



**Politecnico  
di Torino**

**Politecnico di Torino**

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

A.a. 2023/2024

Sessione di Laurea Novembre 2024

**Prospettive di sinergia tra produzione di  
energia fotovoltaica e agricoltura: analisi  
progettuale di un impianto agrivoltaico**

Relatori:

Prof. Filippo Spertino

Ing. Gianluca Medulli

Ing. Alessio Campidoglio

Candidato:

Giuseppe Marcantonio



# Abstract

Negli ultimi anni, la transizione energetica verso fonti rinnovabili è diventata una priorità globale, alimentata dall'urgenza di ridurre le emissioni di gas serra e contrastare il cambiamento climatico. In Italia, il fotovoltaico ha registrato una crescita esponenziale, con un ruolo centrale nel mix energetico nazionale. Tuttavia, l'espansione degli impianti fotovoltaici su larga scala pone una serie di sfide, soprattutto in termini di uso del suolo e di impatto ambientale.

In questo contesto, l'agrivoltaico emerge come una soluzione innovativa che combina la produzione di energia solare con l'agricoltura. Gli impianti agrivoltaici rappresentano quindi una svolta importante per l'Italia, dove l'integrazione armoniosa tra produzione agricola e generazione energetica può contribuire ad ottimizzare l'uso delle risorse e supportare la resilienza climatica delle aree rurali. Inoltre, con l'introduzione del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), l'agrivoltaico ha ricevuto importanti incentivi, rendendolo una scelta strategica per la transizione ecologica del Paese.

Questa tesi indaga il potenziale dell'agrivoltaico in Italia attraverso lo studio progettuale di un impianto da 46,76 MW collocato nel Comune di Campomarino, nella regione Molise, analizzandone la fattibilità tecnica, la sostenibilità ambientale e la compatibilità con le normative territoriali, e valutandone l'efficacia come modello replicabile per futuri sviluppi.

# Indice

<b>1. Scenario energetico italiano.....</b>	<b>4</b>
<b>2. Energia fotovoltaica.....</b>	<b>9</b>
2.1 Radiazione solare .....	9
2.2 Cella fotovoltaica.....	12
2.2.1 Struttura e operazione .....	12
2.2.2 Circuito equivalente.....	14
2.2.3 Effetto dell'irradianza e della temperatura.....	17
2.2.4 Fonti di perdite.....	19
2.2.5 Connessione in serie e in parallelo.....	20
2.3 Moduli fotovoltaici.....	21
2.4 Inverter e convertitore DC/DC .....	23
<b>3. Sistemi agrivoltaici .....</b>	<b>25</b>
<b>4. Analisi progettuale del caso studio.....</b>	<b>32</b>
4.1 Scopo del lavoro .....	32
4.2 Inquadramento territoriale.....	33
4.3 Layout d'impianto.....	42
4.3.1 Moduli fotovoltaici.....	43
4.3.2 Strutture di supporto moduli.....	45
4.3.3 Power Station e Control Room .....	50
4.3.4 Condotte elettriche e canalizzazioni.....	52
4.4 Opere civili.....	55
4.4.1 Accessi e recinzioni.....	55
4.4.2 Fascia arbustiva ed arborea perimetrale.....	58
4.5 Lato agricolo del progetto .....	60
4.5.1 Situazione attuale .....	60
4.5.2 Requisiti .....	61
4.5.3 Miglioramento del piano colturale .....	64
4.5.4 Prato polifita permanente .....	68
4.6 Impianti di rete e di utenza per la connessione .....	69

4.6.1	Impianto di rete .....	70
4.6.2	Impianto di utenza .....	72
<b>5.</b>	<b>Analisi di producibilità energetica .....</b>	<b>74</b>
5.1	Calcolo di producibilità .....	78
5.2	Confronto con configurazione a strutture fisse .....	84
5.3	Confronto con impianto fotovoltaico standard .....	89
<b>6.</b>	<b>Analisi economica .....</b>	<b>93</b>
6.1	Incentivi.....	102
<b>7.</b>	<b>Conclusioni e prospettive .....</b>	<b>104</b>
	<b>Bibliografia.....</b>	<b>107</b>
	<b>Indice delle figure .....</b>	<b>113</b>
	<b>Indice delle tabelle .....</b>	<b>115</b>

# 1. Scenario energetico italiano

La produzione energetica italiana sta attraversando una trasformazione radicale, guidata dall'urgenza di ridurre la dipendenza dai combustibili fossili e di incrementare la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. Nel 2023, il gas naturale è rimasto una delle principali fonti di produzione energetica del Paese, contribuendo ancora in maniera significativa al mix energetico, soprattutto per la generazione di elettricità. Tuttavia, il contesto geopolitico e la crisi dei prezzi del gas verificatasi negli ultimi anni hanno accelerato gli sforzi per ridurre tale dipendenza, con un aumento degli investimenti nelle energie rinnovabili [1] [2]. Parallelamente, la produzione interna di energia ha visto un incremento del 4,2% nel 2023, un risultato dovuto principalmente alla crescita del settore rinnovabile [3].

Il fotovoltaico e l'eolico hanno giocato un ruolo cruciale in questo sviluppo. Il fotovoltaico, in particolare, ha registrato una crescita significativa, con nuove installazioni che hanno continuato a espandersi, grazie agli incentivi governativi. Nei primi mesi del 2024, sono stati installati 1,2 GW di capacità fotovoltaica e 100 MW di eolico, dimostrando una tendenza di crescita positiva. Tuttavia, gli esperti avvertono che questo ritmo di crescita potrebbe rallentare nel biennio 2025-2026 a causa della conclusione di alcuni incentivi e dei ritardi normativi che ostacolano lo sviluppo di grandi impianti [4] [5].

Più nel dettaglio, la rapida espansione della produzione di energia solare, si deve all'aumento dell'installazione di impianti fotovoltaici su scala sia residenziale che industriale. Nel 2023, il Paese ha superato la soglia dei 30,3 GW di capacità fotovoltaica installata, distribuita su circa 1,6 milioni di impianti. Questo rappresenta una crescita significativa rispetto al 2022, con un aumento del 109% della potenza installata, portando a una produzione di 30,6 TWh di energia solare [6] [7]. La quota di energia prodotta dal fotovoltaico ha soddisfatto circa il 10% della domanda elettrica nazionale, un dato che sottolinea il ruolo cruciale che questa tecnologia sta acquisendo nel mix energetico del Paese [8].

Il contributo regionale è stato particolarmente rilevante, con la Puglia che si è distinta come la regione leader nella produzione fotovoltaica, con 4.193 GWh di energia solare, pari al 13,7% della produzione nazionale (figura 1). Altre regioni come la Lombardia e l'Emilