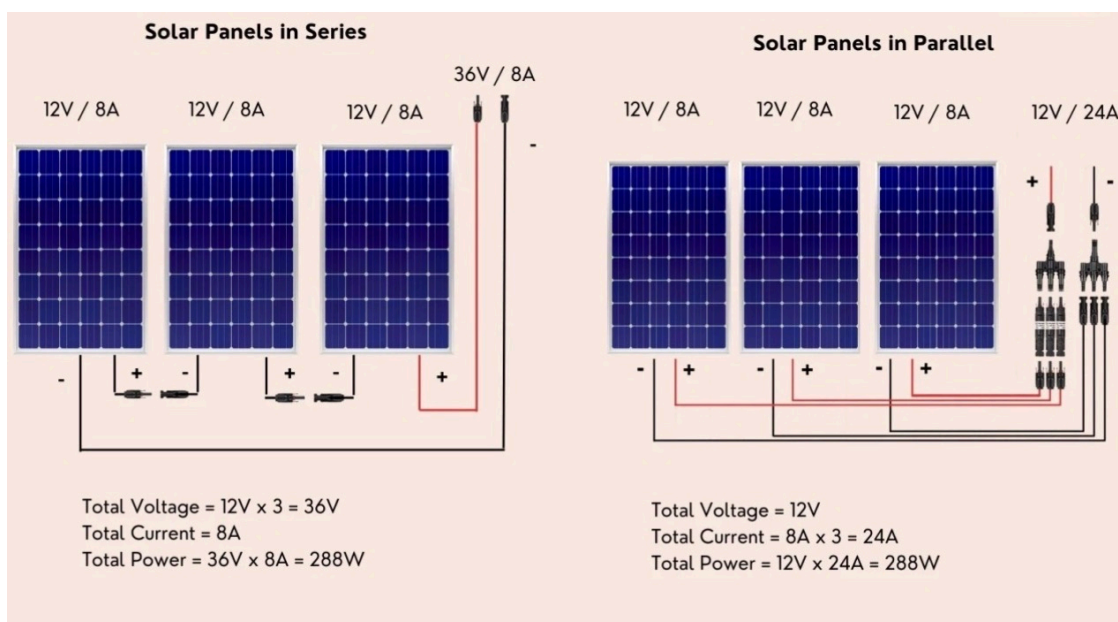


Figura 14: Schema esemplificativo del collegamento di moduli fotovoltaici in serie e in parallelo

Nella pratica impiantistica, più moduli collegati in serie costituiscono una *stringa*. Più stringhe possono a loro volta essere collegate in parallelo per ottenere la potenza e i livelli di corrente richiesti dall'inverter.

Il numero massimo di moduli collegabili in serie è limitato dalla tensione massima ammissibile in ingresso all'inverter, tenendo conto dell'aumento della tensione a circuito aperto alle basse temperature.

Analogamente, il numero di stringhe in parallelo è vincolato dalla corrente massima sopportabile dall'inverter e dai dispositivi di protezione.

In configurazioni in serie, eventuali differenze di irraggiamento tra moduli possono influenzare la corrente dell'intera stringa, rendendo necessario l'impiego di diodi di bypass.

2.7 L'INVERTER NEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

L'inverter rappresenta l'elemento centrale nel sistema fotovoltaico, in quanto converte la corrente continua generata dal campo fotovoltaico (DC) in corrente alternata (AC) sincronizzata con la rete, garantendo al contempo controllo, protezione e gestione energetica del sistema.

Oltre alla semplice conversione DC-AC, l'inverter svolge un ruolo centrale nel controllo e nell'ottimizzazione dell'intero sistema fotovoltaico. Esso integra infatti funzioni di regolazione del punto di massima potenza (MPPT), gestione delle protezioni elettriche, monitoraggio dei parametri di funzionamento e interfaccia con la rete pubblica.

Dal punto di vista funzionale, l'inverter può essere interpretato come un sistema composto da più stadi di conversione e controllo, ciascuno con un compito specifico nella catena di trasformazione dell'energia.

La figura sottostante riporta uno schema a blocchi semplificato del percorso energetico dal generatore fotovoltaico alla rete elettrica, evidenziando le principali sezioni funzionali dell'inverter e del sistema di interfaccia alla rete.

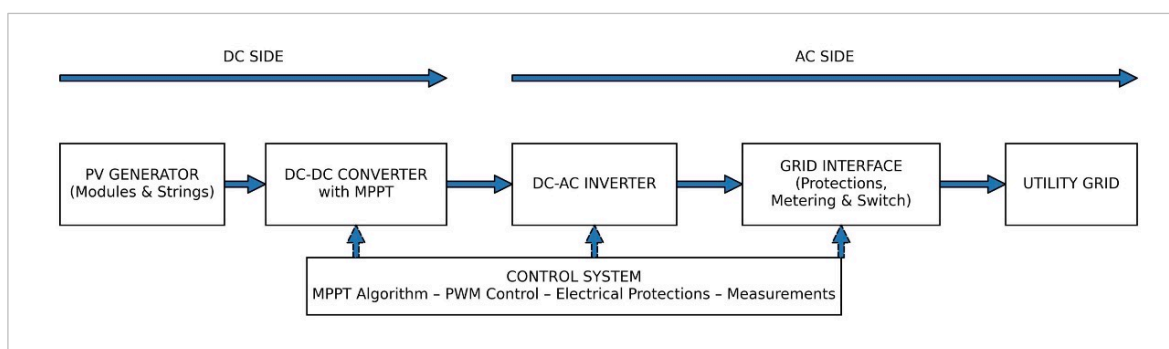


Figura 15: Schema a blocchi delle principali sezioni funzionali dell'inverter e del sistema di interfaccia alla rete

Lo schema evidenzia i seguenti blocchi funzionali principali:

- Generatore fotovoltaico (PV Generator): costituito da moduli collegati in stringhe, fornisce energia elettrica in corrente continua caratterizzata da tensione e corrente variabili in funzione dell'irraggiamento e della temperatura;

- Convertitore DC-DC con MPPT: regola il punto di lavoro del generatore mediante algoritmi di inseguimento del punto di massima potenza, adattando tensione e corrente per massimizzare l'energia estratta;
- Stadio DC-AC (Inverter): realizza la conversione della potenza continua in potenza alternata tramite tecniche di modulazione (tipicamente PWM), generando una tensione sinusoidale sincronizzata con la rete;
- Interfaccia di rete (Grid interface): comprende dispositivi di protezione, sistemi di misura e organi di sezionamento, garantendo il rispetto delle normative e di connessione e la sicurezza del sistema;
- Sistema di controllo: supervisiona l'intero processo di conversione, gestendo regolazione, protezioni e scambio dati con la rete o con eventuali sistemi di monitoraggio.

Dal punto di vista realizzativo, l'inverter moderno è costituito da dispositivi elettronici di potenza (tipicamente IGBT o MOSFET) pilotati da un sistema di controllo digitale. La conversione dell'energia avviene attraverso tecniche di commutazione ad alta frequenza, che consentono di modulare opportunamente tensione e corrente in uscita, garantendo elevata efficienza e qualità della forma d'onda.

La gestione della tensione alternata avviene generalmente mediante la tecnica di modulazione a larghezza di impulso (PWM, Pulse Width Modulation), che consiste nella variazione della durata degli impulsi di commutazione dei dispositivi elettronici al fine di ricostruire, dopo opportuno filtraggio, una forma d'onda sinusoidale sincronizzata con la rete elettrica.

Gli inverter fotovoltaici moderni presentano rendimenti molto elevati, generalmente superiori al 98% in condizioni nominali, mentre ai fini di una valutazione più rappresentativa del funzionamento reale si considera l'efficienza europea, ossia una media pesata dei rendimenti ai diversi livelli di carico tipici del clima europeo, parametro che consente di stimare con maggiore accuratezza le prestazioni complessive del sistema.

Alla luce di quanto descritto, l'inverter rappresenta un elemento chiave dell'impianto fotovoltaico, in quanto consente la conversione efficiente dell'energia prodotta e l'interfacciamento tra generatore e rete.

2.8 SISTEMI DI ACCUMULO ELETTROCHIMICO

I sistemi di accumulo elettrochimico rappresentano un elemento sempre più rilevante negli impianti fotovoltaici, in quanto consentono di immagazzinare l'energia elettrica prodotta in eccesso rispetto ai consumi istantanei, rendendola disponibile in momenti successivi.

In un contesto in cui l'energia ceduta alla rete è remunerata a valori inferiori rispetto al costo dell'energia prelevata, l'integrazione di sistemi di accumulo permette di incrementare l'autoconsumo, migliorando la sostenibilità economica dell'investimento e riducendo la dipendenza dalla rete elettrica.

Nel contesto dei sistemi di accumulo per impianti fotovoltaici, la tecnologia attualmente più diffusa è quella agli *ioni di litio* (Li^+), grazie all'elevata densità energetica, all'elevato rendimento di carica-scarica e alla lunga vita utile rispetto alle tecnologie tradizionali al piombo acido.

Le batterie agli ioni di litio sono dispositivi elettrochimici reversibili, in cui l'energia elettrica viene convertita in energia chimica durante la fase di carica e successivamente riconvertita in energia elettrica durante la fase di scarica, mediante il movimento controllato di ioni litio tra due elettrodi.

Il principio di funzionamento di una cella agli ioni di litio è illustrato schematicamente nella figura seguente, che evidenzia il movimento degli elettroni nel circuito esterno e degli ioni litio (Li^+) attraverso l'elettrolita e il separatore durante le fasi di carica e scarica.

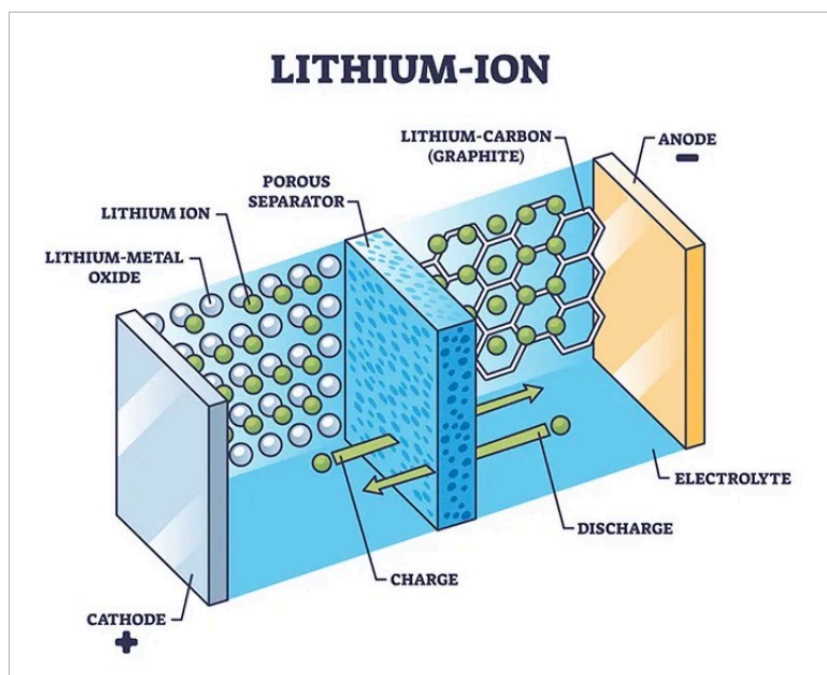


Figura 16: Principio di funzionamento di una batteria agli ioni di litio nelle fasi di carica e scarica

Una cella agli ioni di litio è costituita principalmente da:

- Anodo (generalmente in grafite), che durante la carica ospita gli ioni di litio all'interno della propria struttura cristallina;
- Catodo (ossidi metallici a base di litio), che rappresenta il materiale attivo complementare;
- Elettrolita non acquoso, che consente il trasferimento ionico ma non quello elettronico;
- Separatore, elemento isolante che impedisce il contatto diretto tra anodo e catodo evitando cortocircuiti.

Durante la *fase di carica*, gli ioni litio migrano dal catodo verso l'anodo attraverso l'elettrolita, mentre gli elettroni percorrono il circuito esterno in direzione opposta, accumulando energia chimica nel sistema.

Durante la *fase di scarica*, il processo si inverte: gli ioni litio ritornano verso il catodo, mentre gli elettroni fluiscono nel circuito esterno dall'anodo al catodo alimentando il carico elettrico.

Dal punto di vista progettuale, una batteria per sistemi di accumulo è caratterizzata da alcuni parametri fondamentali che ne determinano le prestazioni e l'idoneità applicativa:

- Capacità nominale (Ah o kWh): rappresenta la quantità totale di carica o energia che la batteria può immagazzinare;
- Tensione nominale (V): valore medio della tensione di funzionamento della batteria o del modulo batteria, determinante per l'interfacciamento con l'inverter;
- Energia nominale (kWh): prodotto tra capacità e tensione nominale, rappresenta l'energia teoricamente accumulabile;
- Profondità di scarica (DoD – Depth of Discharge): indica la percentuale di energia effettivamente utilizzabile rispetto alla capacità totale. Le batterie agli ioni di litio consentono generalmente DoD elevate (80-95%), migliorando la sfruttabilità energetica rispetto alle tecnologie tradizionali;
- Rendimento di ciclo (Round-trip efficiency): rapporto tra energia restituita in scarica ed energia immessa in carica. Nei sistemi agli ioni di litio si attesta tipicamente tra il 90 e il 95%, contribuendo a ridurre le perdite complessive del sistema di accumulo;
- Vita utile e numero di cicli: espressa in numero di cicli di carica-scarica a una determinata DoD, rappresenta un parametro chiave per la valutazione economica e tecnica dell'impianto;
- Potenza nominale (kW): indica la massima potenza erogabile o assorbibile, parametro rilevante nei sistemi di autoconsumo e peak shaving.

Nel contesto dei sistemi fotovoltaici con accumulo, la corretta valutazione di tali parametri risulta fondamentale per garantire un adeguato bilanciamento tra prestazioni energetiche, durata nel tempo e sostenibilità economica dell'investimento.

Accanto alle batterie agli ioni di litio, che rappresentano attualmente la tecnologia più diffusa nei sistemi di accumulo associati agli impianti fotovoltaici, esistono anche altre soluzioni tecnologiche impiegate in specifiche applicazioni. Tra queste si possono citare i *supercapacitori*, caratterizzati da tempi di risposta estremamente rapidi e da un elevato numero di cicli di carica e scarica, ma da una densità energetica inferiore rispetto alle batterie di litio.

Essi risultano pertanto particolarmente adatti ad applicazioni di accumulo di brevissima durata o alla gestione di picchi di potenza.

A differenza delle batterie elettrochimiche tradizionali, nei supercapacitori l'energia non viene immagazzinata attraverso reazioni chimiche, ma mediante un processo di accumulo elettrostatico di carica all'interfaccia tra elettrodo ed elettrolita, noto come doppio strato elettrico. Questo meccanismo consente tempi di carica e scarica estremamente rapidi e una vita utile molto elevata, caratterizzata da un numero di cicli significativamente superiore rispetto alle batterie convenzionali.

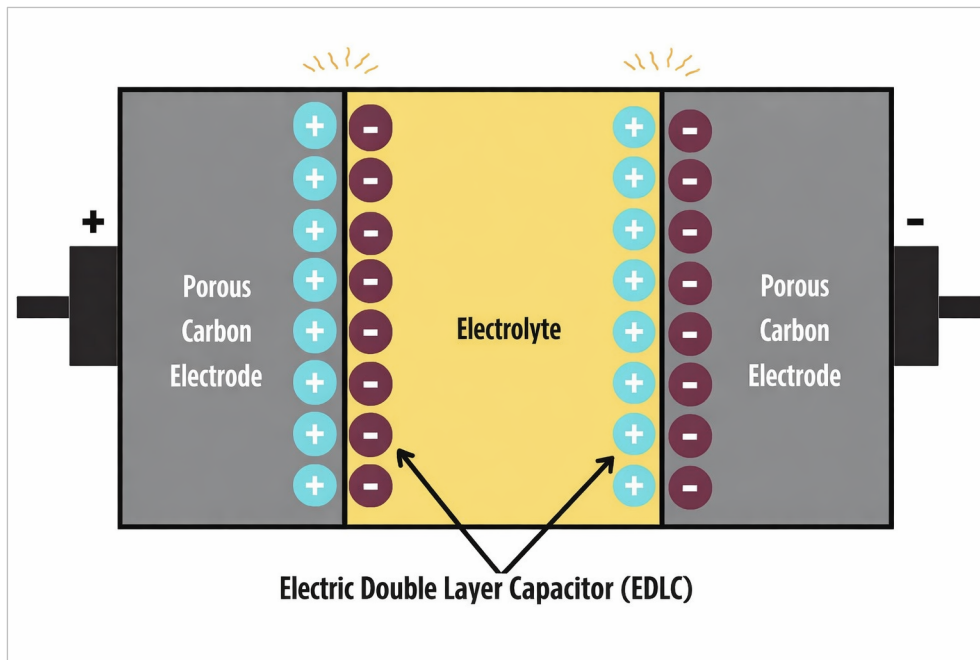


Figura 17: Schema di funzionamento di un supercapacitore a doppio strato elettrico

Le batterie di flusso rappresentano un'ulteriore tecnologia di accumulo elettrochimico particolarmente interessante per applicazioni stazionarie. In questi sistemi l'energia viene immagazzinata in elettroliti liquidi contenuti in serbatoi esterni, che vengono fatti circolare attraverso una cella elettrochimica mediante apposite pompe. Durante il funzionamento avvengono reazioni di ossidoriduzione tra le specie chimiche disciolte negli elettroliti, mentre la potenza è determinata dalle dimensioni della cella elettrochimica.

Grazie a questa configurazione, le batterie di flusso risultano particolarmente adatte per sistemi di accumulo di lunga durata e su larga scala, come quelli impiegati per il supporto alle reti elettriche o per l'integrazione di fonti rinnovabili.

Il principio di funzionamento di una batteria di flusso è illustrato schematicamente nella figura seguente, nella quale sono evidenziati i serbatoi contenenti gli elettroliti, il sistema di pompaggio e la cella elettrochimica separata da una membrana ionica.

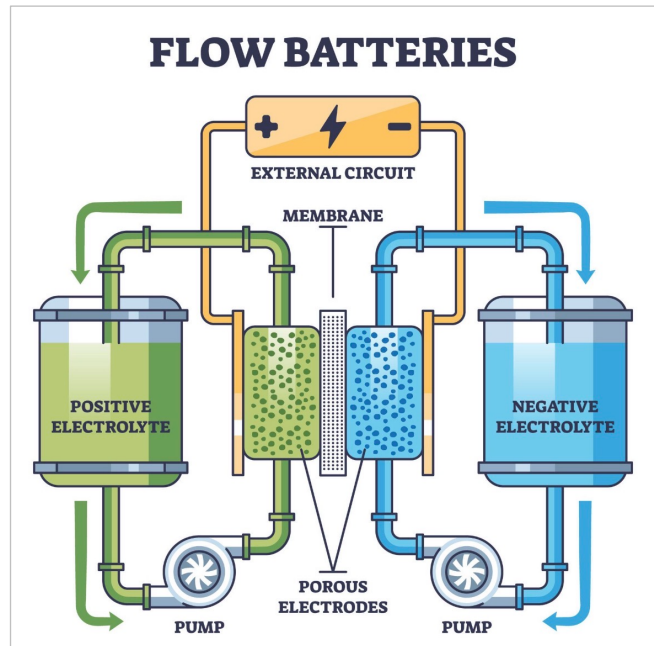


Figura 18: Schema di una batteria di flusso

2.9 ORIENTAMENTO E INCLINAZIONE DEI MODULI FOTOVOLTAICI

L'orientamento e l'inclinazione dei moduli fotovoltaici rappresentano parametri fondamentali ai fini della massimizzazione della producibilità energetica dell'impianto. La quantità di radiazione solare intercettata da un edificio dipende infatti dall'angolo di incidenza dei raggi solari rispetto al piano del modulo, variabile nel corso della giornata e dell'anno in funzione della posizione del Sole.

Una corretta scelta dell'angolo di tilt (inclinazione rispetto all'orizzontale) e dell'azimut (orientamento rispetto ai punti cardinali) consente di ottimizzare l'energia annuale prodotta, compatibilmente con i vincoli architettonici e strutturali del sito di installazione.

In Figura 19 è riportata la rappresentazione schematica degli angoli di orientamento del modulo.

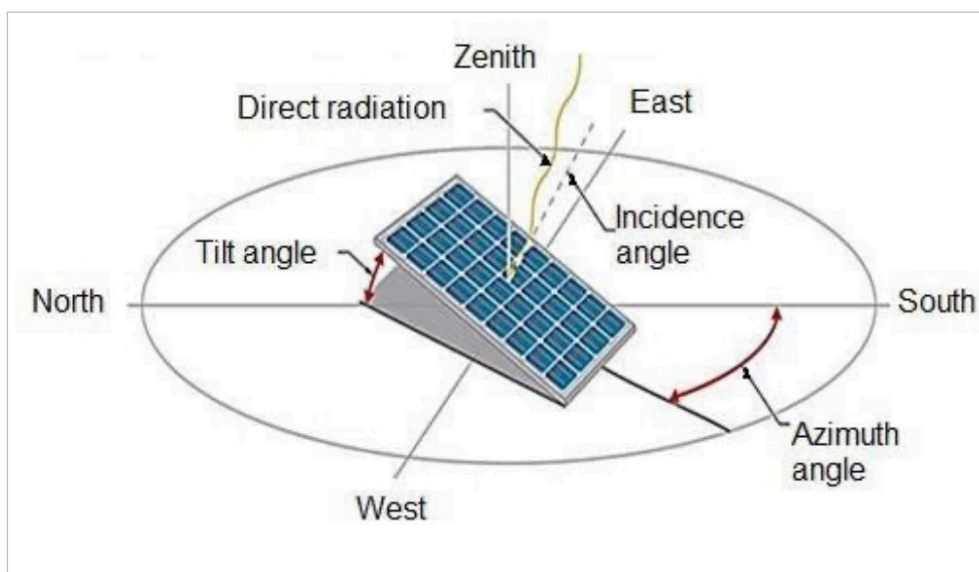


Figura 19: Rappresentazione degli angoli caratteristici per l'orientamento dei moduli fotovoltaici

In condizioni ideali, per l'installazione nell'emisfero nord, l'orientamento verso Sud (azimut pari a 0° nella convenzione comunemente adottata) consente di massimizzare la produzione annua dell'impianto.

Nei sistemi installati a terra o su strutture dedicate, questi angoli possono essere scelti al fine di massimizzare la produzione energetica dell'impianto, compatibilmente con i vincoli di varia natura esistenti, diversamente, nel caso di installazione su tetti, i vincoli sono molto più stringenti.

In particolare, nel caso in cui si preveda l'installazione di un impianto fotovoltaico integrato nella copertura di un edificio ancora da edificare, è possibile tenere conto dell'angolo ottimale di tilt dei moduli in fase di progettazione delle falde; mentre nel caso di installazione su edifici esistenti, tale valore risulta vincolato. Quest'ultimo caso è oggetto di approfondimento nel capitolo seguente.

CAPITOLO 3

PROGETTAZIONE E DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il presente capitolo rappresenta la parte centrale del lavoro di tesi, in quanto viene sviluppata la progettazione completa dell'impianto fotovoltaico a servizio del sito industriale oggetto di studio, appartenente all'azienda SRT Italia. Il dimensionamento del sistema è stato effettuato a partire dall'analisi delle esigenze energetiche aziendali, traducendo tali fabbisogni in una configurazione impiantistica tecnicamente adeguata ed efficiente.

In primo luogo, è stata individuata la porzione di copertura più idonea sulla base di un orientamento favorevole, al fine di massimizzare la producibilità dell'impianto.

Successivamente, è stata definita la disposizione dei moduli tenendo conto dei principali vincoli progettuali, legati alle ombre generate tra falde successive, agli aspetti relativi alla manutenzione dei moduli ed infine agli aspetti legati alla sicurezza del lavoro in quota.

Il capitolo prosegue quindi con il dimensionamento elettrico dell'impianto, comprendente la progettazione delle dorsali in corrente continua, la definizione del locale tecnico con l'individuazione degli inverter e dei quadri di campo, ed infine il dimensionamento delle linee in corrente alternata e del relativo quadro di parallelo.



Figura 20: Inquadratura aziendale dello stabilimento SRT Italia

3.1 LOCALIZZAZIONE DELLO STABILIMENTO

Ai fini della progettazione dell'impianto fotovoltaico è stata selezionata l'azienda SRT ITALIA S.R.L. sita nel Comune di Monticello d'Alba.

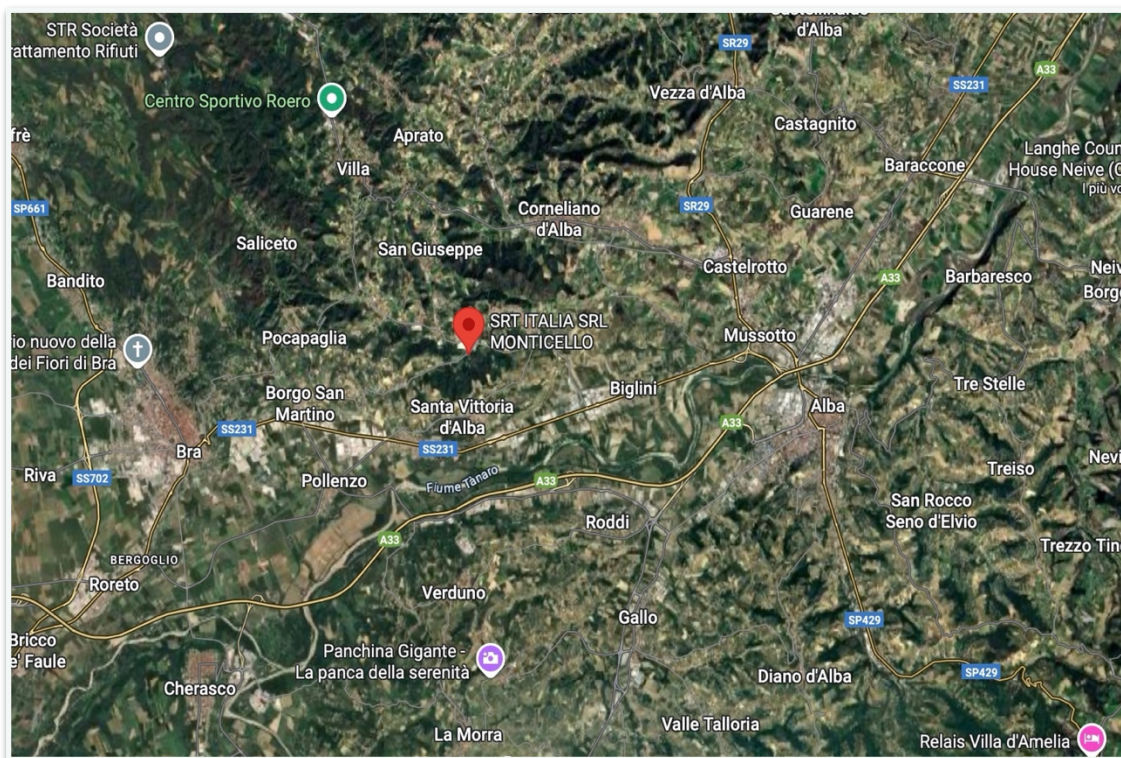


Figura 21: Ubicazione dell'azienda nella Regione Piemonte - fonte Google Maps

Località	Frazione S. Antonio 1/A, 12066 Monticello d'Alba (CN)
Latitudine	44°42'42"
Longitudine	7°55'59"
Altezza	320 m.s.l.m.

Tabella 1: coordinate dello stabilimento oggetto dell'intervento

Questa azienda, che si occupa di lavorazione della carta, è particolarmente indicata per l'installazione di un impianto fotovoltaico, in quanto i numerosi macchinari presenti al suo interno hanno un elevato consumo di energia elettrica, in particolar modo in orario diurno, come testimoniato dall'analisi delle bollette del gestore del servizio.

Inoltre, come è possibile vedere dalla successiva immagine, l'edificio con andamento "a dente di sega" presente sul lato destro del complesso industriale, è particolarmente adatto all'installazione di un impianto fotovoltaico, in quanto presenta una esposizione quasi totalmente rivolta a sud.



Figura 22: Vista aerea specifica del sito - fonte Google Maps

3.2 DETERMINAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ

Al fine di valutare la producibilità del futuro impianto fotovoltaico, si è utilizzato il software PVGIS, acronimo di Photovoltaic Geographical Information System. Questo software si avvale di dati climatici storici e modelli matematici precisi al fine di simulare l'irradianza solare della località.

In input sono stati inseriti i seguenti dati:

- Latitudine e longitudine del luogo (gradi decimali), come da Tabella 1;
- Database utilizzato: PVGIS-SARAH3: è il più aggiornato a disposizione;
- Tecnologia dei pannelli: silicio cristallino;
- Potenza installata: 1kWp, al momento si vogliono conoscere i dati sulla base di questo valore standard di potenza, per poi procedere di conseguenza al dimensionamento effettivo dell'impianto;
- Perdite di sistema: si considera il valore pari a 14% suggerito dal software, che tiene conto di più voci, quali: perdite di distribuzione attraverso i cavi, efficienza non unitaria dell'inverter, non perfetta pulizia e degradamento nel tempo dei moduli;
- Angolo delle falde: 15°;
- Angolo di azimut: -3°, in quanto le falde non sono perfettamente rivolte a sud, bensì hanno una leggera inclinazione verso est;

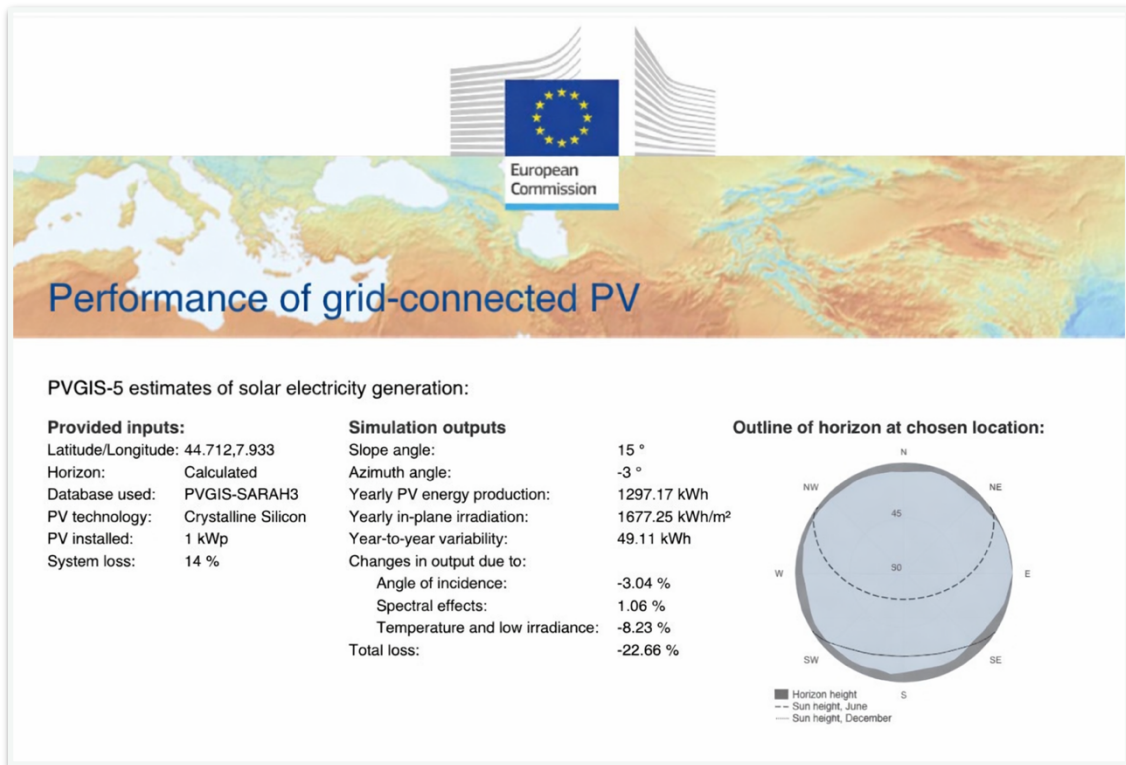


Figura 23: Input e output ottenuti tramite il software PVGIS

I grafici sottostanti sono relativi all'energia mensilmente prodotta dall'impianto (kWh) e all'irradianza del luogo (kWh/m²) generati con gli input indicati in precedenza, quindi relativi alla potenza di 1kWp.

Dai grafici è possibile constatare immediatamente come l'irraggiamento e la produzione energetica abbiano un andamento molto simile, segno che la produzione di energia dipende fortemente dall'irradianza, nonostante i moduli lavorino meglio con temperature prossime ai 25°C, ben distante dalle temperature raggiunte nel luogo nel mese più produttivo, ovvero quello di luglio.

In Figura 23 è riportata la tabella, sempre fornita in output da PVGIS, in cui sono riportati i valori esatti indicati nei precedenti istogrammi.

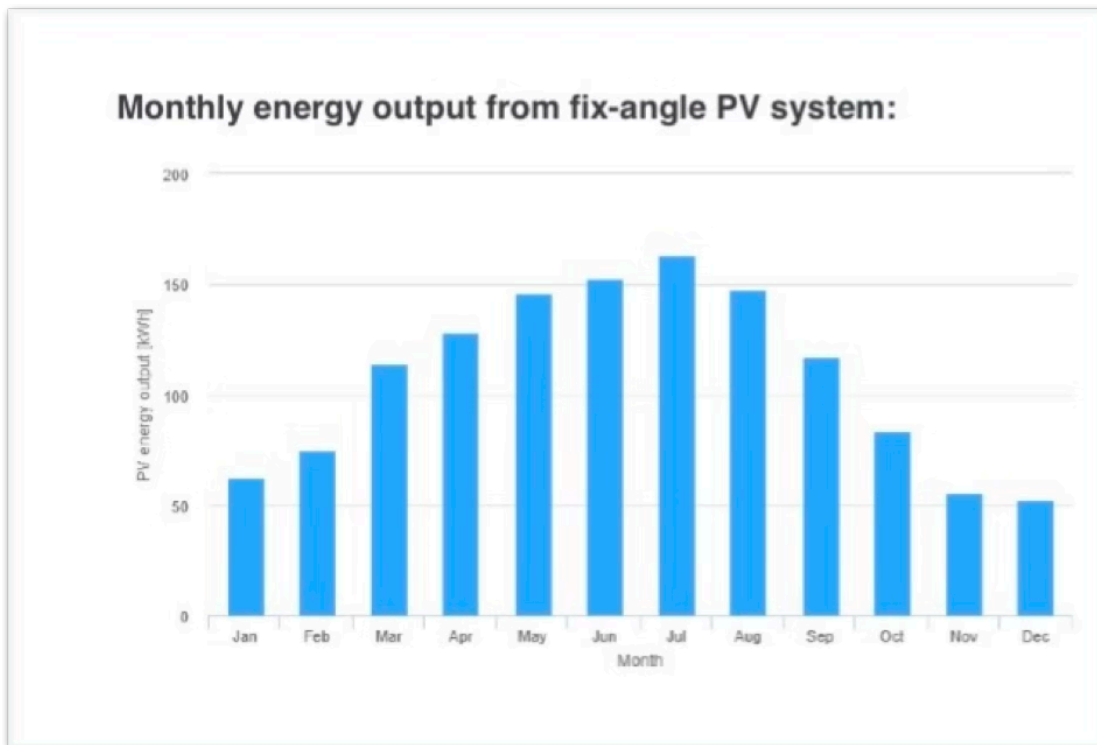


Figura 24: Produzione energetica mensile di un impianto da 1 kWp in SRT Italia

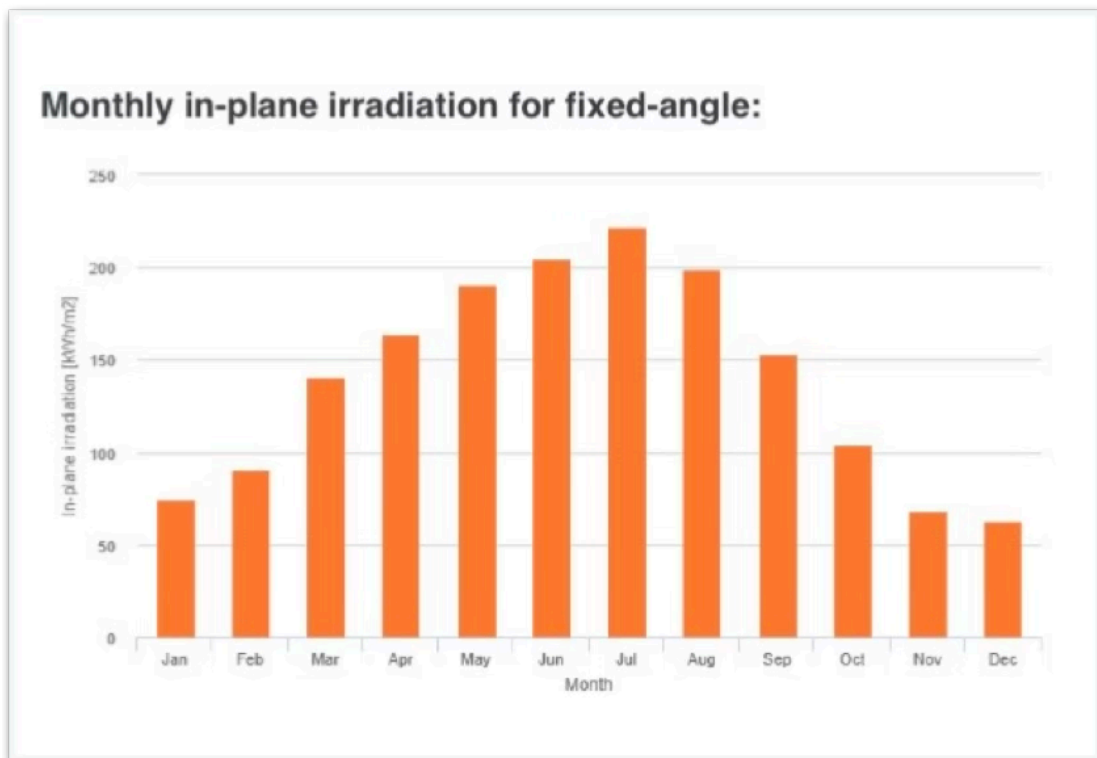


Figura 25: Irraggiamento mensile di un impianto da 1kwp in SRT Italia

Di seguito è riportata la Tabella 2, sempre fornita in output da PVGIS, in cui sono riportati i valori esatti indicati nei precedenti istogrammi.

Monthly PV energy and solar irradiation			
Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	62.5	74.8	11.0
February	74.9	90.8	11.3
March	113.8	141.1	15.1
April	128.4	164.0	14.6
May	145.7	190.9	11.4
June	152.7	205.2	10.1
July	163.3	221.8	7.6
August	147.7	199.2	6.6
September	117.4	153.6	7.8
October	83.4	104.6	11.5
November	55.4	68.4	11.1
December	52.0	62.9	8.0

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Tabella 2: Risultati mensili di produzione fotovoltaica da PVGIS

I valori presenti nella terza colonna, indicati con SD_m determinano la deviazione standard della produzione elettrica mensile, indicando la variabilità anno su anno. Questo permette di capire quanto può cambiare la produzione mensile da un anno all'altro a causa delle fluttuazioni climatiche.

3.3 LA SCELTA DEI MODULI

La scelta sulla tipologia di modulo da installare per la realizzazione dell'impianto, in seguito all'analisi di vari prodotti di differenti aziende, è ricaduta sull'AIKO Neostar 2S, un modulo dalla potenza nominale pari a 470 W.

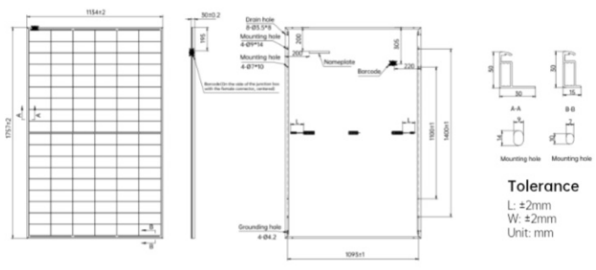
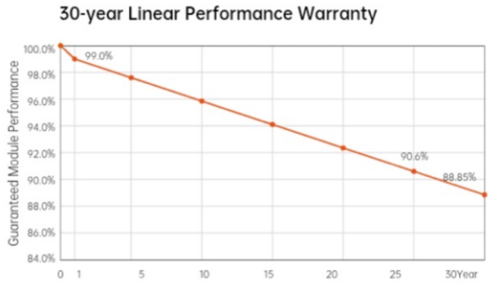
La motivazione della scelta di questo modulo è dovuta al grande rapporto qualità-prezzo da esso fornito.

Di seguito si riporta la scheda tecnica fornita dall'azienda.

Neostar 2S

AIKO-A-MAH54Mb

470W 23.6% ≤1% ≤0.35%
Output Efficiency First-year Degradation Annual Degradation from Year 2-30



Electrical Characteristics (STC: AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT: AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s) Power Tolerance: 0- + 3%

Module Type	AIKO-A440-MAH54Mb	AIKO-A445-MAH54Mb	AIKO-A450-MAH54Mb	AIKO-A455-MAH54Mb	AIKO-A460-MAH54Mb	AIKO-A465-MAH54Mb	AIKO-A470-MAH54Mb							
Test Conditions	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
P _{max} [W]	440	331	445	335	450	339	455	343	460	346	465	350	470	354
V _{oc} [V]	40.82	38.55	40.88	38.60	40.94	38.66	41.00	38.72	41.06	38.77	41.12	38.83	41.18	38.89
V _{mp} [V]	34.38	32.47	34.44	32.52	34.50	32.58	34.56	32.64	34.62	32.69	34.68	32.75	34.74	32.81
I _{sc} [A]	13.92	11.26	14.02	11.34	14.12	11.42	14.22	11.50	14.25	11.52	14.29	11.55	14.32	11.58
I _{mp} [A]	12.80	10.22	12.93	10.32	13.05	10.41	13.17	10.51	13.29	10.61	13.41	10.71	13.54	10.80
Module Efficiency	22.1%		22.3%		22.6%		22.8%		23.1%		23.3%		23.6%	

Product Specification

Cell Type	N-Type ABC
Front Cover Mono glass	3.2 mm tempered glass
Frame	Black Anodized aluminum
Cable	4mm ² (IEC) 12AWG(UL) ±1200mm
No. of Cells	108(6*18)
Junction Box	IP68, 3 bypass diodes
Connector	Original MC4-EVO2A
Weight	20.6kg±3%
Dimension	1757*1134*30mm
Package Detail	37pcs per pallet / 222pcs per 20'GP / 962pcs per 40'HC

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+ 0.05%/ °C
Temperature Coefficient of V _{oc}	- 0.22%/ °C
Temperature Coefficient of P _{max}	- 0.26%/ °C

Installation Guide

Operation Temperature	-40°C - +85°C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Protection Class	Class II
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V
Maximum Static Loading	Front 5400Pa Back 2400Pa
Hail Test	25 mm diameter hail at 23 m/s
Fire Rating	IEC Class C

www.aikosolar.com
marketing@aikosolar.com

*AIKO reserves right to update the specification without notice
 *Optional Munich Re coverage is available upon request
 V4.1.202510_DsDr_EN

Figura 26: Specifiche tecniche del modulo adottato - fonte AIKO

La tecnologia *All back contact*, da cui l'acronimo ABC, consiste nella presenza di tutti i contatti elettrici ("busbars" e "fingers") sul retro del modulo, questo permette di poter sfruttare l'intera superficie frontale del modulo per catturare l'energia solare, e contestualmente essere più gradevole visivamente, anche se il contesto aziendale non lo richiede.

In particolare, la tecnologia ABC è la più avanzata presente sul mercato, superando i moduli TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact), i quali utilizzano contatti frontali convenzionali, pur avvalendosi di passivazione avanzata della giunzione (isolamento dei difetti superficiali che impediscono agli elettroni di ricombinarsi).

In particolare, AIKO dichiara le seguenti differenze tra le due tipologie di moduli:

- Ottimizzazione dell'ombreggiamento: quando una cella è completamente ombreggiata il modulo ABC è in grado di produrre una significativa quota di energia elettrica in più rispetto al modulo TOPCon;
- Minor degrado della potenza nominale nel tempo: si stima un minor degrado pari a 1,5% della potenza nominale in 30 anni;
- Miglior coefficiente di temperatura (Pmax): $-0,26 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ del modulo ABC contro $-0,29 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ del modulo TOPCon;
- Massima sicurezza: limitazione della temperatura di hotspot, ovvero la temperatura anomala che si sviluppa in una cella fotovoltaica forzata in polarizzazione inversa (non produce, ma assorbe energia) a causa di ombre o mismatch, generando surriscaldamenti localizzati che possono danneggiare il modulo.

3.4 ANALISI DEI CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA

Al fine di dimensionare correttamente l'impianto, sono state visionate le fatture dell'energia elettrica a partire dal mese di ottobre dell'anno 2024.

È fondamentale dire che l'azienda SRT Italia ha integralmente trasferito la propria produzione presso lo stabilimento in oggetto nell'autunno del 2024 ed iniziato appieno la produzione presso lo stesso soltanto nel mese di ottobre dello stesso anno.

Questo aspetto è evidente dalla visione del prospetto consumi presente nella fattura dell'immagine sottostante; per questo motivo i valori di energia consumata presi in considerazione al fine del dimensionamento sono solamente quelli dal mese di ottobre in poi (presenti nel riquadro rosso), quelli dei mesi precedenti sono del tutto privi di valore, in quanto porterebbero ad un grave sottodimensionamento dell'impianto.

È importante definire le fasce orarie che corrispondono alle tre fasce riportate in fattura sul prospetto dei consumi:

- fascia F1: fascia di punta, comprendente i giorni feriali dalle 8 alle 19;
- fascia F2: fascia intermedia, comprendente i giorni feriali dalle 7 alle 8 e dalle 19 alle 23;
- fascia F3: fascia fuori punta, comprendente le ore notturne dalle 23 alle 7, domenica e festivi h24;

È evidente che la fascia di interesse per la progettazione di un impianto fotovoltaico è la F1, in quanto ricade interamente nell'orario di produzione energetica dello stesso durante i giorni di lavoro dell'azienda. Anche dal punto di vista economico è possibile constatare come i prezzi dell'energia elettrica siano più alti in questa fascia, rispetto alle altre due.

Nel caso in esame, come è possibile constatare dalle fatture presenti di seguito, la fascia F1 è certamente quella che presenta i consumi più importanti, segno che la progettazione dell'impianto è motivata, ma anche le fasce F2 e F3 presentano valori importanti.

È possibile giustificare i consumi in queste due ultime fasce con il fatto che l'azienda lavora anche al sabato mattina e a causa del consumo "di base" dei macchinari, ovvero essi non vengono completamente spenti anche quando l'azienda non è in attività.

Proprio per questo motivo verrà considerata nel seguito la progettazione di un sistema di accumulo (BESS) che permetta di sfruttare l'energia in eccesso prodotta dall'impianto fotovoltaico per coprire parzialmente la domanda nelle fasce intermedia e fuori punta.

DETTAGLI FORNITURA - POD IT001E00102043

Indirizzo fornitura: **FRAZIONE SANT'ANTONIO 1/A - 12066 MONTICELLO D'ALBA CN**
 Numero fornitura: **902014105274862**
 Codice POD: **IT001E00102043**
 Tipo fornitura: **MERCATO LIBERO**
 Tensione di fornitura: **MEDIA TENSIONE**
 Tipo uso: **MEDIA TENSIONE**
 Distributore locale: **E-DISTRIBUZIONE SPA**
 Emergenza guasti: **803500**
 Consumo annuo: **383.688 dal 01/04/2024 al 31/03/2025, Reale**
254.394 F1 dal 01/04/2024 al 31/03/2025, Reale
75.096 F2 dal 01/04/2024 al 31/03/2025, Reale
54.197 F3 dal 01/04/2024 al 31/03/2025, Reale
 Spesa annua sostenuta: **130.360,62 € dal 02/05/2024 al 03/04/2025**

DETTAGLI CONTRATTO

Codice offerta: **041174ESVFL04XXXAGILBUSINESX0824**
 Offerta contrattuale: **AGILE BUSINESS PUN MEDIO FASCIA**
 Prodotto contrattuale: **ALTRI USI MEDIA TENSIONE**
 Data di attivazione fornitura: **01/12/2020**
 Data scadenza contratto: **nessuna scadenza**
 Data inizio condizioni economiche: **01/01/2024**
 Data scadenza condizioni economiche: **01/01/2025**
 Tipologia contatore: **CONTATORE ELETTRONICO 1G+TRATTAMENTO ORARIO**
 Potenza Impegnata: **500,0**
 Potenza Disponibile: **500,0**
 Tensione di alimentazione: **15.000**
 Consumo di riferimento F1 **29.823**
 Consumo di riferimento F2 **21.871**
 Consumo di riferimento F3 **14.581**
 Coefficiente K **900,0000**

DETTAGLI LETTURE

ENERGIA ATTIVA	Data Lettura	Tipo Lettura	Letture F1	Consumo F1	Letture F2	Consumo F2	Letture F3	Consumo F3
	28/02/2025	Reale	0	0	0	0	0	0
	31/03/2025	Reale	0	38.389	0	12.420	0	8.954

DETTAGLI CONSUMI

Tipologia	Data inizio	Data fine	U.M.	Fascia F1	Fascia F2	Fascia F3	Totale
Energia attiva	28/02/2025	31/03/2025	kWh	38.389	12.420	8.954	59.763
Energia attiva modulata	01/03/2025	31/03/2025	kWh	38.389	12.420	8.954	59.763
Energia reattiva	01/03/2025	31/03/2025	kVArh	22.751	3.575	928	27.254
Potenza	01/03/2025	31/03/2025	kW	278	240	138	

Gli importi fatturati per eventuali consumi stimati saranno oggetto di successivo ricalcolo.
 Se presente il coefficiente "K", il consumo è calcolato moltiplicando la differenza letture per questo valore.

GRAFICO CONSUMI

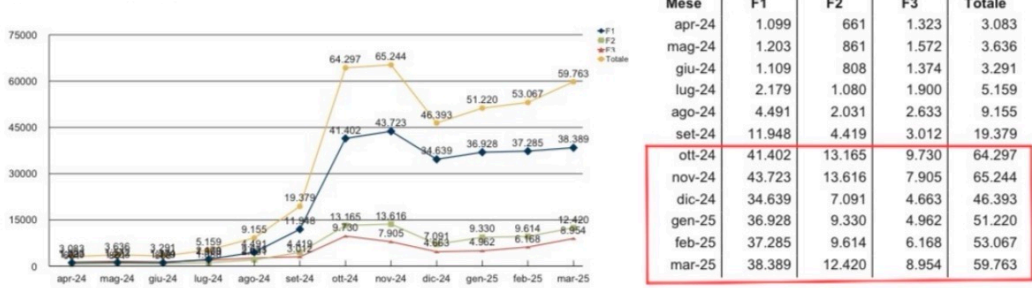


Figura 27: Fattura dell'energia elettrica di SRT Italia con evidenza periodo di interesse

TOTALE CONSUMI FATTURATI DAL 01/04/2025 AL 30/04/2025				
ENERGIA ATTIVA				
Consumo Reale (kWh)				Totale consumo (kWh)
F1	F2	F3	Totale	
36.997	10.256	7.755	55.008	55.008

TOTALE CONSUMI FATTURATI DAL 01/05/2025 AL 31/05/2025				
ENERGIA ATTIVA				
Consumo Reale (kWh)				Totale consumo (kWh)
F1	F2	F3	Totale	
37.660	10.376	6.384	54.420	54.420

Figura 28 : Fattura energia elettrica aprile – maggio 2025 di SRT Italia

Totale consumi dal 01/07/2025 al 31/07/2025				
Energia attiva				TOTALE CONSUMO (kWh) 59.202
Consumo Reale (kWh)				
F1	F2	F3		
40.995	10.781	7.426		
TOTALE				59.202

Figura 29: Fattura energia elettrica luglio 2025 di SRT Italia

Avendo un quadro molto attendibile dei consumi di energia elettrica dell'azienda in oggetto procediamo ora al posizionamento dei pannelli sulle falde.

La modalità con cui si intende procedere è la seguente: progettare sulle falde della porzione di azienda considerata la massima potenza nominale possibile, rispettando tutti i vincoli necessari (ombra generata da una falda sulla seguente, linee vita, camminamenti tra file di moduli) e poi valutare, sulla base dei consumi e del costo previsto dell'impianto, se procedere all'effettiva realizzazione dell'impianto alla massima potenza nominale oppure se installare una potenza inferiore.

3.5 ANALISI E QUOTATURA DELLO STABILIMENTO

Di seguito è presente la pianta della porzione di stabilimento considerata al fine della progettazione dell'impianto con la quotatura, in metri

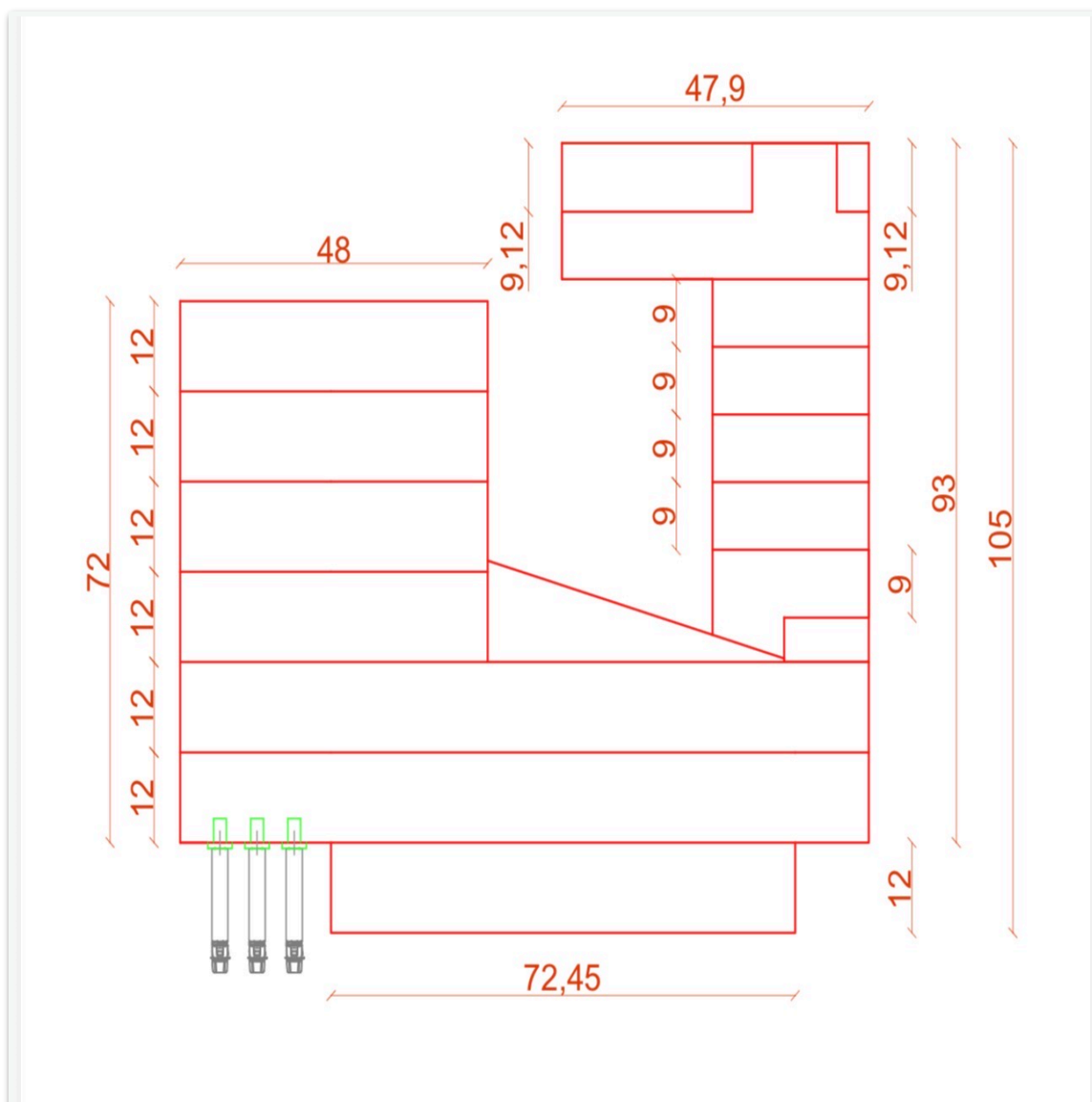


Figura 30: Pianta della porzione di stabilimento in oggetto con quotatura (m)

Come si può vedere dalla pianta di Figura 30 la lunghezza delle falde è variabile; tuttavia, la larghezza può essere di due differenti misure: 9 e 12 m.

L'esposizione delle falde di questo stabilimento è ottima, quasi totalmente rivolto verso sud; tuttavia, la struttura "a dente di sega" presenta una grande problematica: ad eccezione della

prima falda, tutte le seguenti sono sottoposte all'ombra generata dalla precedente, problema da tenere particolarmente in considerazione quando il sole è basso sull'orizzonte.

Quindi prima di procedere al posizionamento dei pannelli è necessario procedere ad un attento studio delle ombre.

3.6 DISPOSIZIONE DEI MODULI

Molto spesso le aziende che installano impianti fotovoltaici, tendono a saturare la superficie utile con i moduli, al fine di massimizzare la potenza installata e quindi il guadagno.

Tuttavia, qualora i moduli siano posati eccessivamente vicini tra loro senza lasciare uno spazio utile per il passaggio di un operatore, quest'ultimo deve transitare sopra ad altri moduli al fine di raggiungere un eventuale modulo difettoso posto in una posizione centrale.

Il problema consiste nel fatto che il modulo è progettato per resistere a carichi distribuiti, quali la neve, ma non a carichi concentrati, quali il piede o il ginocchio di un operatore.

Questo può generare la creazione di micro-danni interni, non visibili ad occhio nudo, che però riducono la produzione nel tempo e accelerano l'invecchiamento.

Le principali tipologie di micro-danni che si possono creare sono le seguenti:

- microcracking delle celle: le celle in silicio sono sottilissime e fragili, la flessione del vetro temperato dovuta al passaggio di un operatore crea microfratture nelle celle, invisibili a occhio nudo, che però possono interrompere le connessioni elettriche, creando fenomeni di hot-spot.
All'inizio ciò non genera effetti, ma dopo mesi o anni si possono verificare importanti drop di efficienza;
- danni al backsheet o ai ribbon: si possono creare danni al backsheet (parte inferiore del modulo), indebolire i ribbon di connessione tra le celle (nonostante in un modulo ABC sono più protetti il rischio rimane concreto), e creare delaminazioni nella parte EVA (etilene-vinil acetato);

Per ovviare a questo problema, nella progettazione di questo impianto, si è scelto di lasciare uno spazio di 50 cm tra due file consecutive di moduli.

Di seguito è presente la pianta, realizzata tramite il software Autocad, di una piccola porzione di impianto, in cui è possibile immediatamente cogliere le misure dei moduli AIKO impiegati e lo spazio presente tra le file, e in seguito un render della medesima porzione di impianto.

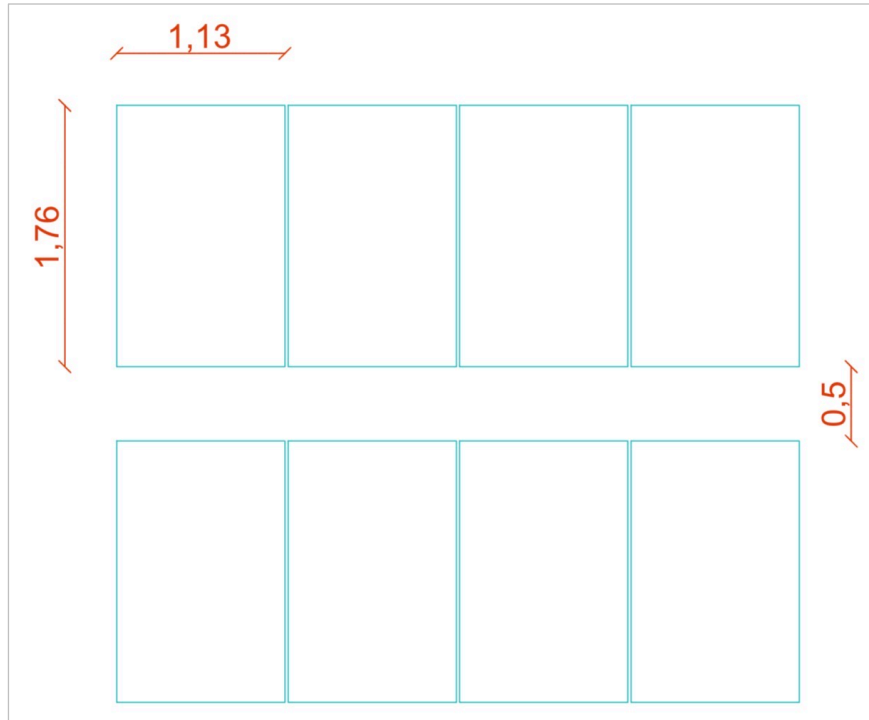


Figura 31: Pianta di una porzione di impianto su Autocad con quotatura (m)



Figura 32: Rendering della porzione di impianto dell'immagine precedente

3.7 VALUTAZIONE DELLE OMBRE SULLE FALDE

Di seguito verrà effettuato uno studio delle ombre per la situazione più gravosa, ovvero quella in cui il sole è a 20° di altezza sull'orizzonte, per entrambe le due larghezze delle falde, ovvero nove e dodici metri.

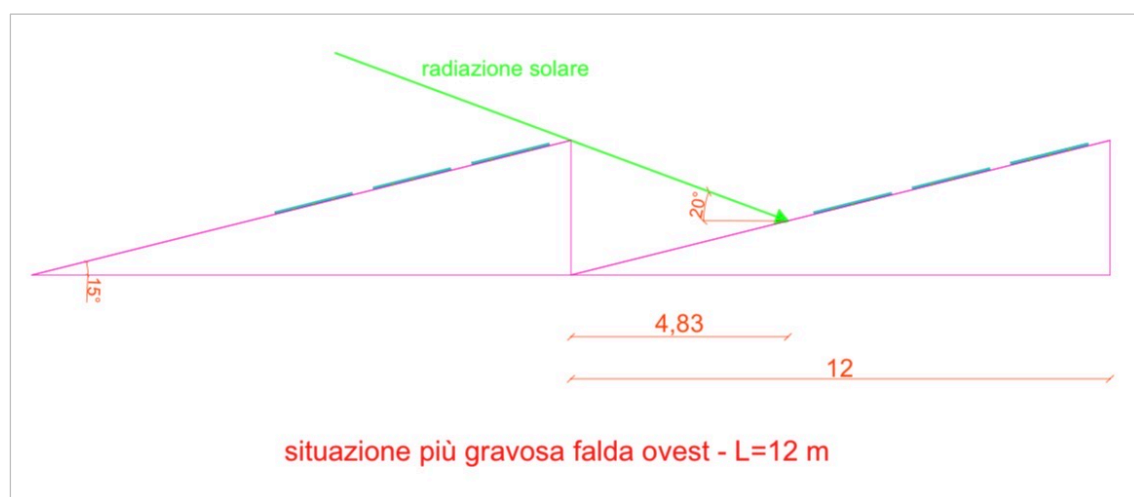


Figura 33: Sezione falda ovest con quotatura (m)

Dall'analisi rappresentata nell'immagine precedente è possibile vedere come la radiazione solare nella situazione più gravosa considerata, raggiunga la misura di $4,83$ m (corrispondente a circa $4,98$ m sul piano inclinato della falda) dal punto inferiore della falda. Per questo motivo l'area inferiore a questa misura non può essere utilizzata per l'installazione dei moduli, al fine di garantire l'irraggiamento solare dei moduli anche nella situazione più gravosa considerata.

Quindi, nelle falde di larghezza pari a 12 m è possibile installare 3 file di moduli garantendo lo spazio di 50 cm tra ciascuna di esse.

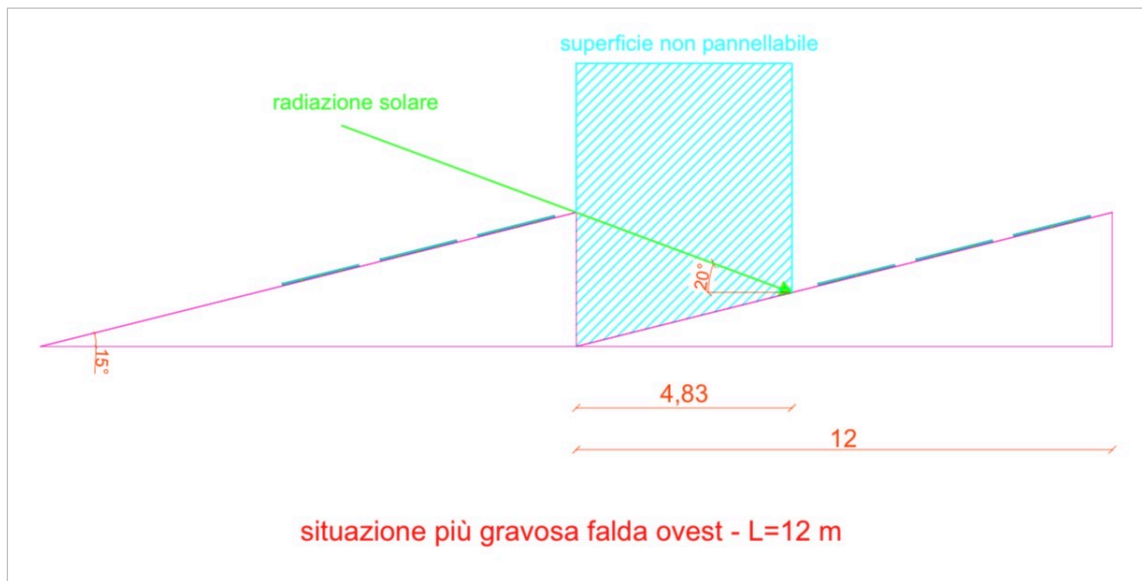


Figura 34: Sezione falda ovest con quotatura (m) - evidenza superficie non pannellabile



Figura 35: Sezione falda ovest con quotatura (m)

Si procede ora ad effettuare la medesima analisi prendendo in considerazione la falda est, di larghezza pari a nove metri.

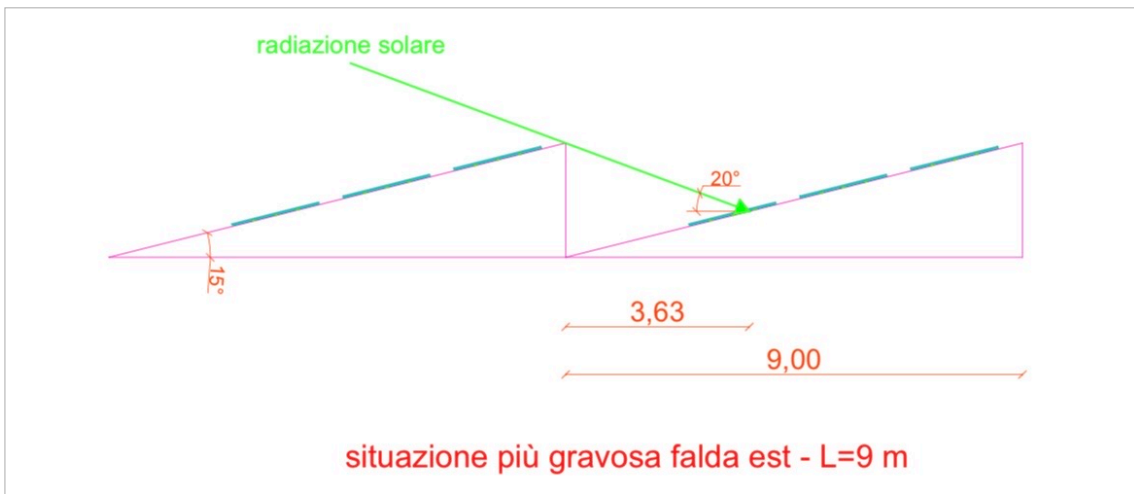


Figura 36: Sezione falda est con quotatura (m) - analisi ombre

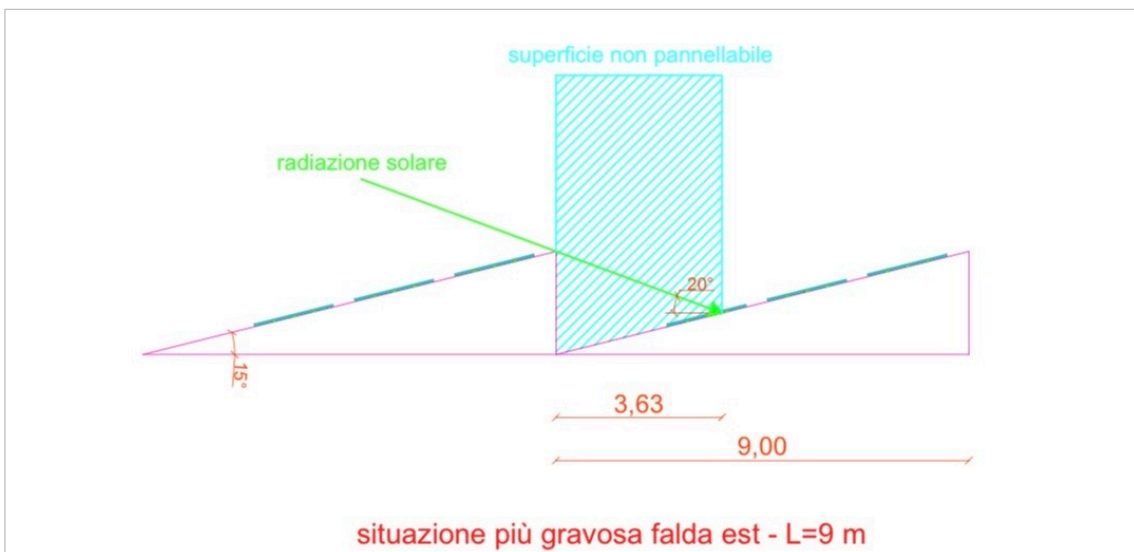


Figura 37: Sezione falda est con quotatura (m) - evidenza superficie non pannellabile

Nel caso della falda di larghezza pari a nove metri non è possibile installare tre file di moduli, in quanto sulla terza fila non è garantita la radiazione solare nella situazione più gravosa. Si procede quindi a progettare due file di moduli sulla falda est.



Figura 38: Sezione falda est con quotatura (m)

3.8 PROGETTAZIONE DELLE LINEE VITA

A questo punto per poter definire in maniera definitiva il massimo numero di pannelli installabili sulla porzione di stabilimento considerata è necessario progettare le linee vita: questi dispositivi sono previsti dalla legge, in particolar modo dal Decreto Legislativo 9 aprile 2008 numero 81 del *Testo Unico sulla Sicurezza sul Lavoro (TUSL)*, il quale all'Art. 107 specifica che si considerano lavori in quota tutte le attività che espongono i lavoratori al rischio di cadere da un'altezza superiore a due metri rispetto a un piano stabile.

Il medesimo D.lgs. stabilisce all'Art. 115 l'obbligo di adottare protezioni contro le cadute nei casi stabiliti dall'articolo 107.

In particolare, la normativa stabilisce che per i casi in cui gli operatori devono effettuare operazioni in quota per manutenzione un ristretto numero di volte all'anno la linea vita è accettata come protezione principale, non rendendo obbligatoria la presenza del parapetto.

Nel seguito verrà fornito un quadro più completo sulla legislazione vigente in materia e fornito un progetto per l'impianto in questione.

Quadro giuridico

La normativa di riferimento per la progettazione e installazione delle linee vita è il già citato D.lgs. 81/2008, noto anche come Testo Unico sulla Sicurezza sul Lavoro.

Questo decreto legislativo stabilisce le linee guida e i requisiti minimi per garantire la sicurezza dei lavoratori in quota.

Sono inoltre fondamentali le seguenti norme:

- UNI EN 795:2012: standard europeo che definisce i requisiti, i metodi di prova e le classi di ancoraggio per i dispositivi di ancoraggio anticaduta, incluse le linee vita, specificandone i criteri di resistenza, installazione e uso sicuro;
- UNI EN 11578:2015: recepimento della EN 795 da parte della legislazione italiana;
- UNI EN 11560:2022: guida tecnica che fornisce i criteri per la progettazione, configurazione, installazione, uso e manutenzione dei sistemi di ancoraggio in copertura.

Principali tipi di ancoraggio delle linee vita

Ai sensi delle già citate norme i tipi di ancoraggio sono 5:

- A: Ancoraggi puntuali fissi: è un ancoraggio fisso, singolo, che serve per collegare l'operatore con un cordino in una zona precisa.



Figura 39: Ancoraggio tipo A

- B: Ancoraggi portatili, sono dispositivi removibili, non fissati stabilmente alla struttura, come tale possono essere utilizzati soltanto nei cantieri mobili;



Figura 40: Ancoraggio tipo B

- C: Linee flessibili orizzontali: sono costituite da un cavo in acciaio inox teso tra due o più punti, permettendo spostamenti lungo tutta la falda e garantendo continuità di movimento;



Figura 41: Ancoraggio tipo C

- D: Binari rigidi orizzontali: poco usati nelle applicazioni legate al fotovoltaico;

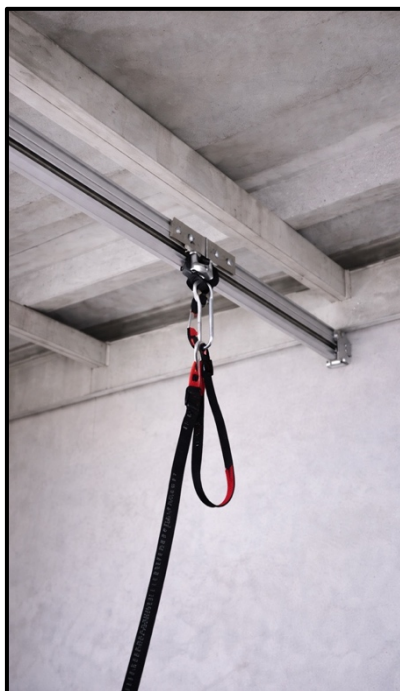


Figura 42: Ancoraggio tipo D

- E: ancoraggi a zavorra, validi solo per tetti piani.



Figura 43: Ancoraggio tipo E

In questo progetto verranno utilizzati i punti di ancoraggio di tipo A e C.

Nella seguente immagine viene rappresentato il posizionamento delle linee vita utilizzate in ciascuna falda, successivamente si procederà ad analizzarle singolarmente.



Figura 44: Pianta linee vita installate in ciascuna falda

Linea vita di tipo C orizzontale in prossimità del colmo: questa linea di ancoraggio si estende per tutta lunghezza della falda, con le seguenti modalità progettuali:

- richiede l'installazione di ancoraggi intermedi con interasse massimo di 15 metri, in conformità alle prescrizioni tecniche del sistema, al fine di limitare le frecce del cavo e assicurare l'efficacia del dispositivo in caso di caduta;
- gli ancoraggi di estremità devono essere installati preferibilmente a 50-60 cm dal bordo della falda, al fine di garantire una corretta geometria del sistema e la riduzione del tirante d'aria richiesto in caso di caduta.

Per l'utilizzo di questo sistema l'operatore deve collegarsi mediante DPI anticaduta (cordino + moschettone); questo sistema permette un'ampia libertà di movimento in sicurezza, riducendo al minimo le necessità di riaggancio e limitando il rischio di caduta durante le fasi operative.

Ancoraggi di tipo A in prossimità del bordo: qualora l'operatore abbia la necessità di effettuare operazioni in prossimità del perimetro della falda, dovrà utilizzare gli ancoraggi di tipo A presenti sul bordo di essa in *modo consecutivo*, quindi senza mai rimanere scollegato.

È importante notare come questa tipologia di ancoraggi deve essere installata ad una distanza massima di 2 metri dai bordi della copertura, ciò è fondamentale per due ragioni: evitare la caduta oltre il limite della copertura e impedire (o limitare il più possibile) l'*effetto pendolo*. Il suddetto effetto consiste nel movimento oscillatorio che un corpo collegato ad un ancoraggio mediante un sistema flessibile (corda o cavo) può subire per effetto di una caduta. Riassumendo, la linea vita di tipo C installata sul colmo consente all'operatore di muoversi in sicurezza sulla parte superiore della falda.

Tuttavia, nelle zone prossime al bordo, l'utilizzo della stessa potrebbe comportare un rischio di pendolamento in caso di caduta.

Per questo motivo, il sistema progettato prevede che l'operatore, avvicinandosi al bordo, si vincoli in modo consecutivo agli ancoraggi di tipo A, utilizzati in *configurazione di trattenuta*.

La trattenuta è una configurazione di utilizzo dei dispositivi di protezione individuale in cui il cordino viene regolato in modo da impedire all'operatore di avvicinarsi alla zona di caduta. In questo modo l'esposizione al vuoto è esclusa e la caduta libera non può verificarsi.

Le seguenti immagini di Figura 45 e Figura 46 evidenziano nel dettaglio la zona prossima al bordo della falda, mettendo in rilievo sia la posizione dell'ancoraggio terminale della linea vita di tipo C (posto a 0,6 m dal perimetro), sia l'estensione della fascia di rischio, definita nei 2 metri dal bordo.

Gli archi circolari rappresentano il raggio operativo dell'operatore quando è collegato ai punti di ancoraggio di tipo A, simulando la massima estensione del cordino regolabile. Tale rappresentazione consente di verificare che, con la corretta regolazione del cordino, l'operatore rimane sempre in configurazione di trattenuta e non può raggiungere la linea di gronda. Nella configurazione progettata non sono presenti moduli o componenti soggetti a manutenzione all'interno della fascia di rischio, permettendo così che tutte le operazioni sulla falda siano svolte esclusivamente in zone sicure e impedendo l'insorgere di caduta libera o effetto pendolo.

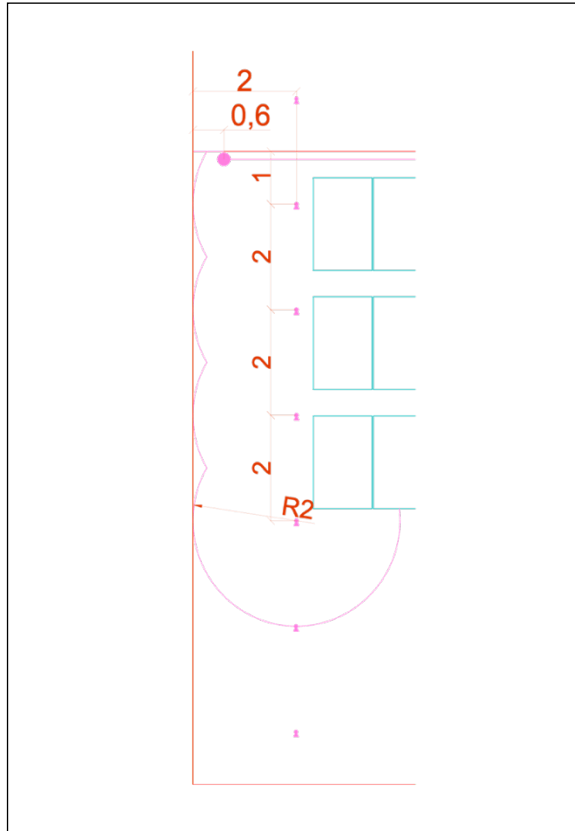


Figura 45: Dettaglio ancoraggi di tipo A - falda 2 sud

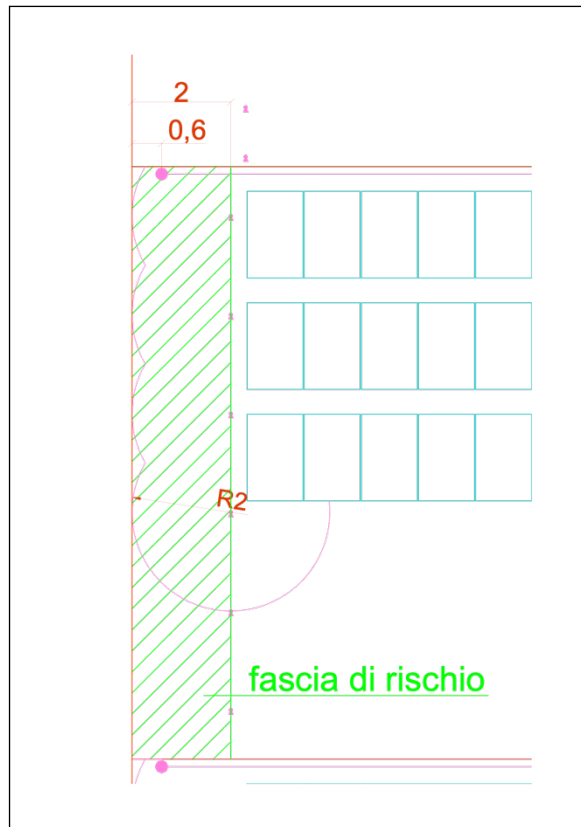


Figura 46: Falda 2 sud - evidenza fascia di rischio

La situazione esaminata costituisce il caso limite dal punto di vista della sicurezza, in quanto in altre falde i punti di ancoraggio di tipo A risultano collocati a 2,3 m dal bordo. Ne consegue che la verifica effettuata in questa sezione copre la condizione più sfavorevole, rendendo le restanti configurazioni ancora più sicure.

Ancoraggi di tipo A presenti in punti intermedi della falda: questi ancoraggi garantiscono la continuità di sicurezza per gli spostamenti e fungono da punti di passaggio in combinazione con la linea vita verticale.

Linea vita di tipo C verticale: questo dispositivo, che è costituito da una fune installata verticalmente (o quasi verticalmente), in modo analogo alla già descritta linea vita di tipo C orizzontale, è progettata per il passaggio in sicurezza tra le falde.

La Figura 47 mostra una scala verticale dotata di sistema anticaduta guidato che garantisce la protezione dell'operatore durante la salita, limitando il rischio di caduta anche in caso di perdita dell'equilibrio all'indietro.

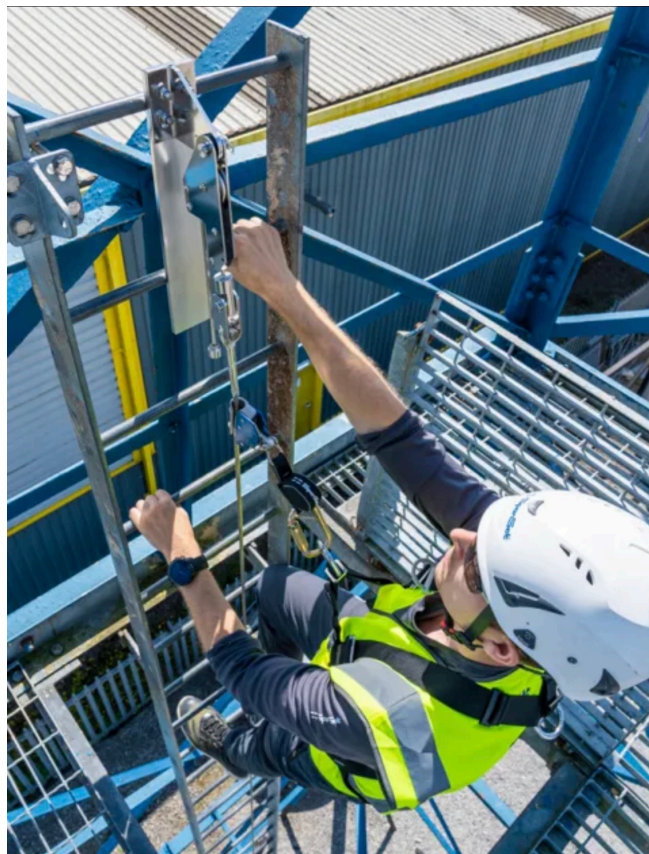


Figura 47: Scala verticale con sistema anticaduta guidato e operatore assicurato

Si passerà ora ad una breve analisi della prima falda esposta a sud, la quale, a differenza delle altre, non presenta problemi di ombre creato dalle falde davanti, di conseguenza può essere sfruttata l'area totale per l'installazione di moduli.

Dal punto di vista della sicurezza, la gestione della fascia di rischio laterale rimane analoga alle altre falde, mediante l'impiego di ganci di tipo A in trattenuta.

Diversa è invece la valutazione del bordo anteriore: la prima fila di moduli risulta infatti installata a soli 71,5 cm dal bordo, ricadendo pienamente all'interno della fascia dei 2 metri non verificata per l'uso della trattenuta.

Di conseguenza, al fine di evitare la rimozione dei 58 moduli e poiché un parapetto permanente genererebbe ombre, si rende necessario prevedere l'installazione di un parapetto temporaneo, con fissaggio esterno a morsetto, durante le operazioni di manutenzione.

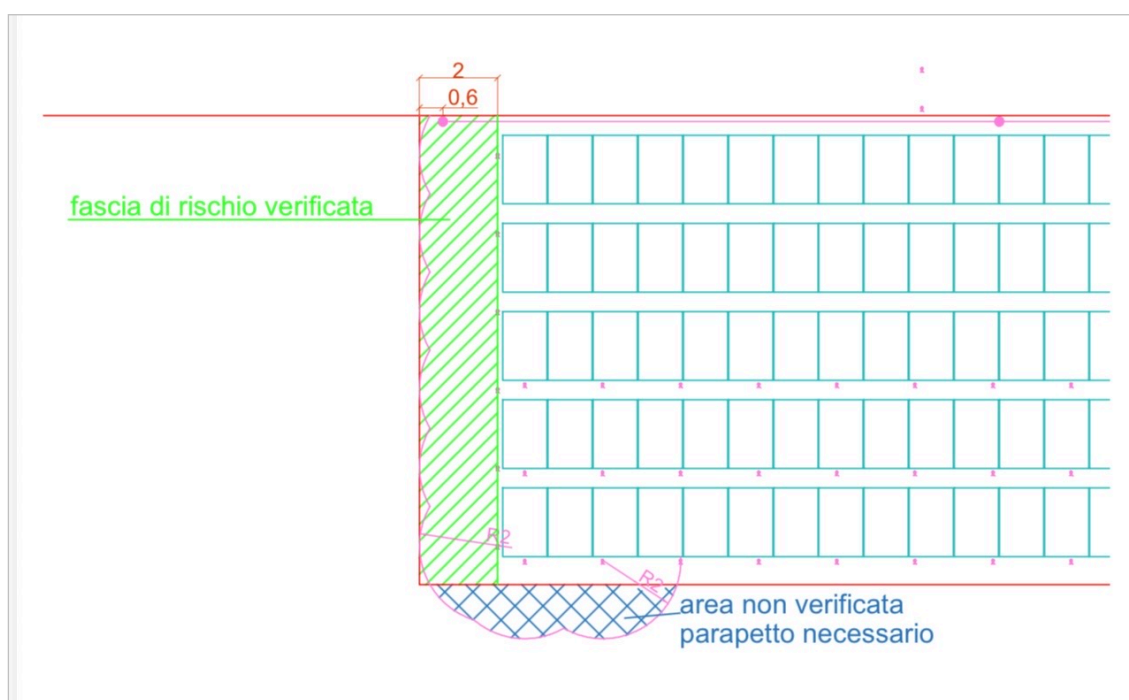


Figura 48: Prima falda sud con individuazione delle fasce di rischio e aree non verificate

Riassumendo, nella parte alta della falda l'operatore si collega alla linea vita di tipo C installata sul colmo, che consente di lavorare in sicurezza sulle prime tre file di moduli. Per le due file successive, invece, l'accesso avviene mediante ganci di tipo A in trattenuta, mentre per la prima fila di moduli è necessario prevedere il parapetto temporaneo già descritto.

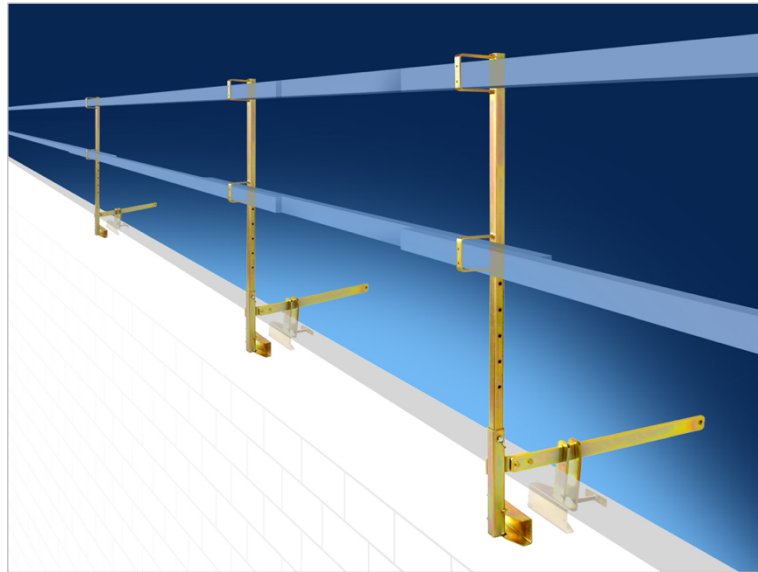


Figura 49: Parapetto temporaneo per protezione del bordo di copertura

3.9 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Dopo aver analizzato tutte le ragioni che non permettono di sfruttare l'intera area delle falde della struttura, si vuole valutare il numero massimo di moduli che è possibile installare, nel rispetto delle limitazioni menzionate in precedenza.

Come è possibile vedere dalla successiva immagine, che rappresenta in pianta la porzione di struttura considerata, realizzata con il software Autocad, il massimo numero di moduli installabili nel rispetto delle limitazioni descritte in precedenza, è pari a 1538.

Moltiplicando il numero di moduli per la potenza nominale di ciascun modulo si ottiene la potenza nominale dell'impianto, pari a 722,9 kWp.

Al fine di rendere più chiara la distribuzione dei moduli sulla copertura ed evitare ambiguità interpretative, le diverse falde sono state opportunamente numerate.

La numerazione consente di identificare univocamente ciascuna porzione di superficie considerata nel dimensionamento.

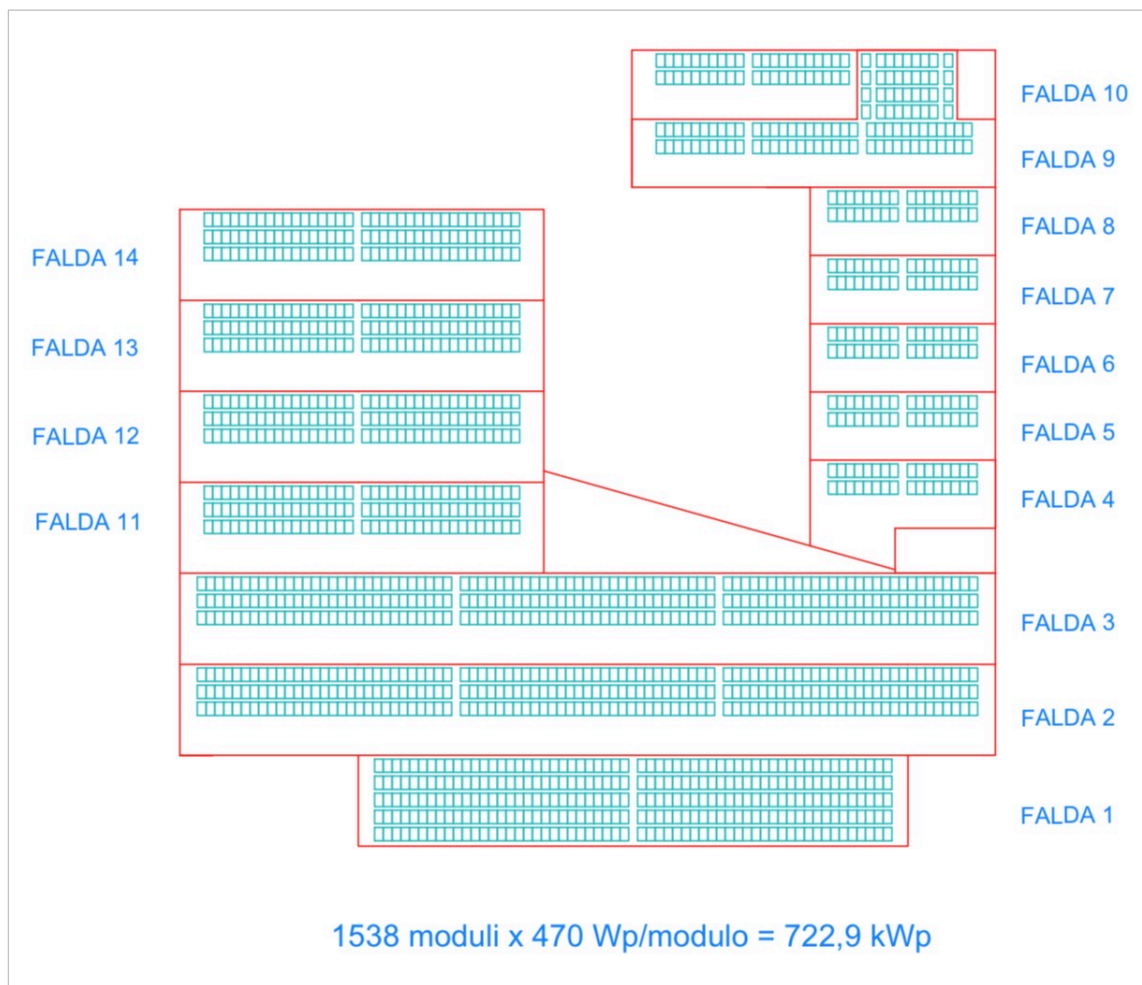


Figura 50: Layout dei moduli fotovoltaici sulla copertura e identificazione delle falde

Si precisa che la falda 9 è costituita da un'unica superficie continua, comprendente una porzione superiore ed una inferiore, mentre la falda 10 interessa esclusivamente la porzione superiore sinistra.

La tabella seguente riporta il numero di moduli fotovoltaici installati su ciascuna falda della copertura, in relazione alla configurazione planimetrica precedentemente illustrata.

Falda	Numero moduli	Potenza installata [kWp]
1	290	136,30
2	261	122,67
3	261	122,67
4	32	15,04
5	32	15,04
6	32	15,04
7	32	15,04
8	32	15,04
9	104	48,88
10	42	19,74
11	105	49,35
12	105	49,35
13	105	49,35
14	105	49,35
	Totale moduli = 1538	Potenza totale = 722,86 kWp

Tabella 3: Distribuzione dei moduli fotovoltaici e della potenza installata sulle singole falde della copertura

Dopo aver definito il layout definitivo dell'impianto e il numero massimo di moduli installabili, si riporta di seguito una planimetria complessiva degli aspetti di sicurezza in copertura.

La rappresentazione integra su scala generale i sistemi anticaduta, le fasce di rischio e i percorsi operativi dell'operatore precedentemente analizzati a livello di singola falda.

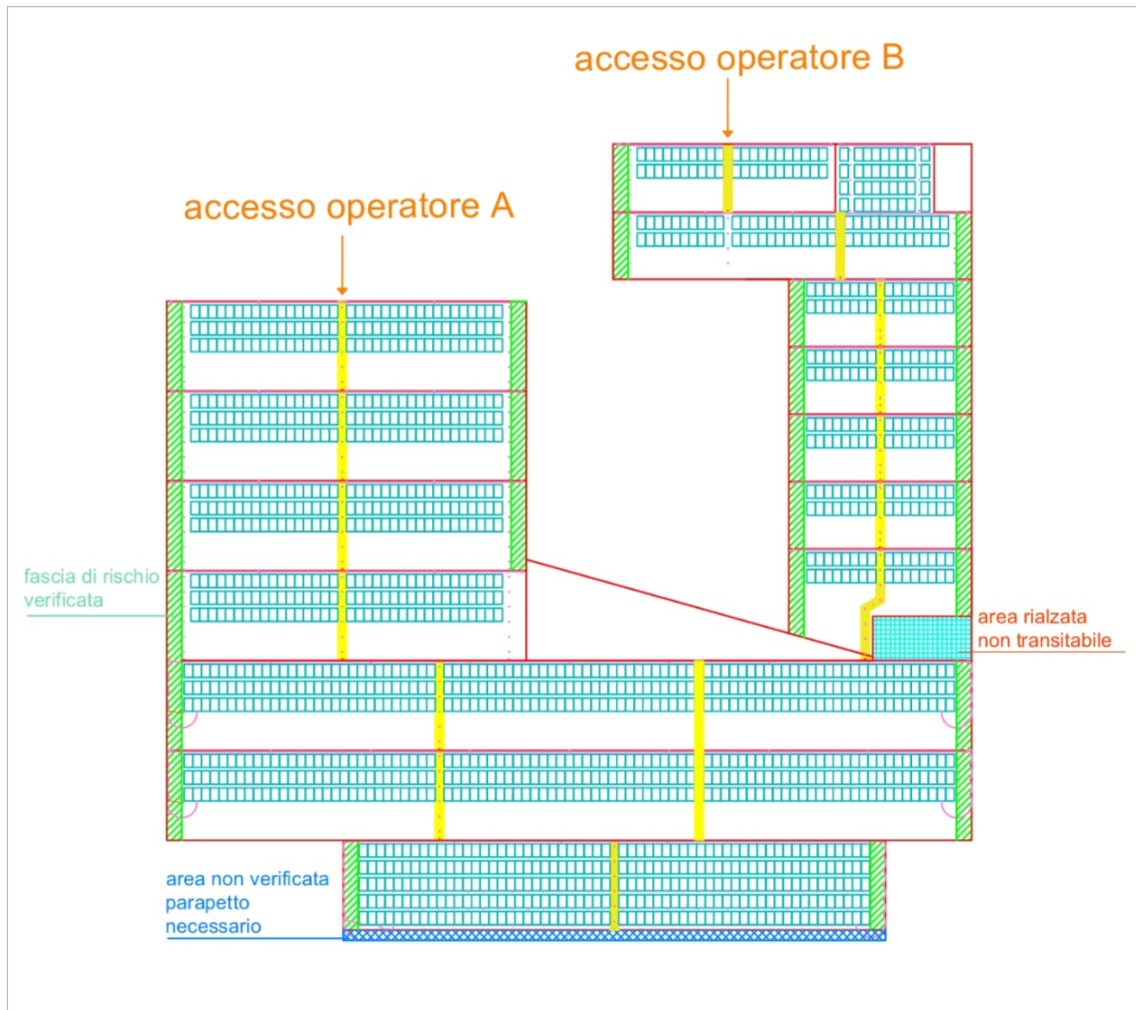


Figura 51: Configurazione planimetrica complessiva dei sistemi di sicurezza e dei percorsi di accesso in copertura

La Figura 51 riporta la configurazione complessiva dei dispositivi di sicurezza installati sulla copertura, evidenziando in un'unica vista le fasce di rischio perimetrali, le aree non transitabili e i percorsi consentiti agli operatori per le attività di installazione e manutenzione. I percorsi evidenziati in giallo consentono lo spostamento in sicurezza tra le diverse falde, garantendo continuità operativa e collegamento ai sistemi anticaduta precedentemente descritti.

Sono inoltre indicati i punti di accesso alla copertura e le zone rialzate non transitabili, che costituiscono elementi vincolanti nella definizione del layout impiantistico.

La rappresentazione sintetizza quindi l'integrazione tra esigenze impiantistiche e requisiti di sicurezza, dimostrando come la configurazione finale dell'impianto sia stata definita tenendo conto simultaneamente la massimizzazione della potenza installabile e tutela dell'operatore. Ora, al fine di determinare la quantità di energia che l'impianto, così dimensionato, può produrre ogni mese, si procederà a moltiplicare la produzione energetica media per ogni mese per 1 kWp (calcolata con PVGIS in precedenza e indicata con E_m) con la potenza nominale dell'impianto.

$$\text{Produzione mensile} = [(E_m) \cdot (P_{nom})],$$

anche dall'analisi dimensionale si può verificare la correttezza dell'operazione:

$$(\text{kWh}) = [(\text{kWh})/(\text{kWp}) \cdot (\text{kWp})].$$

Nella tabella seguente verrà calcolata la produzione mensile dell'impianto e comparati i risultati con i consumi presenti in bolletta in fascia F1.

Mese	Produzione energetica [kWh]	Consumi fascia F1[KWh]	Consumi fascia F2+F3 [kWh]
Ottobre	60289,9	41402	22895
Novembre	40048,7	43723	21521
Dicembre	37590,8	34639	11754
Gennaio	45181,3	36928	14292
Febbraio	54145,2	37285	15782
Marzo	82266	38389	21374
Aprile	92820,4	36997	18011
Maggio	105326	37660	16760
Luglio	118049,6	40995	18207

Tabella 4: Confronto tra produzione mensile stimata e consumi elettrici per fasce

Dall'analisi dei dati mensili emerge come, nei mesi invernali, la produzione dell'impianto non risulti sufficiente a coprire integralmente i consumi in fascia F1, mentre nei mesi estivi si registri una sovrapproduzione rispetto ai fabbisogni.

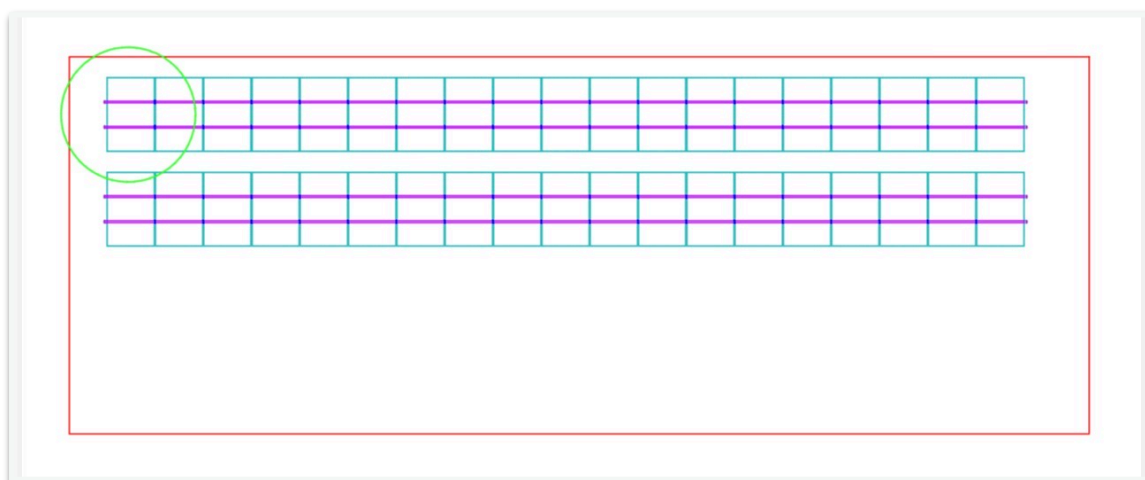
Tale andamento, riconducibile alla naturale stagionalità della risorsa solare, può comunque essere in parte smorzato mediante l'impiego di un sistema di accumulo, che consente di incrementare l'autoconsumo nelle fasce F2 ed F3 e di ridurre conseguentemente i prelievi dalla rete.

Occorre inoltre considerare come la presenza degli attuali strumenti incentivanti renda economicamente sostenibile il dimensionamento dell'impianto proposto.

3.10 SISTEMA DI SUPPORTO DEI MODULI

La struttura di supporto dei moduli fotovoltaici è costituita da profili in alluminio estruso disposti orizzontalmente sulla copertura, i quali fungono da elementi portanti per il fissaggio dei pannelli.

I moduli vengono ancorati ai profili mediante morsetti intermedi (anche detti “ad omega”, dalla loro forma) e morsetti terminali (anche detti “a zeta”).



*Figura 52: Pianta di una falda con indicazione del sistema di fissaggio dei moduli
(in fucsia)*

Di seguito si riporta il dettaglio costruttivo della zona evidenziata dal cerchio verde, con riferimento al sistema di fissaggio dei moduli.

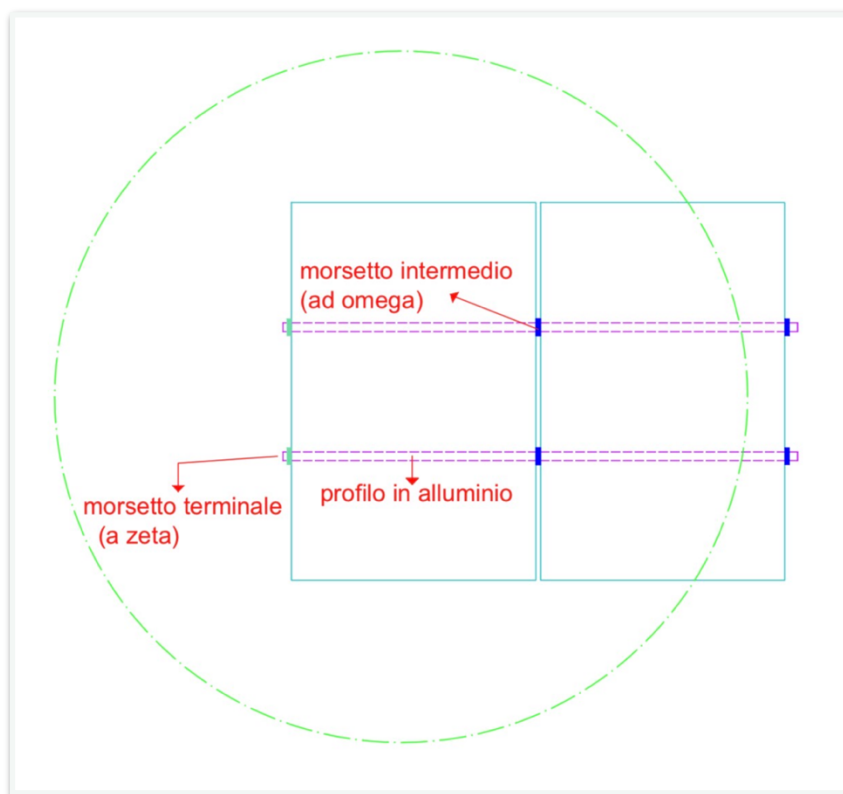


Figura 53: Dettaglio costruttivo del sistema di fissaggio dei moduli fotovoltaici nell'area evidenziata in figura 52

Come è possibile vedere dall'immagine di dettaglio soprastante, i profili in alluminio si estendono oltre la sagoma dei moduli di circa 4 cm, questo avviene per consentire l'alloggiamento e il corretto serraggio dei morsetti, oltre a garantire un adeguato margine per la distribuzione dei carichi e le operazioni di montaggio e manutenzione.

La distanza tra i moduli prevista è pari a 22 cm, ciò avviene al fine di garantire lo spazio necessario all'installazione dei morsetti ad omega e per permettere variazioni dimensionali dovute a dilatazioni termiche dei pannelli.

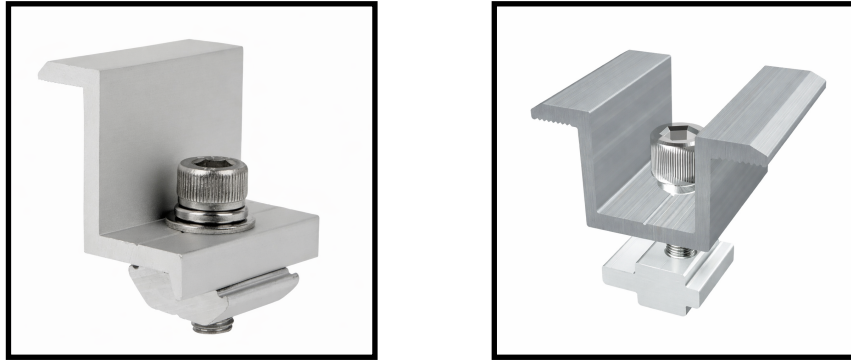


Figura 54: Morsetto terminale (sinistra) e intermedio (destra)



Figura 55: Morsetto terminale fissato al profilo di supporto del modulo fotovoltaico

3.1 1 DIMENSIONAMENTO DELL'INVERTER

Ai fini del corretto dimensionamento dell'inverter è necessario richiamare i principali dati elettrici del modulo fotovoltaico selezionato, l'AIKO Neostar 2S da 470 Wp, in quanto tali parametri influenzano direttamente la verifica delle tensioni e delle correnti operative delle stringhe.

PARAMETRO	VALORE
Potenza (STC)	470 W
Voc (STC)	41,18 V
Isc (STC)	14,22 A
Vmpp (STC)	34,74 V
Impp (STC)	13,54 A
Tensione massima sistema	1500 V
Temp. coeff. Voc	-0,22 %/°C
Temp. coeff. Vmpp	-0,22 %/°C
Temp. coeff. Isc	+0,05 %/°C
Range operativo	da -40 a +70 °C

Tabella 5: Parametri elettrici del modulo fotovoltaico AIKO Neostar 2S da 470 Wp

La scelta dell'inverter è ricaduta sul modello AIKO AE-SPI-30KTL-S1 al fine di garantire una piena compatibilità tecnico-elettrica con i moduli fotovoltaici utilizzati, anch'essi prodotti da AIKO.

L'impiego di apparecchiature appartenenti al medesimo costruttore consente di ottenere una migliore integrazione tra le componenti del sistema, sia in termini di parametri elettrici, sia di conversione e gestione dell'energia.

Inoltre, tale scelta permette di semplificare le attività di manutenzione e assistenza post-installazione.

L'inverter AE-SPI-30KTL-S1 risulta adeguato a un impianto industriale di grande potenza grazie al rapporto qualità-prezzo competitivo, all'elevata efficienza di conversione (fino al 98,7%), alla disponibilità di 3 inseguitori MPPT indipendenti e al grado di protezione IP66.

Technical Parameters

MODEL		AE-SPI-30KTL-S1	
Efficiency			
Max. Efficiency		98.7%	
European Efficiency		98.4%	
Input(DC)			
Max. DC Voltage		1,100V	
Nominal Voltage		620V	
Start Voltage		250V	
MPPT Voltage Range		200V~1,000V	
Number of MPPT		3	
Strings Per MPPT		2	
Max. Input Current Per MPPT		30A	
Max. Short-circuit Current Per MPPT		40A	
Output(AC)			
Nominal AC Output Power		30,000W	
Max. AC Output Power		33,000VA	
Nominal AC Voltage		400V 3L+N	
AC Grid Frequency Range		50/60Hz(±5Hz)	
Max. Output Current		47.8A	
Power Factor(Φ)		0.8 leading - 0.8 lagging	
THDi		3%	
General Specifications			
Dimensions (W x H x D)	380x483x223mm	Weight	25.5kg
AC Output Terminal Type	OT terminal	Operating Temperature Range	-25°C~+60°C
IP Class	IP66	Cooling Type	Air cooling
Topology	Transformerless	Max. Operating Altitude	4,000m
Communication	RS485/Wifi/4G	Max. Operating Humidity	0-100%(No condensation)
Display	LCD		
Certification & Standard	EN/IEC62109-1;EN/IEC62109-2;IEC/EN 61000-6-1;IEC/EN 61000-6-3;IEC/EN61000-6-2;IEC/EN61000-6-4;IEC61683; IEC60068;IEC60529;IEC62116;IEC61727;EN50549-1;NC RfG;NRS 097;VDE-AR-N-4105;VDE0126;CEI0-21;C10/C11		
Protection devices			
DC Switch	yes	String Fault Detection	yes
Output Over Current Protection	yes	DC/AC Surge Protection	Type II / Type III(Type II Optional)
Anti-islanding Protection	yes	Insulation Detection	yes
DC Reverse Polarity Protection	yes	AC Short-Circuit Protection	yes



Shenzhen Aiko Digital Energy Technology Co., Ltd
16-28 floor, Building A, Terra City Building, Terra 4 Road No. 66,
Futian District, Shenzhen
marketing@aikosolar.com

www.aikosolar.com
*Aiko Energy reserves right to update the specification
without notice

Figura 56: Scheda tecnica inverter AIKO AE-SPI-30KTL-S1



Figura 57: Inverter AIKO AE-SPI-30KTL-S1

Per la verifica della compatibilità elettrica tra impianto fotovoltaico e inverter si considerano due condizioni estreme di temperatura:

- Temperatura minima di progetto: $T_{min} = -10^{\circ}\text{C}$. È utile per la verifica della tensione a vuoto V_{oc} ;
- Temperatura massima di progetto: $T_{max} = +70^{\circ}\text{C}$. È utile per la verifica della tensione al punto di massima potenza V_{mpp} .

$$V_{oc}(T_{min}) = V_{oc, STC} \cdot [1 + \beta_{VOC} \cdot (T - 25^{\circ}\text{C})]$$

$$V_{oc}(-10^{\circ}\text{C}) = 41,18 \cdot [1 - 0,0022 \cdot (-35)] = 44,35 \text{ V}$$

La V_{oc} (Open Circuit Voltage) è la tensione massima generata dal modulo in condizioni di circuito aperto, ossia in assenza di carico. Tale valore aumenta al diminuire della temperatura e determina il limite superiore della tensione della stringa.

$$V_{MPP}(T_{max}) = V_{MPP, STC} \cdot [1 + \beta_{VMPP} \cdot (T - 25^{\circ}\text{C})]$$

$$V_{MPP}(70^{\circ}\text{C}) = 34,74 \cdot [1 - 0,0022 \cdot (45)] = 31,30 \text{ V}$$

La V_{MPP} è la tensione alla quale il modulo fotovoltaico produce la sua potenza massima.

- La V_{OC} della stringa alla temperatura minima non deve superare la tensione DC minima dell'inverter:

N_s = numero di moduli in serie

$$V_{OC, stringa (Tmin)} \leq V_{DC, max} \quad \text{con} \quad V_{OC, stringa (Tmin)} = N_s \cdot V_{oc (Tmin)},$$

$$\text{da cui } N_{s, max} = [V_{DC, max} / V_{OC(Tmin)}] = [1100 / 44,35] = 24 \text{ moduli}$$

- La V_{MPP} della stringa alla temperatura massima non deve scendere sotto il limite inferiore del limite MPPT:

$$V_{MPP, stringa (Tmax)} \geq V_{MPPT, min} \quad \text{con} \quad V_{MPP, stringa (Tmax)} = N_s \cdot V_{MPP(Tmax)},$$

$$\text{da cui } N_{s, min} = [V_{MPPT, min} / V_{MPP(Tmax)}] = [200 / 32,1] = 7 \text{ moduli}$$

Per cui si ottiene $7 \leq N_s \leq 24$

All'interno del range di valori ammissibili si assume $N_s = 20$ moduli in serie. Tale scelta consente:

- Il rispetto dei limiti di tensione dell'inverter sia a temperatura minima (V_{oc}), sia a temperatura massima (V_{mpp});
- Funzionamento della stringa in prossimità della zona centrale del range MPPT, anche alle condizioni termiche più gravose ($T=70^\circ\text{C}$);
- Riduzione del numero di stringhe e di inverter installati, con conseguente semplificazione impiantistica e contenimento dei costi.

Una volta definito il numero di moduli in serie N_s , è necessario procedere al dimensionamento del numero di stringhe in parallelo N_p , verificando il rispetto dei limiti di corrente ammessi dall'inverter per ciascun ingresso MPPT.

Dalla scheda tecnica del modulo fotovoltaico si ricavano:

- $I_{MPP} = 13,54 \text{ A}$;
- $I_{SC} = 14,32 \text{ A}$.

Per l'inverter considerato, i limiti di corrente per ciascun MPPT risultano:

- $I_{MPP, MAX} = 30 \text{ A}$;

- $I_{SC, MAX} = 40 \text{ A}$.

Assumendo $N_p = 2$ stringhe in parallelo, si ottiene:

- $I_{MPP, STRINGA} = 2 \cdot 13,54 = 27,08 \text{ A} < I_{MPP, MAX} = 30 \text{ A}$;
- $I_{SC, STRINGA} = 2 \cdot 14,32 = 28,64 \text{ A} < I_{SC, MAX} = 40 \text{ A}$.

Alla luce delle verifiche effettuate, si assume $N_p = 2$ stringhe in parallelo, in quanto tale configurazione:

- garantisce il rispetto dei limiti di corrente operativa e di corto circuito dell'inverter;
- consente un corretto funzionamento degli ingressi MPPT senza condizioni di sovraccarico;
- permette di ottimizzare il numero di stringhe e la distribuzione della potenza, mantenendo una configurazione impiantistica semplice ed efficiente.

La configurazione finale dell'impianto risulta pertanto costituita da stringhe composte da $N_s = 20$ moduli in serie e $N_p = 2$ stringhe in parallelo per ciascun ingresso MPPT dell'inverter.

L'inverter selezionato è dotato di 3 ingressi MPPT, ciascuno dei quali può gestire fino a 2 stringhe in parallelo, come indicato nel datasheet del costruttore.

Ne consegue che il numero massimo teorico di stringhe collegabili a ciascun inverter risulta pari a:

$$N_{STR, MAX / INVERTER} = 3 \text{ MPPT} \cdot 2 \text{ stringhe/MPPT} = 6$$

Tale valore rappresenta un limite elettrico massimo, definito dal costruttore, che non implica l'obbligo di utilizzare tutte le stringhe disponibili.

Dal punto di vista puramente elettrico la configurazione con 6 stringhe identiche risulta ammissibile, in quanto i limiti di tensione e corrente per ciascun MPPT risulterebbe rispettata.

Tuttavia, una configurazione di questo tipo comporterebbe le seguenti conseguenze:

- aumento significativo della potenza DC installata per ciascun inverter;
- incremento del rapporto DC/AC oltre i valori comunemente adottati in fase di progetto;

- maggiore probabilità di *clipping della potenza* nelle ore di massima produzione;
- funzionamento dell'inverter più frequente in condizioni di saturazione, con conseguente riduzione dell'efficienza complessiva del sistema.

Il concetto di clipping della potenza, sopraccitato, si verifica quando la potenza in corrente continua fornita dal generatore fotovoltaico supera la potenza nominale in corrente alternata dell'inverter, il quale limita l'energia convertita al proprio valore massimo di targa.

Alla luce delle considerazioni precedenti, si è ritenuto opportuno non saturare il numero massimo teorico di stringhe collegabili a ciascun inverter, adottando invece una configurazione più equilibrata. In particolare, per ciascun inverter si assumono 4 stringhe, ripartite su 2 MPPT. Tale configurazione consente di ottenere un rapporto DC/AC pari a circa 1,2-1,25, valore ritenuto ottimale per limitare le perdite per clipping e per far operare l'inverter nel range di potenza in cui il rendimento risulta massimo.

A seguito del dimensionamento elettrico delle stringhe e della definizione della configurazione di ciascun inverter, si procede alla determinazione dell'assetto complessivo dell'impianto, costituito da 1538 moduli da 470 Wp, per una potenza di picco pari a 722,9 kWp.

Assumendo una configurazione di stringa pari a $N_s=20$ moduli in serie, il numero complessivo di stringhe risulta pari a :

$$N_{\text{STRINGHE}} = 1538 / 20 = 76,9 \Rightarrow 77 \text{ stringhe.}$$

Ne consegue la realizzazione di:

- 76 stringhe da 20 moduli;
- 1 stringa da 18 moduli.

Al fine di mantenere un rapporto DC/AC equilibrato e non saturare il numero massimo di stringhe collegabili a ciascun inverter, si adotta la seguente configurazione:

- Inverter totali installati: 20 unità da 30 kW, di cui:
 - 19 inverter standard così composti:
 - Stringhe per inverter: 4;

- MPPT utilizzati: 2 su 3, così suddivisi: MPPT 1: 2 stringhe da 20 moduli, MPPT 2: 2 stringhe da 20 moduli e MPPT 3 libero;
- 1 inverter dedicato così composto:
 - Stringhe per inverter: 1;
 - MPPT utilizzati: 1 su 3, così suddivisi: MPPT 1: stringa da 18 moduli, MPPT 2 e 3 liberi.

Gli inverter configurati secondo l'assetto standard operano nel range di potenza per il quale il rendimento risulta ottimale. L'unità dedicata, pur non lavorando in tale intervallo, è stata realizzata adottando lo stesso modello di inverter al fine di garantire la standardizzazione della componentistica, semplificare le attività di gestione e manutenzione e mantenere un margine di flessibilità per eventuali future espansioni dell'impianto.

Complessivamente, a fronte di una potenza di picco installata pari a 722,9 kWp e di una potenza nominale AC complessiva di 600 kW, l'impianto presenta un rapporto DC/AC globale pari a circa 1,20, coerente con i criteri progettuali precedentemente descritti.

3.12 DIMENSIONAMENTO DELLE LINEE IN CORRENTE CONTINUA (DC)

Una volta definita la configurazione del campo fotovoltaico e completato il dimensionamento degli inverter, si rende necessario procedere alla progettazione delle linee elettriche lato DC dell'impianto.

Il corretto dimensionamento dei cavi riveste un ruolo fondamentale al fine di garantire la sicurezza di esercizio, il contenimento delle perdite per caduta di tensione e la conformità ai criteri normativi vigenti.

Le linee lato corrente continua collegano le stringhe fotovoltaiche agli inverter. Per tali collegamenti si impiegano cavi specifici per applicazioni fotovoltaiche, idonei alla posa in esterno e caratterizzati da doppio isolamento, elevata resistenza ai raggi UV, agli agenti atmosferici e alle alte temperature di esercizio. Ogni stringa è caratterizzata da due

conduttori, uno di polo positivo e uno di polo negativo, in quanto la corrente deve chiudere il circuito elettrico tra generatore fotovoltaico e inverter.

La struttura interna dei cavi solari utilizzati nelle linee lato DC è rappresentata schematicamente nella figura seguente.

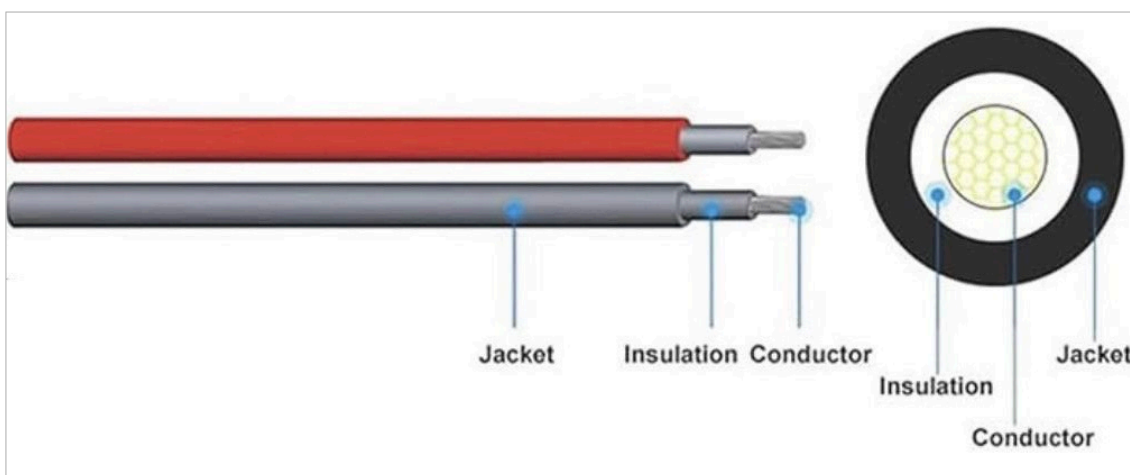


Figura 58: Struttura tipica di un cavo solare per applicazioni fotovoltaiche

Come evidenziato in Figura 58, il cavo è costituito da un conduttore centrale in rame (conductor), che garantisce adeguata conducibilità elettrica.

Attorno al conduttore è presente uno strato isolante (insulation), avente funzione di isolamento elettrico e idoneo a sopportare le tensioni di esercizio in corrente continua. Lo strato più esterno indicato come guaina (jacket), svolge funzione protettiva meccanica e ambientale, assicurando resistenza ai raggi UV, agli agenti atmosferici e alle sollecitazioni esterne.

I cavi solari impiegati nelle linee lato DC sono conformi alla norma EN 50618, che definisce i requisiti costruttivi e prestazionali dei cavi per applicazioni fotovoltaiche in corrente continua fino a 1,5 kV.

Tali cavi, identificati dalla sigla H1Z2Z2-K, sono progettati per garantire elevata resistenza termica, meccanica e agli agenti atmosferici, nonché adeguato comportamento al fuoco in conformità ai requisiti europei vigenti.

Al fine di definire i parametri utili al successivo dimensionamento delle linee in corrente continua, si riportano di seguito le principali caratteristiche elettriche e funzionali del cavo solare di tipo H1Z2Z2-K adottato nel presente progetto.

Caratteristica	Valore/Descrizione
Designazione	H1Z2Z2-K
Norma di riferimento	EN 50618
Tensione nominale	1,5 kV DC
Conduttore	Rame stagnato, classe 5
Isolamento	Materiale reticolato per applicazioni FV
Guaina esterna	Resistente ai raggi UV e agli agenti atmosferici
Temperatura di esercizio	-40 °C/+90°C
Idoneità alla posa	Installazione in esterno, posa fissa

Tabella 6: Caratteristiche tecniche del cavo solare H1Z2Z2-K

Al fine di procedere con il dimensionamento delle linee in corrente continua, è necessario individuare preliminarmente la posizione del locale tecnico destinato ad ospitare gli inverter e i quadri elettrici di campo.



Figura 59: Individuazione dell'area idonea al locale tecnico inverter

Come mostrato in Figura 59, l'area individuata come idonea alla realizzazione del locale tecnico, destinato ad ospitare inverter e quadri elettrici di campo, risulta baricentrica rispetto alle coperture oggetto di installazione, consentendo di minimizzare le lunghezze delle linee lato DC e le relative perdite per caduta di tensione.

L'estensione effettivamente destinata al locale tecnico potrà essere definita in sede esecutiva in funzione degli ingombri delle apparecchiature e delle scelte impiantistiche adottate.

Nel presente progetto, le stringhe fotovoltaiche vengono raccolte mediante quadri di campo lato corrente continua.

Tali quadri costituiscono il punto di raccolta e concentrazione delle linee provenienti dalle stringhe e consentono l'alloggiamento dei dispositivi di sezionamento e, ove previsto, delle protezioni lato DC, permettendo una gestione ordinata e sicura dei collegamenti verso gli inverter.

Al fine di migliorare la gestione dell'impianto e razionalizzare l'architettura elettrica, si è scelto di adottare due quadri di campo anziché un unico quadro centralizzato. Questa scelta è motivata principalmente da:

- continuità di esercizio e manutenzione: la suddivisione in due sezioni consente, in caso di interventi, di sezionare una porzione dell'impianto mantenendo in esercizio la restante parte, riducendo l'impatto sulla produzione;
- semplificazione impiantistica: la ripartizione delle stringhe su due quadri riduce l'eccessiva concentrazione di connessioni in un singolo punto e semplifica i percorsi di posa delle linee in corrente continua, rendendo più agevoli installazione, gestione e manutenzione;
- riduzione della concentrazione di linee e correnti in un unico punto: la distribuzione su due quadri limita il numero di linee entranti e le correnti complessive gestite da ciascun quadro, migliorando l'organizzazione dell'impianto e la gestione dei dispositivi lato DC.

La ripartizione delle stringhe sui due quadri di campo è stata effettuata considerando la disposizione planimetrica delle falde e la necessità di mantenere un'organizzazione coerente dei sottocampi, definendo Quadro di Campo 1 (QdC1 – lato Ovest) e Quadro di Campo 2 (QdC2 – lato Est).

A valle della definizione dei due quadri di campo, si procede alla ripartizione delle falde e delle relative stringhe tra QdC1 QdC2. Tale suddivisione è stata condotta mantenendo coerenza con la disposizione planimetrica delle coperture e perseguendo un bilanciamento del numero di stringhe, con l'obiettivo di razionalizzare i percorsi di posa e contenere le lunghezze complessive delle linee in corrente continua.

Quadro di campo	Falde associate
QdC1 -lato Ovest	falde 11-14, falda 3, falda 2 (79 moduli)
QdC2 – lato Est	falde 4-10, falda 1, falda 2 (182 moduli)

Tabella 7: Ripartizione delle falde sui quadri di campo (QdC)

La configurazione planimetrica risultante dalla suddivisione sopra descritta è riportata nella figura seguente, nella quale sono evidenziati con differente codifica cromatica i due quadri di campo individuati (QdC1-lato Ovest e QdC2-lato Est).

La figura consente di visualizzare in modo immediato l'organizzazione dei sottocampi e la coerenza tra la ripartizione delle falde e la posizione del locale tecnico, evidenziando come la distribuzione delle stringhe sia stata impostata secondo un criterio di prossimità e razionalizzazione dei percorsi di posa.

La rappresentazione evidenzia inoltre il bilanciamento complessivo dell'impianto tra i due quadri di campo e la ripartizione dei moduli della falda due tra i due sottocampi.

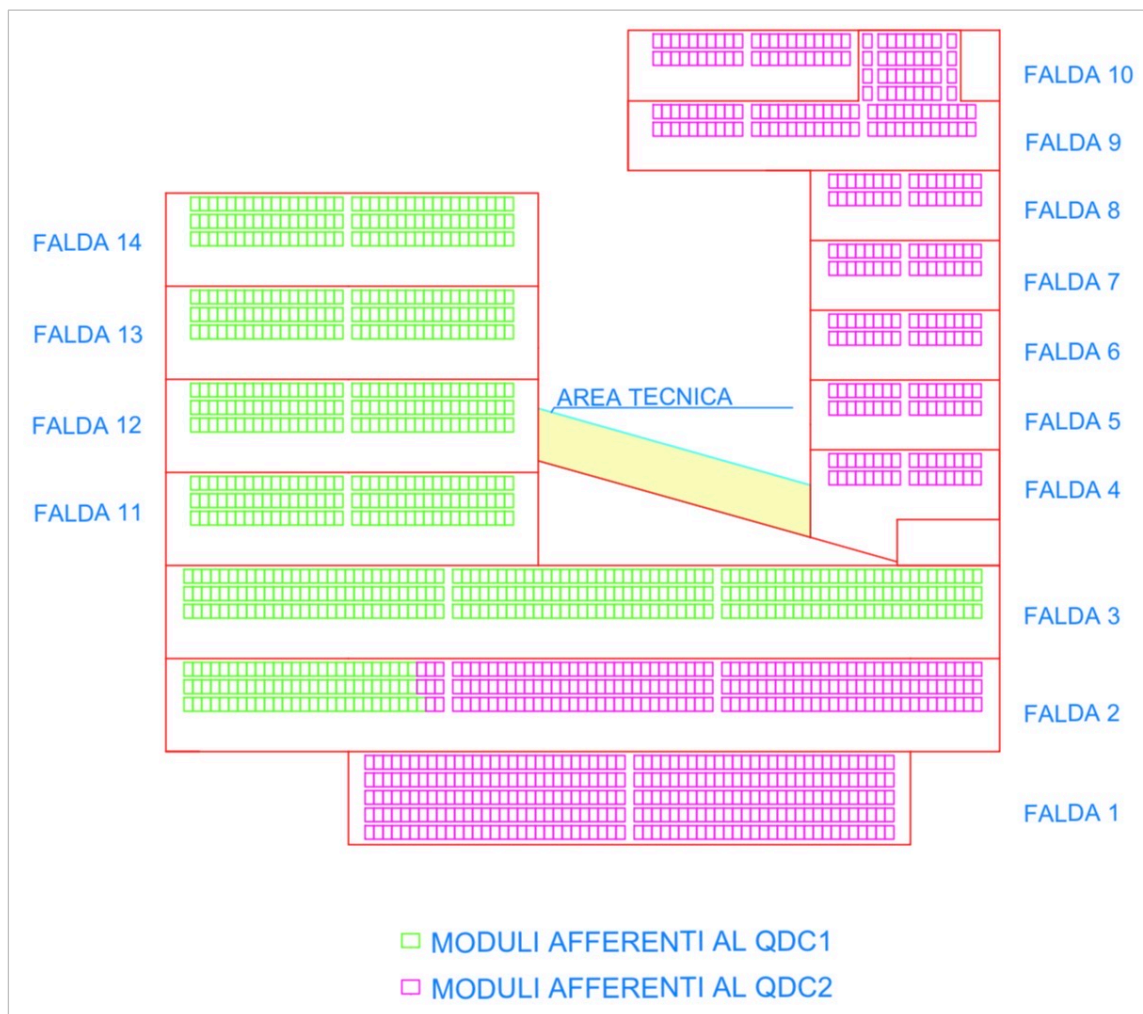


Figura 60: Ripartizione planimetrica dei moduli tra i quadri di campo QdC1 e QdC2

Sulla base della configurazione planimetrica illustrata nella figura precedente, si procede alla definizione quantitativa delle stringhe associate a ciascun quadro di campo.

Per ciascun sottocampo vengono riportati il numero di stringhe, la relativa configurazione in termini di moduli per stringa, il totale dei moduli installati e la corrispondente potenza lato corrente continua.

Tale riepilogo consente di verificare il corretto bilanciamento dell'impianto tra QdC1 e QdC2 e la coerenza con la potenza nominale complessiva di progetto.

Quadro di campo	Numero stringhe	Configurazione stringhe	Totale moduli	Potenza DC [kWp]
QdC1	38	38 x 20 moduli	760	357,20
QdC2	39	38 x 20 moduli + 1x18 moduli	778	365,66
Totale impianto	77	(76 x 20) + (1 x 18)	1538	722,86

Tabella 8: Configurazione delle stringhe e ripartizione della potenza DC sui quadri di campo

Definita la configurazione delle stringhe e la relativa ripartizione della potenza lato corrente continua sui due quadri di campo, si procede alla stima delle lunghezze complessive delle linee DC afferenti a ciascun sottocampo. Le lunghezze sono state determinate sulla base dei percorsi di posa individuati in fase di progettazione planimetrica, adottando un margine prudenziale del 15% al fine di tenere conto di tolleranze esecutive e adattamenti in fase di installazione.

Quadro di campo	Lunghezza stimata [m]	Margine 15%	Lunghezza di progetto [m]
QdC1	1740	+15%	2000
QdC2	1695	+15%	1950
Totale	3435	-	3950

Tabella 9: Lunghezze di progetto delle linee DC per QdC1 e QdC2

Definite le lunghezze di progetto delle linee in corrente continua afferenti ai due quadri di campo in Tabella 9, si procede al dimensionamento delle linee lato DC, adottando i parametri elettrici del modulo e la configurazione delle stringhe definita in precedenza.

Le verifiche sono svolte separatamente per i collegamenti di stringa e per le dorsali principali verso il locale tecnico, considerando le rispettive lunghezze di progetto e le correnti effettivamente circolanti nei diversi tratti di impianto.

Dimensionamento dei cavi di stringa

Il dimensionamento dei cavi di stringa riguarda i collegamenti in corrente continua tra ciascuna stringa di moduli fotovoltaici e il quadro di campo di competenza, ubicato nel locale tecnico. Tali conduttori convogliano la corrente generata da una singola stringa e risultano pertanto percorsi esclusivamente dalla corrente della stringa stessa.

Il dimensionamento è effettuato assumendo una sezione preliminare pari a 6 mm² per conduttori in rame di tipo H1Z2Z2-K. La verifica è condotta controllando preliminarmente il criterio termico, ovvero la compatibilità tra la corrente di progetto della stringa e la portata ammissibile del conduttore, e successivamente il criterio elettrico, relativo alla caduta di tensione lungo la linea, al fine di garantire il rispetto dei limiti prestazionali previsti.

Verifica del criterio termico

Come accennato, per il corretto dimensionamento delle linee in corrente continua è necessario verificare che:

$$I_b \leq I_z$$

dove:

- I_b è la corrente di impiego;
- I_z è la portata di corrente ammissibile del cavo nelle condizioni di posa previste, considerando l'installazione dei cavi di stringa in canalina con possibile raggruppamento di più circuiti e limitata ventilazione, configurazione che comporta condizioni termiche più gravose rispetto alla posa in aria libera. I valori di portata ammissibile sono determinati sulla base delle tabelle normative CEI, in funzione della tipologia di cavo e delle condizioni di posa considerate.

Per applicazioni fotovoltaiche la corrente di impiego è assunta pari a:

$$I_b = 1,25 \cdot m \cdot I_{sc}$$

dove:

- 1,25 è il coefficiente cautelativo previsto per tener conto delle condizioni di irraggiamento elevato ($G \geq 1000 \text{ W/m}^2$);
- m è il numero di stringhe in parallelo lungo il tratto considerato. Nel caso dei cavi di stringa, non essendo presenti paralleli tra stringhe prima del quadro di campo, si assume $m=1$;
- I_{sc} è la corrente di corto circuito del modulo in condizioni STC, che per il modulo considerato è pari a 14,32 A.

Sostituendo i valori :

$$I_b = 1,25 \cdot 1 \cdot 14,32 = 17,90 \text{ A}$$

Si procede ora alla determinazione della portata di corrente ammissibile I_z ; assumendo il valore della portata di corrente nominale in condizioni standard per la sezione considerata pari a $I_{z,0} = 44 \text{ A}$ ed un coefficiente di riduzione cautelativo K pari a 0,8 (comprendente condizioni di posa, temperatura ambiente ed eventuale raggruppamento) ottenendo:

$$I_z = K \cdot I_{z,0} = 0,8 \cdot 44 = 35,2 \text{ A}$$

Pertanto, risulta: $I_b \leq I_z \rightarrow 17,90 \text{ A} \leq 35,2 \text{ A}$

L'esito della verifica evidenzia come la sezione inizialmente assunta (6 mm^2) risulti ampiamente sovradimensionata rispetto alla corrente di impiego della singola stringa. Al fine di ottimizzare la scelta della sezione, si valuta pertanto una sezione inferiore, pari a 4 mm^2 . Si procede pertanto alla verifica del criterio elettrico, mediante il controllo della caduta di tensione lungo il collegamento di stringa. Qualora anche tale verifica risulti soddisfatta, la sezione pari a 4 mm^2 potrà essere assunta come sezione definitiva per i cavi di stringa.

Verifica del criterio elettrico (caduta di tensione)

Ai fini del corretto dimensionamento delle linee in corrente continua, è necessario verificare che la caduta di tensione lungo la linea rispetti i limiti prestazionali assunti in fase di progetto, ovvero che:

$$\Delta V\% \leq \Delta V\%_{amm}$$

dove:

- $\Delta V\%$ è la caduta di tensione percentuale della linea;
- $\Delta V\%_{amm}$ è la caduta di tensione percentuale massima ammissibile, pari a 1,5%.

Il valore limite adottato implica che la perdita di tensione lungo il collegamento non debba superare l'1,5% della tensione di esercizio della stringa, al fine di contenere le perdite di potenza e garantire un corretto funzionamento del sistema.

La caduta di tensione lungo una linea in corrente continua è calcolata secondo la seguente relazione:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V}{V_{mpp}} \cdot 100 = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{S \cdot V_{mpp}} \cdot 100$$

dove:

- ρ è la resistività del rame ($\rho \approx 0,0178 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$);
- L è la lunghezza del collegamento (tratta monodirezionale) [m];
- I è la corrente di progetto del tratto (per i cavi di stringa coincide con la corrente della singola stringa);
- S è la sezione del conduttore [mm^2];
- $V_{mpp, str}$ è la tensione di lavoro della stringa in MPP [V].

Nel caso in esame, la tensione di riferimento per il calcolo della caduta percentuale è la tensione di stringa al punto di massima potenza, pari a $V_{mpp, str} = 20 \cdot 34,74 = 694,8 \text{ V}$. La corrente di esercizio del tratto coincide con la corrente della singola stringa, assunta pari a $I \approx I_{mpp} = 13,54 \text{ A}$. Ai fini del calcolo si adotta una lunghezza media monodirezionale del collegamento pari a:

$$L_{med} = \frac{3950}{77} = 51,3 \text{ m}$$

Sostituendo nella relazione:

$$\Delta V\% = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_{med} \cdot I}{S \cdot V_{mpp}} \cdot 100 = \frac{2 \cdot 0,0178 \cdot 51,3}{4 \cdot 694,8} \cdot 100 \approx 0,89 \%$$

Poiché $0,89\% \leq 1,5\%$, il criterio elettrico risulta verificato. Pertanto, la sezione di 4 mm^2 può essere assunta come sezione definitiva per i cavi di stringa (rame tipo H1Z2Z2-K).

Poiché la caduta di tensione percentuale risulta proporzionale alla lunghezza del collegamento, a partire dal caso di riferimento è possibile determinare la lunghezza massima

ammissibile per la sezione da 4 mm², imponendo il rispetto del limite progettuale $\Delta V\%_{amm} = 1,5\%$. In particolare, dalla relazione:

$$L_{max} = L_{med} \cdot \frac{\Delta V\%_{amm}}{\Delta V\%} = 51,3 \cdot \frac{1,5}{0,89} \approx 86,5 \text{ m}$$

si ottiene una lunghezza ammissibile pari a circa 86 m (tratta monodirezionale).

Poiché le lunghezze effettive delle stringhe risultano inferiori a tale valore, la sezione da 4 mm² risulta verificata anche rispetto al criterio della caduta di tensione e può pertanto essere assunta come sezione definitiva dei cavi di stringa lato DC.

A completamento della verifica, si riportano in forma sintetica i dati di progetto e i risultati ottenuti.

Parametro	Valore
Lunghezza del collegamento (tratta monodirezionale) L_{med}	51,3 m
Sezione del conduttore S	4 mm²
Resistività del rame ρ	0,0178 $\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$
Resistenza unitaria del cavo $r = \rho/S$	4,45 mΩ/m
Tensione di stringa in MPP $V_{mpp, str}$	694,8 V
Corrente della stringa in MPP I_{mpp}	13,54 A
Caduta di tensione percentuale calcolata $\Delta V\%$	0,89%
Caduta percentuale massima ammessa $\Delta V\%_{amm}$	1,5%
Lunghezza massima ammissibile ($\Delta V\% = 1,5\%$) L_{max}	86,5 m

Tabella 10: Dati di progetto e verifica della caduta di tensione dei cavi di stringa

Accertata la conformità dei cavi di stringa ai criteri termico ed elettrico, si procede al dimensionamento delle ulteriori linee dell'impianto.

Collegamenti DC tra quadri di campo e inverter

I quadri di campo QdC1 e QdC2 svolgono principalmente funzione di raccolta e attestazione delle linee provenienti dalle stringhe e di alloggiamento dei dispositivi di protezione contro le sovratensioni lato corrente continua (SPD). Poiché tra quadro di campo e inverter non sono previsti paralleli di stringa, non risulta necessario l'impiego di fusibili di stringa su tali collegamenti. Inoltre, essendo l'inverter selezionato dotato di sezionatore lato DC integrato, non si rende necessario prevedere un ulteriore dispositivo di sezionamento all'interno dei quadri di campo.

Dai quadri di campo si prosegue pertanto verso gli inverter mediante linee in corrente continua dedicate, realizzate con cavo solare da 4 mm², sezione già adottata per i collegamenti di stringa e ritenuta idonea in relazione alla corrente di impiego e alla limitata lunghezza della tratta.

3.13 COLLEGAMENTO LATO AC DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Completato il dimensionamento delle linee lato corrente continua e definita l'architettura dei quadri di campo, si procede all'analisi della sezione lato corrente alternata dell'impianto fotovoltaico. In particolare, l'attenzione è rivolta ai dispositivi di protezione installati a valle degli inverter, al dimensionamento delle linee AC e al collegamento dell'impianto al quadro generale di bassa tensione dello stabilimento.

Le linee in corrente alternata provenienti dagli inverter convergono in un quadro di parallelo lato AC, avente la funzione di raccogliere la produzione dei diversi inverter e convogliarla verso il quadro generale di bassa tensione dello stabilimento.

Il quadro di parallelo costituisce pertanto l'elemento di raccordo tra le uscite AC degli inverter e la rete elettrica interna dell'impianto, garantendo sia la raccolta dell'energia prodotta sia l'alloggiamento dei principali dispositivi di protezione e sezionamento.

Dal punto di vista costruttivo e funzionale, il quadro di parallelo lato AC è composto dai seguenti elementi principali:

- Interruttori magnetotermici differenziali dedicati a ciascun inverter, installati sulle singole linee lato corrente alternata in uscita dagli inverter e aventi la funzione di proteggere l'impianto da sovraccarichi, cortocircuiti e dispersioni verso terra;
- Sistema di sbarre trifase di parallelo, utilizzato per raccogliere le correnti provenienti dalle diverse linee degli inverter;
- Interruttore di protezione della linea principale in uscita, installato sulla linea che collega il quadro di parallelo al quadro generale di bassa tensione dello stabilimento;
- Scaricatori di sovratensione (SPD) lato corrente alternata, destinati alla protezione delle apparecchiature da sovratensioni transitorie di origine atmosferica o di manovra.

La protezione delle linee in corrente alternata provenienti dagli inverter è affidata a interruttori magnetotermici differenziali installati all'interno del quadro di parallelo lato AC. Tali dispositivi svolgono un ruolo fondamentale nella sicurezza dell'impianto elettrico, garantendo la protezione delle linee e delle apparecchiature contro sovraccarichi, cortocircuiti e correnti di dispersione verso terra.

Nel progetto in esame la protezione è realizzata mediante due dispositivi distinti installati in cascata: un interruttore magnetotermico per la protezione da sovracorrenti e un interruttore differenziale per la protezione da correnti di guasto verso terra.

La protezione magnetotermica è affidata all'interruttore **ABB S203-C50**, dispositivo trifase con corrente nominale pari a 50 A e curva di intervento C. Questo interruttore ha la funzione di proteggere la linea in uscita dall'inverter contro condizioni di sovraccarico e cortocircuito. Il funzionamento dell'interruttore magnetotermico si basa su due distinti meccanismi di intervento:

- *protezione termica*, realizzata mediante un elemento bimetallico che si deforma in presenza di sovraccarichi prolungati, determinando l'apertura del circuito al fine di evitare il surriscaldamento dei conduttori.

Tale protezione è direttamente correlata alla corrente nominale dell'interruttore, pari nel caso in esame a $I_n=50$ A, che rappresenta la corrente massima che il dispositivo può sopportare in regime permanente senza intervenire. Il coordinamento tra dispositivo di protezione e linea elettrica è verificato mediante la relazione $I_{BAC,1} \leq I_n \leq I_{ZAC,1}$, dove $I_{BAC,1}$ rappresenta la corrente di impiego

della singola linea lato corrente alternata in uscita dall'inverter, mentre $I_{ZAC,1}$ rappresenta la portata di corrente ammissibile del conduttore utilizzato per tale tratta.

Nel caso in esame, considerando per ciascun inverter una potenza nominale pari a 30 kW e una tensione concatenata di 400 V, la corrente di impiego della singola linea risulta pari a:

$$I_{BAC,1} = \frac{P}{V \cdot \cos(\phi) \cdot \sqrt{3}} \approx \frac{30000}{400 \cdot 0,95 \cdot \sqrt{3}} \approx 45,6 \text{ A}$$

Poiché risulta che $I_{BAC,1} \approx 45,6 \text{ A} < I_n = 50 \text{ A}$, la scelta di un interruttore magnetotermico con corrente nominale pari a 50 A risulta adeguata a garantire il corretto coordinamento tra dispositivo di protezione e linea elettrica.

Si evidenzia che tali grandezze si riferiscono esclusivamente alle linee di collegamento tra i singoli inverter e il quadro di parallelo lato AC, caratterizzate da uno sviluppo limitato e da correnti corrispondenti alla potenza del singolo inverter.

- *protezione magnetica*, realizzata mediante un elettromagnete che provoca l'apertura istantanea dell'interruttore in presenza di correnti di elevata entità, tipicamente associate a condizioni di cortocircuito. A differenza della protezione termica, che interviene con un certo ritardo in funzione dell'entità del sovraccarico, la protezione magnetica agisce in tempi estremamente rapidi al superamento di una certa soglia di corrente. Nel caso in esame l'interruttore presenta curva di intervento C, caratterizzata da una soglia di intervento magnetico compresa tra 5 e 10 volte la corrente nominale del dispositivo. Considerando la corrente nominale dell'interruttore pari a $I_n=50 \text{ A}$, l'intervento magnetico avviene pertanto per correnti comprese indicativamente tra 250 A e 500 A, garantendo una rapida interruzione della corrente di cortocircuito e la conseguente protezione della linea e delle apparecchiature collegate.

La protezione contro le correnti di guasto verso terra è affidata ad un interruttore differenziale **ABB F204 A-63/0,1**, installato a valle dell'interruttore magnetotermico. Questo dispositivo ha la funzione di rilevare eventuali correnti di dispersione verso terra e di interrompere il circuito qualora tali correnti superino la soglia di intervento prefissata, riducendo il rischio di contatti indiretti e contribuendo alla protezione dell'impianto.

Il principio di funzionamento dell'interruttore differenziale si basa sul confronto tra la corrente che entra nel circuito e quella che ne esce. In condizioni di funzionamento normale la somma vettoriale delle correnti che attraversano i conduttori attivi risulta nulla; qualora si verifichi una dispersione verso terra, ad esempio a causa di un guasto dell'isolamento, si genera una differenza tra le correnti entranti ed uscenti che viene rilevata dal dispositivo.

Al superamento della corrente differenziale di intervento, indicata con $I_{\Delta n}$, l'interruttore provoca l'apertura del circuito.

Nel caso in esame è stato selezionato un dispositivo con corrente differenziale nominale pari a 0,1 A (100mA), valore adeguato alla protezione contro i guasti verso terra nelle linee di distribuzione dell'impianto fotovoltaico.

L'interruttore differenziale adottato è di tipo A, quindi in grado di rilevare sia correnti differenziali sinusoidali in corrente alternata sia correnti pulsanti unidirezionali. Tale scelta risulta adeguata nel caso degli impianti fotovoltaici equipaggiati con inverter moderni, nei quali i sistemi elettronici di conversione sono generalmente dotati di dispositivi interni di monitoraggio delle correnti di guasto in corrente continua.

La corrente nominale dell'interruttore differenziale è pari a 63 A, valore superiore alla corrente nominale dell'interruttore magnetotermico installato a monte, pari a 50 A.

Tale scelta è coerente con i criteri di coordinamento tra dispositivi di protezione, poiché l'interruttore differenziale non è destinato alla protezione contro le sovracorrenti ma esclusivamente alla rilevazione delle correnti di guasto verso terra. Per questo motivo la sua corrente nominale deve risultare pari o superiore a quella del dispositivo magnetotermico che lo precede.



Figura 61: dispositivi di protezione lato AC: interruttore magnetotermico e differenziale

Nel quadro lato corrente alternata è prevista l'installazione di dispositivi di protezione contro le sovratensioni (**SPD – Surge Protection Device**), con la funzione di proteggere inverter, cavi e apparecchiature elettriche da sovratensioni transitorie di origine atmosferica o di manovra.

Tali sovratensioni possono essere generate, ad esempio, da fulminazioni indirette sulla rete elettrica o da commutazioni sulla rete di distribuzione, causando picchi di tensione che possono danneggiare i componenti dell'impianto.

Lo SPD interviene limitando il valore della sovratensione, deviando verso terra la corrente impulsiva e mantenendo la tensione entro valori compatibili con l'isolamento delle apparecchiature.

Nel caso in esame la protezione contro le sovratensioni è realizzata mediante l'installazione di uno scaricatore di sovratensione **ABB OVR T2 40-275 3N di tipo II**, dispositivo idoneo per sistemi trifase con neutro e installato all'interno del quadro di parallelo lato corrente alternata, in modo da garantire la protezione di tutte le linee provenienti dagli inverter.

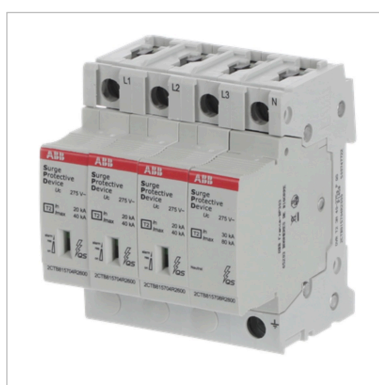


Figura 62: Scaricatore di sovratensione (SPD) ABB OVR T2 40-275 3N di tipo II

Definita la configurazione del quadro di parallelo lato corrente alternata e i relativi dispositivi di protezione, sezionamento e raccolta delle linee provenienti dagli inverter, si procede al dimensionamento della linea principale che collega il quadro di parallelo al quadro generale di bassa tensione dello stabilimento.

La lunghezza della linea è stata stimata mediante misurazione su mappa, simulando un possibile percorso di posa in canalina lungo le strutture dell'edificio. Come mostrato nella figura seguente, la distanza così ottenuta risulta pari a circa 94 m. Considerando tuttavia il percorso reale dei cavi, i tratti di risalita e discesa verso i quadri elettrici e un opportuno margine installativo, ai fini del dimensionamento viene cautelativamente assunta una lunghezza di progetto pari a 110 m.



Figura 63: Stima della lunghezza della linea tra quadro di parallelo e quadro generale BT.

Nota la potenza complessiva dell'impianto e la tensione del sistema trifase, è possibile determinare la corrente di impiego della linea principale mediante la seguente relazione:

$$I_B = \frac{P}{V \cdot \cos(\varphi) \cdot \sqrt{3}}$$

dove:

- P rappresenta la potenza complessiva lato corrente alternata dell'impianto;
- V è la tensione concatenata del sistema trifase;
- $\cos(\varphi)$ è il fattore di potenza del sistema, definito come il rapporto tra la potenza attiva e la potenza apparente, rappresentativo dello sfasamento tra tensione e corrente.

Nel caso in esame, considerando una potenza complessiva dell'impianto pari a 600 kW, ottenuta dalla presenza di 20 inverter trifase da 30 kW ciascuno, e una tensione concatenata pari a 400 V, assumendo un fattore di potenza pari a $\cos(\varphi) = 0,95$, valore rappresentativo del funzionamento dell'impianto e coerente con quanto osservato dall'analisi dei consumi elettrici; la corrente di impiego della linea principale lato corrente alternata, indicata nel seguito con $I_{BAC,2}$, risulta pari a:

$$I_{BAC,2} = \frac{600000}{400 \cdot 0,95 \cdot \sqrt{3}} \approx 911,6 \text{ A}$$

Considerata l'elevata corrente in gioco, la linea principale non può essere realizzata mediante un conduttore unico per fase; si adotta pertanto una configurazione con tre cavi unipolari in parallelo per ciascuna fase, ciascuno avente sezione pari a 240 mm^2 . In tale configurazione, la corrente che interessa ciascun cavo risulta pari a:

$$I_{cavo} = \frac{911,6}{3} = 303,9 \text{ A}$$

Ai fini del calcolo, la configurazione adottata, costituita da tre cavi unipolari in parallelo per ciascuna fase, risulta elettricamente equivalente a un unico conduttore avente sezione pari a:

$$S_{eq} = 3 \cdot 240 = 720 \text{ mm}^2$$

Verifica del criterio termico

Si procede innanzitutto alla verifica termica della linea. Assumendo per ciascun cavo unipolare di sezione pari a 240 mm^2 una portata nominale pari a $I_{Z,0} = 490 \text{ A}$, determinata in condizioni standard di posa in canalina in aria e riferita a tre conduttori attivi, si adotta cautelativamente un coefficiente di riduzione pari a $K = 0,8$, al fine di tenere conto della presenza di più cavi all'interno della stessa canalizzazione, comprensiva anche dei conduttori di neutro e protezione.

$$I_{ZAC,2} = K \cdot I_{Z,0} = 0,8 \cdot 490 = 392 \text{ A}$$

Poi si procede alla verifica del criterio termico della linea, che richiede il rispetto della relazione:

$$I_{cavo} \leq I_{ZAC,2},$$

nel caso in esame risulta verificato in quanto: $303,9 \text{ A} < 392 \text{ A}$

Verifica del criterio elettrico (caduta di tensione)

Si procede quindi alla verifica della caduta di tensione della linea principale. Per una linea trifase, considerando anche il contributo della potenza reattiva, la caduta di tensione relativa può essere espressa come:

$$\frac{\Delta V}{V} = [((P \cdot R_L) / 3) - ((Q \cdot X_L) / 3) \cdot L] / V^2$$

Si evidenzia che, assumendo il funzionamento dell'inverter in modalità capacitiva, la potenza reattiva erogata presenta segno negativo rispetto al comportamento tipico dei carichi induttivi. Di conseguenza, il contributo della componente reattiva alla caduta di tensione si sottrae a quello della componente resistiva, come evidenziato nella relazione sopra riportata.

Dove:

- P = 600 kW è la potenza attiva;
- Q è la potenza reattiva, determinata a partire dal fattore di potenza:
 $Q = P \cdot \tan(\varphi) \approx 197 \text{ kVAr};$
- R_L è la resistenza del cavo per unità di lunghezza, assunta da tabelle UNEL 35023-70 per conduttori in rame a 80°C:
 $R_L = 0,0943 \text{ m}\Omega/\text{m};$
- X_L è la reattanza del cavo per unità di lunghezza, assunta da tabella UNEL 35023-70 per conduttori in rame a 80°C:
 $X_L = 0,0895 \text{ m}\Omega/\text{m};$
- L = 110 m è la lunghezza della linea tra quadro di parallelo e quadro generale;
- V è la tensione concatenata del sistema trifase.

Sostituendo i valori nella formula precedente si ottiene:

$$\begin{aligned} \frac{\Delta V}{V} &= \{ [((600000 \cdot 9,43 \cdot 10^{-5}) / 3) - ((197000 \cdot 8,95 \cdot 10^{-5}) / 3)] \cdot 110 \} / (400)^2 \\ &= 0,00892 \approx 0,89\% \end{aligned}$$

Il valore ottenuto risulta inferiore al limite progettuale assunto pari a 1,5% per la dorsale principale, pertanto, il criterio elettrico della linea risulta verificato.

I parametri adottati per il calcolo della caduta di tensione e i relativi valori assunti sono riepilogati nella Tabella seguente.

Parametro	Valore
Lunghezza della linea L	110 m
Sezione equivalente del conduttore S_{eq}	720 mm²
Potenza attiva P	600 kW
Fattore di potenza cos(φ)	0,95
Potenza reattiva Q	197 kVAr
Resistenza del cavo R_L	0,0943 mΩ/m
Reattanza del cavo X_L	0,0895 mΩ/m
Corrente della linea I_{BAC,2}	911,6 A
Tensione concatenata V	400 V
Caduta di tensione percentuale calcolata ΔV%	0,89 %
Caduta percentuale massima ammessa ΔV%_{amm}	1,5%

Tabella 11: Parametri di calcolo e verifica della caduta di tensione della dorsale AC

In aggiunta alle verifiche relative al dimensionamento e alla caduta di tensione della dorsale AC, risulta necessario considerare anche gli aspetti legati alla protezione della linea. In particolare, la linea di collegamento tra il quadro di parallelo degli inverter e il quadro generale di bassa tensione deve essere opportunamente protetta mediante un dispositivo di protezione e sezionamento installato in prossimità del punto di connessione al quadro generale. Considerata la corrente di impiego della linea pari a $I_{BAC,2} = 866$ A, si prevede

l'adozione di un interruttore automatico trifase con corrente nominale pari a 1000 A, valore superiore alla corrente di esercizio della linea, in accordo con i criteri di coordinamento tra linea e dispositivo di protezione previsti dalla normativa tecnica.

Dal punto di vista installativo, i cavi di collegamento dell'impianto fotovoltaico, sia lato corrente continua, sia lato corrente alternata, sono posati all'interno di apposite canaline e sistemi di supporto idonei a garantire un'installazione ordinata, sicura e facilmente ispezionabile. La scelta e la posa dei cavi avvengono nel rispetto delle prescrizioni della norma CEI 64-08, con particolare riferimento ai criteri di installazione dei conduttori e alla protezione contro i rischi di incendio. Inoltre, i cavi utilizzati, sono conformi al Regolamento CPR (Construction Products Regulation – UE 305/2011) relativo alla reazione al fuoco dei prodotti da costruzione, garantendo adeguati livelli di sicurezza in caso di incendio. Tali accorgimenti consentono di assicurare adeguati standard di sicurezza elettrica e antincendio per l'intero sistema di distribuzione dell'impianto.

Concluse le verifiche relative al dimensionamento, alla protezione e alle modalità di installazione delle linee elettriche dell'impianto fotovoltaico, è possibile considerare definita la progettazione del sistema di collegamento elettrico tra i diversi componenti dell'impianto. Nel capitolo successivo si procederà quindi all'analisi e al dimensionamento del sistema di accumulo elettrochimico (BESS), finalizzato all'ottimizzazione della gestione energetica dell'impianto.

CAPITOLO 4

PROGETTAZIONE E DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA DI ACCUMULO (BESS)

4.1 ANALISI DEL PROFILO ENERGETICO DELL'UTENZA

Al fine di valutare l'integrazione di un sistema di accumulo elettrochimico, è necessario analizzare il profilo energetico dell'utenza e confrontarlo con la produzione dell'impianto fotovoltaico progettato.

A tal proposito, sono stati considerati esclusivamente i dati di consumo relativi ai mesi successivi al trasferimento dello stabilimento avvenuto nell'ottobre 2024, in quanto i dati precedenti non risultano rappresentativi dell'attuale configurazione impiantistica.

Dall'analisi delle bollette disponibili si ricava un consumo energetico medio mensile dell'ordine di circa 56-59 MWh, valore assunto come riferimento per le valutazioni successive.

Considerando le modalità operative dell'azienda, caratterizzate da un'attività lavorativa pari a 11 ore giornaliere nei giorni feriali (dal lunedì al venerdì), con l'aggiunta di attività lavorativa nella giornata di sabato per 5 ore, si stima un numero complessivo di ore di funzionamento mensile pari a 240 ore.

Sulla base dei dati di consumo mensile e del numero di ore di funzionamento stimato, è possibile ricavare una potenza media assorbita dall'utenza pari a:

$$P_{\text{media}} = E_{\text{mese}} / t_{\text{mese}}$$

dove:

- E_{mese} rappresenta il consumo energetico mensile (kWh), assunto pari a 57,5 MWh = 57500 kWh;
- t_{mese} rappresenta il numero di ore di funzionamento nel mese (h), assunto pari a 240 h.

Sostituendo i valori assunti, si ottiene:

$$P_{\text{media}} = \frac{57500}{240} \approx 240 \text{ kW}$$

Tale valore rappresenta una stima della potenza media richiesta durante le ore di attività dell'azienda.

In Figura 64 è riportato il confronto tra la produzione fotovoltaica mensile stimata e il consumo energetico totale dell'utenza nei mesi considerati.

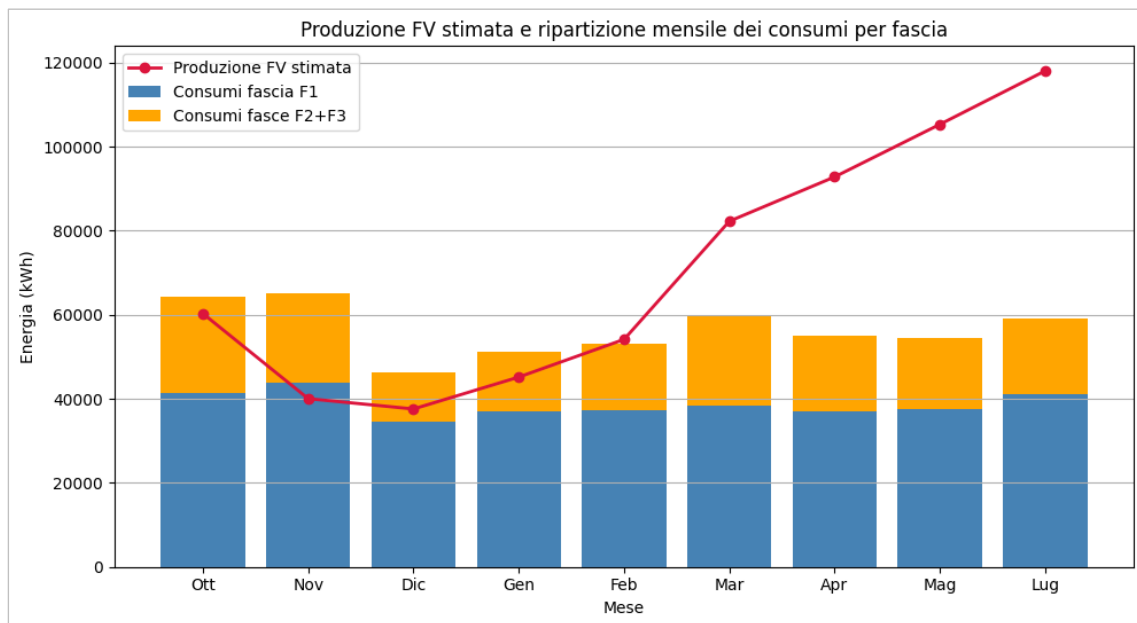


Figura 64: Confronto tra produzione fotovoltaica mensile e consumo energetico dell'utenza

La Figura 64 mette in luce una significativa variabilità stagionale della producibilità dell'impianto. In particolare, nei mesi estivi, caratterizzati da maggiore irraggiamento solare, la produzione risulta superiore al fabbisogno energetico dell'utenza, generando una potenziale eccedenza di energia, mentre nei mesi invernali la produzione non è sufficiente a coprire il consumo, rendendo necessario il prelievo dalla rete elettrica.

Tale comportamento evidenzia come, pur in presenza di una produzione annua complessivamente elevata, sussista un disallineamento energetico tra generazione e fabbisogno, che giustifica l'integrazione di un sistema di accumulo elettrochimico finalizzato a incrementare l'autoconsumo dell'energia prodotta.

4.2 DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA DI ACCUMULO

A partire dal consumo energetico medio mensile precedentemente stimato, pari a 57,5 MWh, è possibile ricavare un valore medio giornaliero del fabbisogno energetico:

$$E_{\text{acc}} = E_{\text{mese}} / 30 \approx 1,92 \text{ MWh} \Rightarrow 2 \text{ MWh}$$

Il valore di capacità individuato rappresenta una stima dell'energia utile che il sistema di accumulo deve rendere disponibile all'utenza. Tenendo conto della profondità di scarica ammissibile e del rendimento complessivo del sistema di accumulo, la capacità nominale richiesta può essere espressa come:

$$E_{\text{BESS}} = (E_{\text{acc}}) / (\text{DoD} \cdot \eta)$$

Assumendo valori tipici per sistemi agli ioni di litio pari a $\text{DoD} = 0,90$ e $\eta = 0,95$, si ottiene:

$$E_{\text{BESS}} = \frac{2}{(0,9 \cdot 0,95)} \approx 2,34 \text{ MWh}$$

Tale valore rappresenta la capacità nominale del sistema di accumulo necessaria a garantire l'energia utile richiesta.

Ai fini della realizzazione del sistema di accumulo, si considera l'impiego di unità modulari agli ioni di litio di tipo containerizzato, adatte ad applicazioni in ambito commerciale e industriale. In particolare, si fa riferimento a sistemi della serie Sungrow PowerStack, modello ST255CS-2H, ciascuna unità caratterizzata da una capacità nominale pari a 257 kWh. Le principali caratteristiche tecniche del sistema di accumulo considerato sono riportate nella scheda tecnica mostrata in Figura 65.

Type designation	ST255CS-2H
DC side	
Cell type	LFP 3.2 V / 314 Ah
System battery configuration	256S1P
Nominal capacity	257 kWh
Nominal voltage range	691.2 V ~ 934.4 V
Depth of charge and discharge	0 % ~ 100 %
AC side (On-Grid)	
Nominal power	125 kW
Nominal voltage	400 V
Access way	3P4L
Voltage range	340 V ~ 440 V
Nominal frequency	50 Hz / 60Hz
Frequency range	45 Hz ~ 55 Hz / 55 Hz ~ 65 Hz
Max.TH.D of current	≤ 3 % (Nominal power)
DC component	≤ 0.5 % (Nominal power)
Power factor range	1.0 leading ~ 1.0 lagging
AC side (Off-Grid)	
Nominal AC voltage	400 V
Nominal AC frequency	50 Hz / 60Hz
Max.TH.D of voltage	3 % (Linear load)
Unbalance load capacity	100 %
System parameter	
Dimensions (W * H * D)	1150 mm * 2450 mm * 1610 mm
Weight	≤ 3200 kg
Degree of protection	IP55
Auxiliary power supply	Internal power supply (Default) External power supply (Optional)
Anti-corrosion degree	C4 (Default) C5 (Optional)
Operation humidity range	0 % ~ 100 %
Operation temperature range	-30 °C ~ 50 °C (> 45 °C derating)
Max. operating altitude	3000 m
Temperature control method	Intelligent liquid cooling
Noise	≤ 65 dB @ 1 m
Fire suppression system	Combustible gas detector, Smoke detector, Heat detector, Alarm sounder, Hot aerosol fire extinguishing equipment
Communication interface	Ethernet
Communication protocol	Modbus TCP
Standard	IEC 62619, IEC 63056, IEC 62040, IEC 62477, IEC 61000, IEC 62933, UN 38.3
Max.Parallel quantity	On-Grid: 25 pcs Off-Grid: 10 pcs

Figura 65: Scheda tecnica del sistema di accumulo Sungrow PowerStack ST255CS-2H

Sulla base della capacità complessiva richiesta, precedentemente stimata pari a circa 2,34 MWh, il numero di unità necessarie risulta pari a:

$$N_{\text{unità}} = \frac{2,34}{0,257} \approx 9,1$$

Si adotta pertanto una configurazione costituita da 10 unità, per una capacità complessiva installata pari a 2,57 MWh, in grado di soddisfare il fabbisogno energetico previsto con un adeguato margine di sicurezza.

Al fine di fornire una visione sintetica dei principali parametri del sistema di accumulo individuato, si riporta di seguito un riepilogo delle caratteristiche progettuali adottate.

Parametro	Valore
Modello sistema di accumulo	Sungrow PowerStack ST255CS-2H
Capacità nominale unità	257 kWh
Numero di unità	10
Capacità totale installata	2,57 MWh
Tipologia sistema	Sistema modulare agli ioni di litio
Configurazione	Accoppiamento lato AC

Tabella 12: Riepilogo dei parametri principali del sistema di accumulo dimensionato

In termini di autonomia, è possibile stimare il tempo di copertura del fabbisogno energetico mediante la relazione:

$$t_{\text{aut}} = E_{\text{acc}} / P_{\text{media}} = \frac{2570}{240} \approx 10,7 \text{ h}$$

dove t_{aut} rappresenta il tempo di autonomia del sistema di accumulo. Sulla base della capacità complessiva installata pari a 2570 kWh (2,57 MWh), si ottiene quindi un'autonomia dell'ordine di circa 10-11 ore in condizioni medie di esercizio. Tale valore risulta coerente con l'obiettivo progettuale di coprire una parte significativa dei consumi nelle ore non servite dalla produzione fotovoltaica.

Definite le principali scelte progettuali relative al sistema di accumulo, nel capitolo successivo si procede alla valutazione economica dell'intervento, con particolare riferimento ai costi di investimento e ai tempi di ritorno.

CAPITOLO 5

ANALISI ECONOMICA DEL PROGETTO

5.1 VALUTAZIONE ECONOMICA DELL'IMPIANTO

A valle della progettazione tecnica dell'impianto, si rende necessaria un'analisi economica finalizzata a valutarne la sostenibilità e la convenienza nel tempo, in relazione ai costi di investimento, ai risparmi energetici conseguibili e agli eventuali meccanismi incentivanti applicabili.

Ai fini della presente analisi, il costo di investimento dell'impianto viene stimato mediante un approccio semplificato basato su costi unitari medi di mercato. In particolare, i costi sono espressi in €/kWp per il sistema fotovoltaico e in €/kWh per il sistema di accumulo. Tale metodologia consente di ottenere una valutazione preliminare dell'investimento, coerente con la fase progettuale sviluppata, pur in assenza di un computo metrico estimativo di dettaglio. I risultati della stima sono riportati nella tabella seguente.

È opportuno distinguere i costi di investimento iniziale (CAPEX) e i costi operativi annuali (OPEX), i quali consentono di caratterizzare il profilo economico dell'impianto lungo il suo ciclo di vita.

Il CAPEX (Capital Expenditure) rappresenta l'investimento iniziale necessario per la realizzazione dell'impianto e comprende i costi relativi alla fornitura dei moduli fotovoltaici, degli inverter, delle strutture di supporto, dei quadri elettrici, dei cavi, nonché le attività di installazione, progettazione e pratiche autorizzative.

L'OPEX (Operational Expenditure) rappresenta invece i costi operativi annuali dell'impianto, comprendenti le attività di manutenzione ordinaria e straordinaria, eventuali costi assicurativi e altri oneri di gestione. In assenza di dati specifici, tali costi sono stati stimati in maniera cautelativa pari all'1% annuo del costo di investimento, in linea con i valori tipici per impianti fotovoltaici industriali.

I principali costi unitari di investimento (CAPEX) adottati per la valutazione economica dell'impianto sono riportati nella tabella seguente.

Voce	Unità di misura	Valore
Impianto fotovoltaico	€/kWp	1050
Sistema di accumulo	€/kWh	200

Tabella 13: Costi unitari di investimento (CAPEX) adottati per impianto fotovoltaico e sistema di accumulo

A partire dai costi unitari riportati, è possibile stimare il costo complessivo di investimento in funzione del dimensionamento dell'impianto.

Voce	Quantità	Costo unitario	Costo totale
Impianto fotovoltaico	722,9 kWp	1050 €/kWp	759.000 €
Sistema di accumulo	2570 kWh	200 €/kWh	514.000 €
Totale CAPEX			1.273.000 €

Tabella 14: Calcolo del costo complessivo di investimento (CAPEX) sulla base dei costi unitari adottati

Dall'analisi dei costi complessivi emerge come il sistema di accumulo rappresenti una componente economicamente molto rilevante dell'investimento, con un'incidenza dello stesso ordine di grandezza rispetto a quella dell'impianto fotovoltaico. Tale aspetto evidenzia la necessità di valutare con attenzione l'effettiva convenienza dell'integrazione del sistema BESS, che sarà oggetto di approfondimento nell'analisi economica successiva.

Oltre ai costi di investimento iniziali, è necessario considerare anche i costi operativi annuali (OPEX), associati alla gestione e manutenzione dell'impianto nel corso della sua vita utile. Nel presente elaborato, tali costi sono stati stimati in maniera semplificata come una percentuale dell'investimento iniziale, assumendo un valore pari all'1% annuo del costo complessivo dell'impianto. Tale approccio consente di rappresentare in modo sintetico i costi di esercizio e manutenzione, mantenendo al contempo una buona coerenza con i valori riportati in letteratura per impianti di analoga tipologia.

5.2 ANALISI DEI FLUSSI DI CASSA E REDDITIVITÀ DELL'INVESTIMENTO IN ASSENZA DI INCENTIVI

Nel presente paragrafo viene sviluppata l'analisi dei flussi di cassa associati all'investimento, al fine di valutarne la redditività nel corso della vita utile dell'impianto.

L'analisi è condotta considerando un orizzonte temporale pari a 25 anni, coerente con la vita utile del sistema fotovoltaico.

Al fine di valutare la convenienza economica dell'investimento, si è fatto riferimento al criterio del Valore Attuale Netto (VAN), che consente di determinare il valore attuale dei flussi di cassa generati dall'impianto nel corso della sua vita utile.

Il VAN può essere espresso mediante la seguente relazione:

$$\text{VAN} = -I_0 + \sum_{j=1}^N F_j / (1 + i)^j$$

dove:

- F_j rappresenta il flusso di cassa netto al j -esimo anno;
- i è il tasso di attualizzazione, assunto pari al 3%, valore ritenuto rappresentativo del costo del capitale per investimenti a basso rischio nel settore energetico;
- N è la vita utile dell'impianto, assunta pari a 25 anni;
- I_0 è l'investimento iniziale.

Ai fini del calcolo del VAN, risulta necessario determinare i flussi di cassa annui generati dall'impianto. I flussi di cassa annui sono determinati considerando i benefici economici derivanti dall'autoconsumo dell'energia prodotta e dalla vendita dell'eventuale energia eccedente immessa in rete, al netto dei costi operativi annui.

Il flusso di cassa annuo può essere espresso mediante la seguente relazione:

$$F_j = E \cdot [SC \cdot t_{\text{acquisto}} + (1 - SC) \cdot t_{\text{vendita}}] - \text{OPEX}$$

dove:

- E è l'energia annua prodotta dall'impianto (kWh);
- SC è la quota percentuale di energia autoconsumata (kWh);
- t_{acquisto} è il costo dell'energia prelevata dalla rete (€/kWh);

- $t_{vendita}$ è il prezzo di vendita dell'energia immessa in rete (€/kWh);
- OPEX rappresenta i costi operativi annui.

Si procede di seguito alla definizione dei valori assunti per i parametri introdotti nella relazione precedente.

- E è pari a 847624 kWh, valore corrispondente alla producibilità annua stimata dell'impianto;
- SC è assunto pari al 55%, valore rappresentativo per utenze industriali dotate di sistema di accumulo;
- $t_{acquisto}$ è il costo dell'energia elettrica prelevata dalla rete, assunto pari a 0,20 €/kWh sulla base del costo medio ricavato dall'analisi delle bollette disponibili;
- $t_{vendita}$ è il prezzo di vendita dell'energia immessa in rete, determinato sulla base dei dati del mercato elettrico (GME) relativi all'anno 2025 per la zona Nord. Il valore medio è stato valutato con riferimento alle ore centrali della giornata, rappresentative della produzione fotovoltaica, risultando pari a circa 0,10 €/kWh.

Sostituendo nella relazione precedente i valori assunti per i parametri, si ottiene:

$$F_j = 847624 \cdot [0,55 \cdot 0,20 + (1 - 0,55) \cdot 0,10] - 0,01 \cdot 1.273.000 = 118.652 \text{ €/anno}$$

Pertanto, il flusso di cassa annuo netto risulta pari a circa 118.652 €/anno. Questo valore rappresenta il beneficio economico annuale derivante dalla riduzione dei costi di acquisto dell'energia elettrica e dalla vendita dell'energia eccedente, al netto dei costi operativi.

Al fine di valutare la convenienza economica dell'investimento, i flussi di cassa annui così determinati sono stati attualizzati considerando un tasso di sconto pari al 3%. Sulla base di tali ipotesi, è stato calcolato il Valore Attuale Netto (VAN) cumulato lungo l'intero orizzonte temporale di analisi, come riportato nella tabella seguente.

Anno	Flusso di cassa (€)	VAN cumulato (€)
0	-1.273.000,00	- 1.273.000,00
1	118.651,72	- 1.157.804,16
2	118.651,72	- 1.045.963,53
3	118.651,72	- 937.380,40
4	118.651,72	- 831.959,88
5	118.651,72	- 729.609,95
6	118.651,72	- 630.241,30
7	118.651,72	- 533.767,06
8	118.651,72	- 440.102,96
9	118.651,72	- 349.167,28
10	118.651,72	- 260.880,18
11	118.651,72	- 175.163,90
12	118.651,72	- 91.942,65
13	118.651,72	- 11.142,21
14	118.651,72	67.298,51
15	118.651,72	143.456,53
16	118.651,72	217.396,36
17	118.651,72	289.182,60
18	118.651,72	358.877,98
19	118.651,72	426.543,07
20	118.651,72	492.236,12
21	118.651,72	556.013,51
22	118.651,72	617.929,92
23	118.651,72	678.038,49
24	118.651,72	736.390,88
25	118.651,72	793.099,92

Tabella 15: Flussi di cassa annui e andamento del VAN dell'impianto fotovoltaico e sistema BESS

Dai dati riportati in tabella si osserva che il VAN diventa positivo a partire dal quattordicesimo anno, individuando quindi un tempo di ritorno dell'investimento (payback

time) pari a circa 14 anni. Al termine dei 25 anni il VAN raggiunge un valore pari a 793.099,92 €.

Rapportando tale valore all'investimento iniziale $I_{0-FV+BESS}$, è possibile valutare il grado di convenienza dell'investimento σ :

$$\sigma = \frac{793099,92}{1273000} = 0,62$$

Il valore ottenuto evidenzia una redditività moderata dell'investimento, con un guadagno attualizzato pari a circa il 62% del capitale iniziale. Nonostante ciò, il tempo di ritorno rimane significativo, principalmente a causa del costo del sistema di accumulo.

A supporto dei risultati ottenuti, si riporta il grafico che mostra l'andamento del VAN e dei flussi di cassa nel tempo.

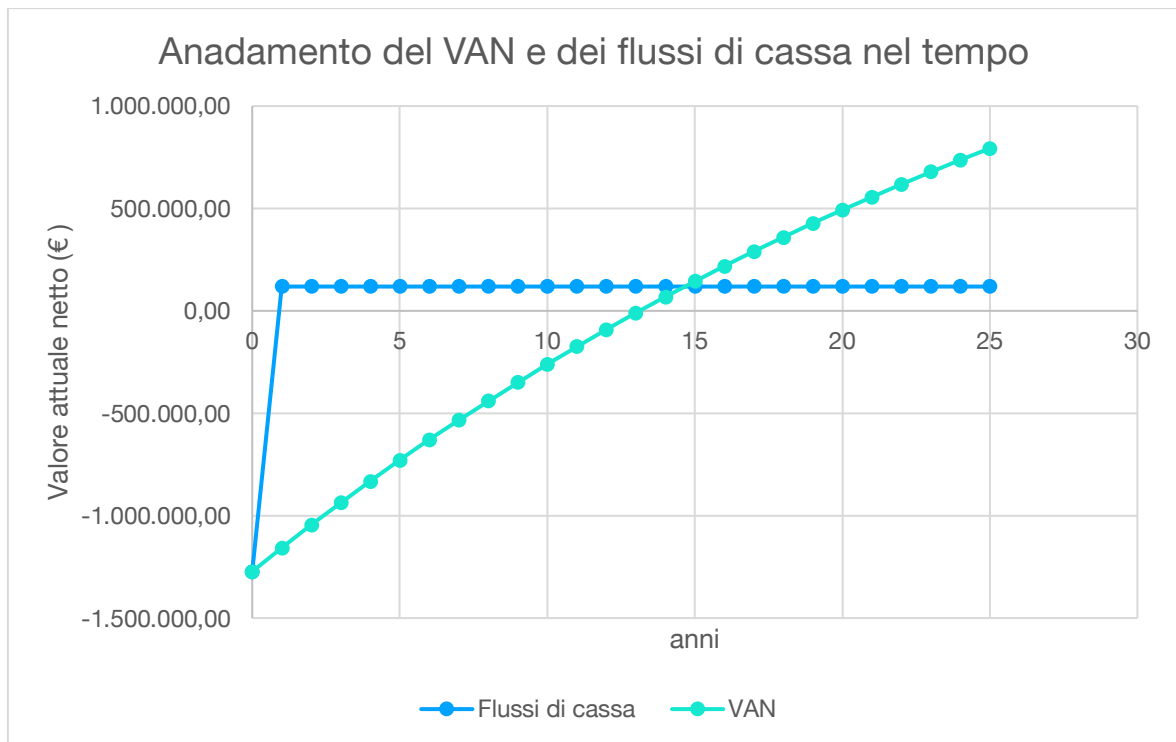


Figura 66: Andamento del VAN e dei flussi di cassa nel tempo - configurazione FV + BESS

Per una più completa valutazione dell'impatto del sistema considerato, si procede quindi a considerare una seconda configurazione, relativa al solo impianto fotovoltaico, in assenza del sistema di accumulo. I flussi di cassa annui sono stati ricalcolati applicando la medesima formulazione precedentemente introdotta, modificando opportunamente i parametri

direttamente influenzati dalla rimozione del sistema BESS. In particolare, si è considerato un costo di investimento iniziale (CAPEX) pari a quello del solo impianto fotovoltaico ($I_{0,FV}$), come precedentemente determinato, e costi operativi annui (OPEX) assunti pari all'1% del CAPEX del medesimo impianto. Inoltre, è stata adottata una quota di autoconsumo SC pari al 35%, coerentemente con quanto riportato in letteratura per impianti privi di sistema di accumulo. Sono stati invece mantenuti invariati i restanti parametri, quali la producibilità annua dell'impianto e i prezzi di acquisto e vendita dell'energia. Sulla base di tali ipotesi è stato quindi determinato il flusso di cassa annuo e il corrispondente andamento e il corrispondente andamento del VAN, riportato nella tabella seguente.

Anno	Flusso di cassa (€)	VAN cumulato (€)
0	-759.000,00	-759.000,00
1	106.839,24	-655.272,58
2	106.839,24	-554.566,35
3	106.839,24	-456.793,31
4	106.839,24	-361.868,03
5	106.839,24	-269.707,56
6	106.839,24	-180.231,38
7	106.839,24	-93.361,30
8	106.839,24	-9.021,42
9	106.839,24	72.861,96
10	106.839,24	152.361,87
11	106.839,24	229.548,79
12	106.839,24	304.489,40
13	106.839,24	377.246,64
14	106.839,24	447.879,11
15	106.839,24	516.441,29
16	106.839,24	582.983,21
17	106.839,24	647.550,70
18	106.839,24	710.185,42
19	106.839,24	770.925,62
20	106.839,24	829.806,51
21	106.839,24	886.860,51

22	106.839,24	942.115,07
23	106.839,24	995.596,83
24	106.839,24	1.047.328,11
25	106.839,24	1.101.407,47

Tabella 16: Flussi di cassa annui e andamento del VAN dell'impianto fotovoltaico in assenza di sistema di accumulo

Dai risultati riportati in Tabella 16 si osserva che il VAN diventa positivo a partire dal nono anno, individuando quindi un payback time pari a 9 anni. Al termine dei 25 anni il VAN raggiunge un valore pari a 1.101.407 €, evidenziando una redditività significativamente superiore rispetto alla configurazione comprensiva di sistema di accumulo. Il grado di convenienza dell'investimento risulta pari a:

$$\sigma = \frac{1.101.407}{759.000} = 1,45$$

Il valore ottenuto indica una buona redditività dell'investimento, risultando il guadagno attualizzato superiore all'entità del capitale iniziale. A supporto dei risultati ottenuti, si riporta il grafico che mostra l'andamento del VAN e dei flussi di cassa nel tempo per la configurazione considerata.

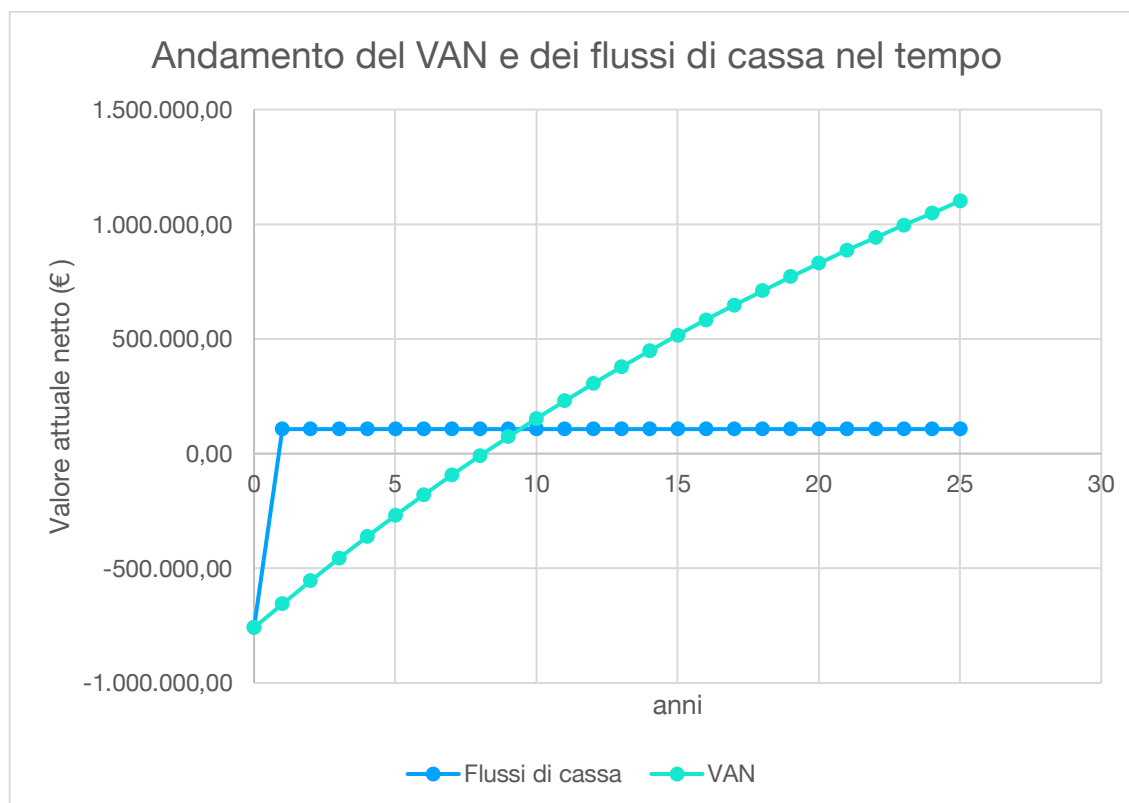


Figura 67: Andamento del VAN e dei flussi di cassa nel tempo - configurazione solo FV

In sintesi, l'analisi evidenzia come la configurazione comprensiva di sistema di accumulo, in assenza di incentivi, presenti una redditività limitata, con tempi di ritorno dell'investimento elevati rispetto alla sola soluzione fotovoltaica.

Dai risultati ottenuti emerge come la configurazione comprensiva di sistema di accumulo, in assenza di incentivi, presenti una redditività limitata, caratterizzata da un tempo di ritorno elevato e da un valore del VAN contenuto rispetto all'investimento iniziale. Al contrario, la soluzione basata sul solo impianto fotovoltaico evidenzia prestazioni economiche significativamente migliori, con un tempo di ritorno ridotto e un grado di convenienza dell'investimento maggiore. Alla luce di tali considerazioni, nel paragrafo successivo viene analizzato l'effetto dell'introduzione di meccanismi incentivanti, al fine di valutare il possibile miglioramento della sostenibilità economica dell'intervento.

5.3 ANALISI DEI FLUSSI DI CASSA E REDDITIVITÀ DELL'INVESTIMENTO IN PRESENZA DI INCENTIVI

Nel contesto della transizione energetica e della promozione delle fonti rinnovabili, il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) ha introdotto specifiche misure di incentivazione rivolte alla diffusione degli impianti fotovoltaici in configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili (CER).

In particolare, il bando prevede l'erogazione di un contributo a fondo perduto fino al 40% dei costi ammissibili di investimento per la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, a condizioni che tali impianti siano inseriti in configurazioni di condivisione dell'energia.

L'accesso del contributo è subordinato ad alcuni requisiti, tra cui la localizzazione dell'intervento in comuni con popolazione inferiore a 50.000 abitanti e la realizzazione di impianti con potenza non superiore a 1 MW. Tali condizioni risultano pienamente soddisfatte nel caso in esame, rendendo l'intervento potenzialmente idoneo all'accesso agli incentivi.

Sebbene il bando abbia avuto una prima scadenza nel novembre 2025, recenti aggiornamenti indicano una probabile rifinanziabilità della misura nel corso del 2026, con stanziamento di ulteriori risorse economiche volte a sostenere la diffusione delle configurazioni di

autoconsumo e delle comunità energetiche. Alla luce di tali considerazioni, si procede a valutare una configurazione alternativa dell'investimento, assumendo l'accesso al contributo PNRR e analizzandone gli effetti sulla redditività complessiva dell'intervento.

Ai fini dell'analisi economica, il contributo è stato considerato come una riduzione diretta del costo di investimento iniziale (CAPEX), pari al 40% del valore precedentemente stimato, in quanto si configura come un contributo a fondo perduto erogato in conto capitale. Tale incentivo comporta quindi una riduzione immediata dell'esborso iniziale a carico del soggetto proponente, senza incidere sui flussi di cassa operativi annui.

$$I_{0,PNRR-FV+BESS} = 0,6 \cdot I_{0-FV+BESS} = 0,6 \cdot 1.273.000 = 763.800 \text{ €}.$$

Sulla base del nuovo valore dell'investimento iniziale netto, si procede al ricalcolo del VAN cumulato e del tempo di ritorno dell'investimento, mantenendo invariate le ipotesi relative ai flussi di cassa annuali e al tasso di attualizzazione.

Anno	Flusso di cassa (€)	VAN cumulato (€)
0	-763.800,00	-763.800,00
1	118.651,72	- 648.604,16
2	118.651,72	- 536.763,53
3	118.651,72	- 428.180,40
4	118.651,72	- 322.759,88
5	118.651,72	- 220.409,95
6	118.651,72	- 121.041,30
7	118.651,72	- 24.567,06
8	118.651,72	69.097,04
9	118.651,72	160.032,72
10	118.651,72	248.319,82
11	118.651,72	334.036,10
12	118.651,72	417.257,35
13	118.651,72	498.057,79
14	118.651,72	576.498,51
15	118.651,72	652.656,53
16	118.651,72	726.596,36
17	118.651,72	798.382,60

18	118.651,72	868.077,98
19	118.651,72	935.734,07
20	118.651,72	1.001.436,12
21	118.651,72	1.065.213,51
22	118.651,72	1.127.129,92
23	118.651,72	1.187.238,49
24	118.651,72	1.245.590,88
25	118.651,72	1.302.299,92

Tabella 17: Flussi di cassa annui e andamento del VAN della configurazione FV + BESS in presenza di incentivo PNRR

Dai dati riportati si osserva che il VAN diventa positivo a partire dall'ottavo anno, individuando quindi un tempo di ritorno dell'investimento pari a 8 anni. Al termine dei 25 anni il VAN raggiunge un valore pari a 1.302.300 €, evidenziando un significativo miglioramento della redditività rispetto al caso privo di incentivi.

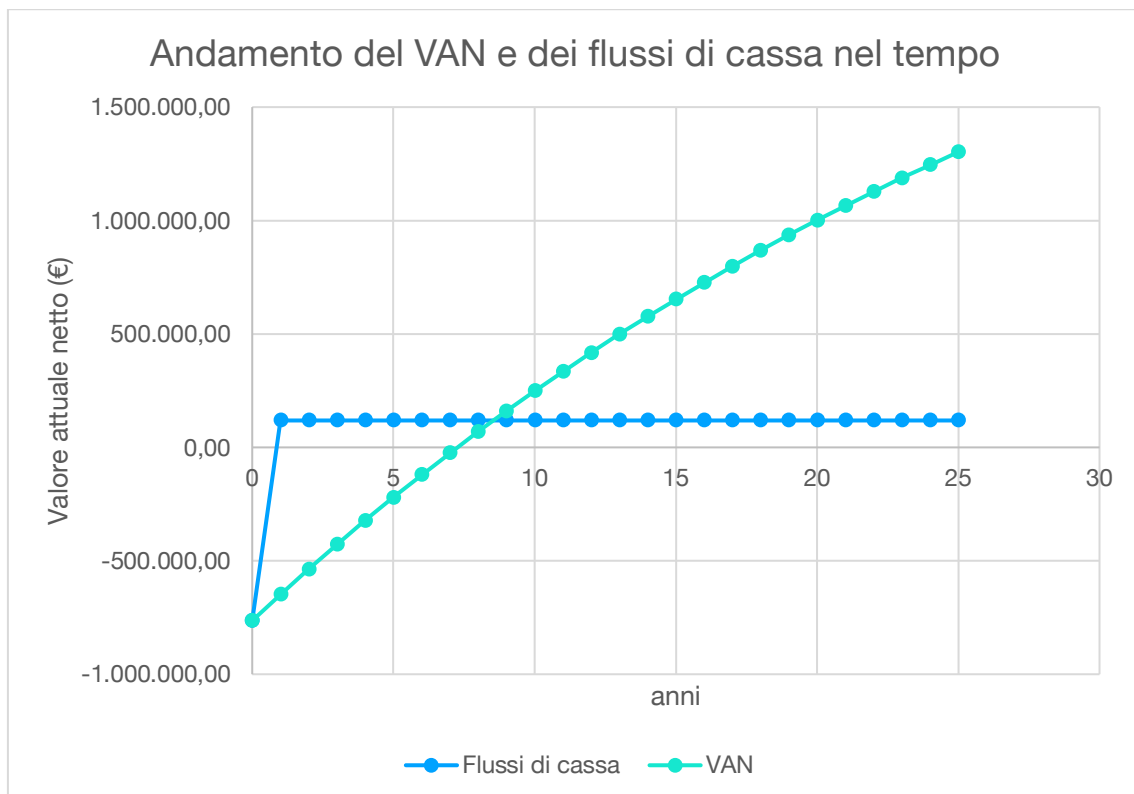


Figura 68: Andamento del VAN e dei flussi di cassa nel tempo - configurazione FV+BEES con incentivo PNRR

Il grado di convenienza dell'investimento risulta pari a:

$$\sigma = \frac{1.302.300}{763.800} = 1,71$$

Il valore ottenuto evidenzia un'elevata convenienza economica dell'investimento, con un guadagno attualizzato pari a circa il 171% del capitale iniziale. IL contributo PNRR consente infatti una significativa riduzione del costo di investimento, determinando un miglioramento sostanziale sia del tempo di ritorno sia del valore attuale netto complessivo.

Al fine di completare l'analisi e valutare l'effetto dell'incentivo anche sulla configurazione priva di sistema di accumulo, si procede a considerare una ulteriore configurazione relativa al solo impianto fotovoltaico in presenza di contributo PNRR. Il valore di investimento iniziale netto relativo a questa configurazione risulta pertanto:

$$I_{0,PNRR,FV} = 0,6 \cdot I_{0,FV} = 0,6 \cdot 759.000 = 455.400 \text{ €}$$

Sulla base del nuovo valore dell'investimento iniziale, si procede quindi al calcolo del VAN cumulato e del tempo di ritorno dell'investimento, mantenendo invariati i flussi di cassa annui e il tasso di attualizzazione. I risultati sono riportati nella tabella seguente.

Anno	Flusso di cassa (€)	VAN cumulato (€)
0	- 455.400,00	- 455.400,00
1	106.839,24	-351.028,89
2	106.839,24	-249.631,93
3	106.839,24	-151.180,51
4	106.839,24	- 55.587,00
5	106.839,24	37.229,30
6	106.839,24	127.346,89
7	106.839,24	214.841,64
8	106.839,24	299.786,94
9	106.839,24	382.253,34
10	106.839,24	462.308,10
11	106.839,24	540.015,84
12	106.839,24	615.438,06
13	106.839,24	688.633,74
14	106.839,24	759.659,80
15	106.839,24	828.571,62

16	106.839,24	895.423,55
17	106.839,24	960.268,42
18	106.839,24	1.023.157,02
19	106.839,24	1.084.138,62
20	106.839,24	1.143.261,41
21	106.839,24	1.200.527,93
22	106.839,24	1.256.119,55
23	106.839,24	1.309.946,82
24	106.839,24	1.363.099,89
25	106.839,24	1.412.623,94

Tabella 18: Flussi di cassa annui e andamento del VAN della configurazione con solo impianto fotovoltaico in presenza di incentivo PNRR

Il grado di convenienza dell'investimento risulta pari a:

$$\sigma = \frac{1.101.407}{455.400} = 2,42$$

A supporto del valore ottenuto per l'indice di redditività σ , il grafico seguente mostra l'andamento del VAN e dei flussi di cassa nel tempo, evidenziando visivamente la capacità dell'investimento di generare valore e di recuperare il capitale iniziale.

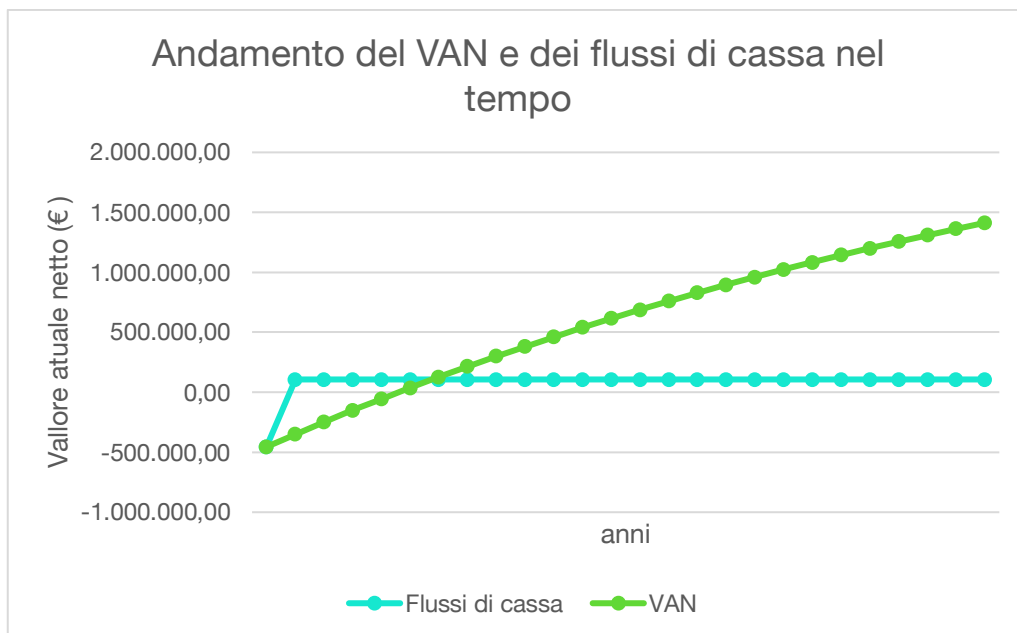


Figura 69: Andamento del VAN e dei flussi di cassa nel tempo - configurazione FV con PNRR

Tale valore evidenzia una redditività molto elevata dell'investimento, con un guadagno attualizzato superiore a due volte il capitale iniziale. Rispetto alla configurazione comprensiva di sistema di accumulo, il caso con solo impianto fotovoltaico in presenza di incentivo PNRR risulta significativamente più conveniente dal punto di vista economico, grazie al minor investimento iniziale e all'elevata incidenza dell'incentivo. Tuttavia, tale configurazione non consente di massimizzare l'autoconsumo dell'energia prodotta, risultando quindi meno efficiente dal punto di vista energetico e gestionale.

5.4 SINTESI DEI RISULTATI ECONOMICI

Alla luce delle analisi economiche condotte, è possibile trarre alcune considerazioni conclusive in merito alla convenienza dell'investimento nelle diverse configurazioni analizzate.

In presenza di incentivazione, in particolare nel caso di accesso ai contributi previsti dal PNRR per configurazioni di autoconsumo collettivo o comunità energetiche, l'investimento risulta economicamente conveniente sia nella configurazione con solo impianto fotovoltaico sia in quella comprensiva di sistema di accumulo. L'incentivo, configurandosi come contributo a fondo perduto in conto capitale, consente infatti una significativa riduzione del costo di investimento iniziale, con conseguente miglioramento degli indicatori economici, in particolare del VAN e del tempo di ritorno dell'investimento.

È opportuno evidenziare come il PNRR non rappresenti l'unica forma di incentivazione disponibile. Esistono infatti ulteriori meccanismi di supporto, quali crediti d'imposta o agevolazioni fiscali, che consentono di recuperare parte dell'investimento nel tempo. Tuttavia, tali strumenti risultano generalmente meno immediati rispetto ai contributi in conto capitale, in quanto distribuiti su più anni e legati alla fiscalità del soggetto proponente.

In assenza di incentivazione, l'investimento risulta comunque conveniente nella configurazione con solo impianto fotovoltaico, mentre la configurazione comprensiva di sistema di accumulo evidenzia una redditività più contenuta, pur rimanendo economicamente sostenibile. A tal proposito, è importante sottolineare come il costo dei sistemi di accumulo sia attualmente oggetto di una significativa riduzione, come evidenziato nella figura seguente, che riporta l'andamento dei costi delle batterie agli ioni di litio negli

ultimi anni. Tale tendenza suggerisce che, in assenza di incentivi, potrebbe risultare opportuno valutare una posticipazione dell'investimento nel sistema di accumulo, al fine di beneficiare di ulteriori riduzioni di costo.

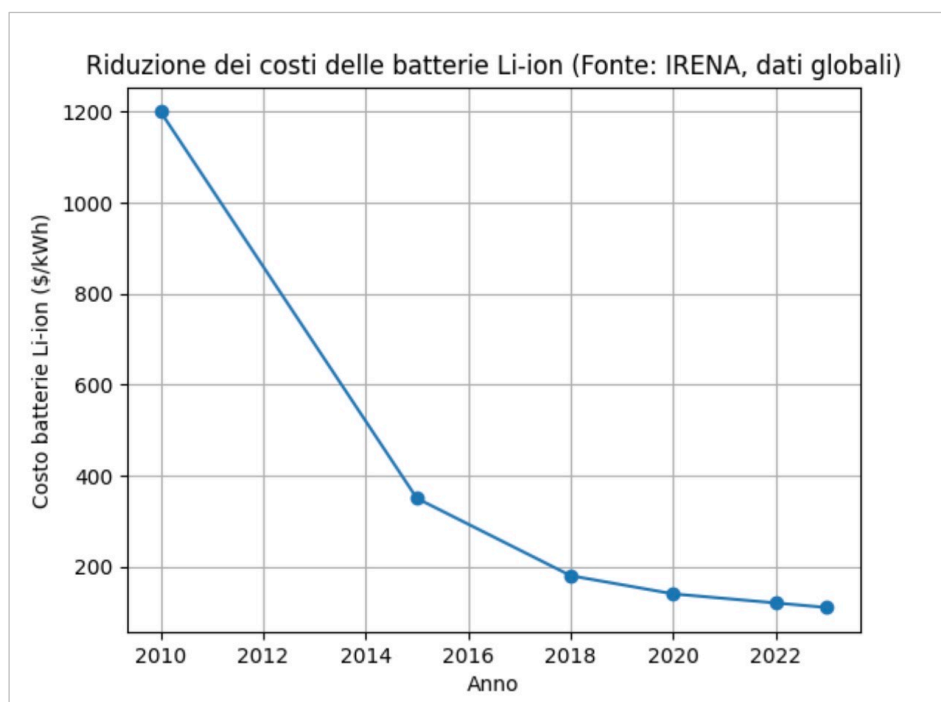


Figura 70: Andamento del costo delle batterie agli ioni di litio nel tempo (fonte: IRENA)

Nel complesso, i risultati evidenziano come la convenienza dell'investimento sia fortemente influenzata dalla presenza di meccanismi incentivanti, i quali risultano determinanti soprattutto per l'adozione di soluzioni più avanzate, quali quelle integrate con sistemi di accumulo. Tuttavia, anche in scenari privi di incentivo, l'installazione di impianti fotovoltaici si conferma una soluzione economicamente valida e strategica nel contesto della transizione energetica.

5.5 PROSPETTIVE EVOLUTIVE: GESTIONE INTELLIGENTE E SISTEMI DI ACCUMULO

Negli ultimi anni, la gestione degli impianti fotovoltaici ha subito una significativa evoluzione grazie all'integrazione di tecnologie digitali avanzate e all'impiego dell'intelligenza artificiale. In particolare, l'analisi dei dati di produzione, delle condizioni ambientali e dei profili di consumo consente oggi di ottimizzare il funzionamento

dell'impianto in tempo reale, migliorando l'efficienza complessiva e, aumentando la quota di autoconsumo.

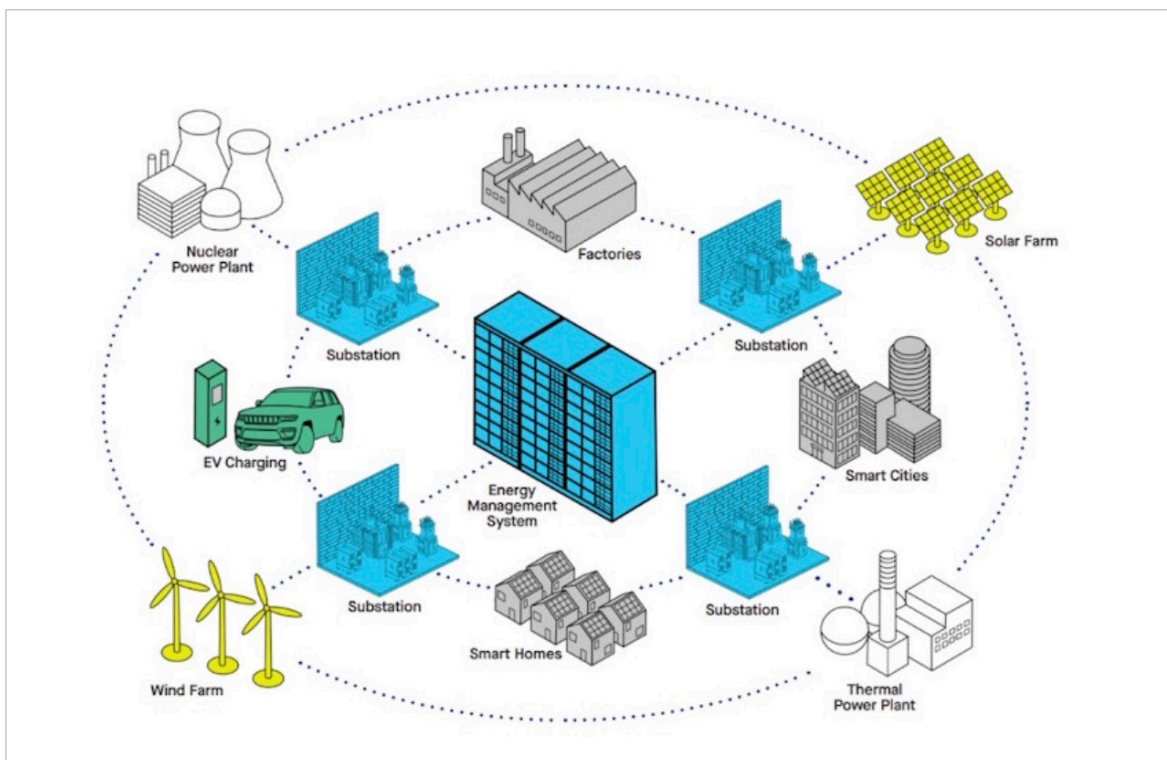


Figura 71: Schema di un sistema EMS per la gestione dell'energia

Un ruolo centrale è svolto dagli Energy Management System (EMS), che permettono di coordinare produzione, consumo e sistemi di accumulo (BESS), adattando dinamicamente il comportamento dell'impianto alle condizioni operative. Ciò consente, ad esempio, di ridurre fenomeni di limitazione della produzione dovuti a vincoli di rete e di massimizzare l'energia autoconsumata, con benefici sia tecnici che economici.

L'intelligenza artificiale trova inoltre applicazione nel campo della manutenzione predittiva. Attraverso tecniche di analisi delle serie storiche e individuazione di anomalie, è possibile rilevare precocemente malfunzionamenti di inverter, moduli o sistemi di accumulo, riducendo i fenomeni di fermo impianto e i costi di manutenzione. A tali approcci si affiancano strumenti di ispezione avanzata, come l'utilizzo di droni e tecniche di computer vision, che consentono un monitoraggio rapido ed efficace dello stato dei moduli fotovoltaici.

Nel contesto delle comunità energetiche rinnovabili, queste tecnologie assumono un'importanza ancora maggiore. In tali sistemi, caratterizzati dalla presenza di molteplici utenti produttori e consumatori, l'ottimizzazione dei flussi energetici diventa fondamentale. L'impiego di algoritmi intelligenti consente di massimizzare l'autoconsumo collettivo, migliorare l'efficienza del sistema e favorire una gestione flessibile della domanda.

Parallelamente, l'aumento della digitalizzazione introduce nuove sfide legate alla sicurezza informatica.

Gli impianti fotovoltaici moderni, sempre più connessi alle smart grid, risultano esposti a potenziali vulnerabilità. In questo contesto, l'intelligenza artificiale può essere utilizzata anche per il monitoraggio della sicurezza, consentendo di individuare comportamenti anomali e prevenire eventuali attacchi informatici.

In conclusione, il sistema elettrico, verso un modello sempre più data-driven, in cui la gestione intelligente dei flussi energetici rappresenta un elemento chiave per garantire efficienza, affidabilità e sostenibilità. L'integrazione tra fotovoltaico, accumulo e sistemi di controllo avanzati costituisce quindi una delle principali direttrici di sviluppo del settore energetico.

CAPITOLO 6

CONCLUSIONI

Il presente elaborato ha avuto come obiettivo lo studio e la progettazione preliminare di un impianto fotovoltaico al servizio di un'utenza industriale, caratterizzata da consumi energetici rilevanti e distribuiti su più fasce orarie.

L'analisi è stata condotta integrando aspetti energetici, tecnici ed economici, al fine di valutare la reale fattibilità e convenienza dell'intervento.

In una prima fase è stato analizzato il profilo di consumo dell'utenza, evidenziando una significativa variabilità stagionale e una forte incidenza dei prelievi in fascia F1.

Il confronto con la producibilità stimata dell'impianto fotovoltaico ha messo in luce un disallineamento tra produzione e domanda: nei mesi estivi si registra un surplus energetico, mentre nei mesi invernali la produzione non è sufficiente a coprire i fabbisogni aziendali.

Questo aspetto rappresenta uno dei principali limiti degli impianti fotovoltaici in ambito industriale, in assenza di sistemi di accumulo.

Per migliorare il livello di autoconsumo e ridurre le immissioni in rete, è stata quindi valutata l'integrazione di un sistema di accumulo elettrochimico (BESS).

L'analisi ha evidenziato come l'accumulo consenta di sfruttare in modo più efficiente l'energia prodotta, trasferendo parte della produzione eccedente nelle ore di minor generazione, contribuendo così a ridurre il prelievo dalla rete nelle fasce più onerose.

Tuttavia, dal punto di vista economico, l'introduzione del sistema di accumulo comporta un aumento significativo dell'investimento iniziale, con un conseguente allungamento dei tempi di ritorno.

Dal punto di vista tecnico, sono stati affrontati i principali aspetti progettuali, tra cui il dimensionamento dei moduli fotovoltaici, la scelta e il corretto utilizzo degli inverter, nonché il dimensionamento delle linee elettriche sia in corrente continua che in corrente alternata.

Particolare attenzione è stata posta alla sicurezza dell'impianto, attraverso la progettazione delle linee vita, come prescritto dal Testo Unico Sulla Sicurezza Sul Lavoro.

L'analisi economica ha permesso di valutare la sostenibilità dell'investimento, evidenziando tempi di ritorno non immediati ma comunque compatibili con la vita utile dell'impianto.

In questo contesto, eventuali incentivi o meccanismi di supporto, come quelli previsti a livello nazionale o nell'ambito delle comunità energetiche, possono giocare un ruolo determinante nel migliorare la redditività complessiva del progetto.

In conclusione, l'installazione di un impianto fotovoltaico in ambito industriale rappresenta una soluzione efficace per la riduzione dei costi energetici e dell'impatto ambientale, ma richiede un'attenta progettazione integrata. La presenza di sistemi di accumulo può incrementare significativamente le prestazioni energetiche dell'impianto, sebbene comporti un compromesso dal punto di vista economico. Il lavoro svolto ha quindi evidenziato come l'ottimizzazione tra produzione, consumo e accumulo rappresenti l'elemento chiave per massimizzare i benefici di tali sistemi nel contesto reale analizzato.

BIBLIOGRAFIA

- Filippo Spertino, *Conversione fotovoltaica dell'energia, dispense*
- Filippo Spertino, *Conversione fotovoltaica ed eolica di energia elettrica, slide del corso*
- Gestore Servizi Energetici (GSE). *Rapporto Statistico: Energia da fonti rinnovabili in Italia nel 2023, 2025.*
- Gestore dei Servizi Energetici (GSE): “*Incentivi per impianti fotovoltaici e autoconsumo*”, disponibile su www.gse.it.
- Federico Piglione, Gianfranco Chicco : *Sistemi Elettrici Industriali parte I*
- Federico Piglione, Gianfranco Chicco: *Sistemi Elettrici Industriali parte II*
- INAIL, “*L’installazione di dispositivi di ancoraggio permanenti – Linee guida per la prevenzione delle cadute dall’alto*”, Roma, 2012
- INAIL, “*Sistemi di protezione contro le cadute dall’alto – Quaderni tecnici per i cantieri temporanei o mobili*”, Roma, 2015
- Prysmian, *Scelta e dimensionamento dei cavi CC negli impianti fotovoltaici, efficienza e affidabilità, 2020*
- Comitato Elettrotecnico Italiano. *Guida per il corretto uso dei cavi negli impianti elettrici utilizzatori. 2023*
- Software *PVGIS*: <https://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>
- Autodesk, “*AutoCAD – Software di progettazione assistita*” disponibile su: www.autodesk.com
- IRENA, “*Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*”, 2017.

- Gestore dei Mercati Energetici (GME), “*Relazione annuale sul mercato elettrico*”, disponibile su : www.mercatoelettrico.org.
- CEI 64-8, “*Impianti elettrici utilizzatori a bassa tensione*”, Comitato Elettrotecnico Italiano
- CEI 82-25, “*Guida alla realizzazione di sistemi fotovoltaici*”, CEI

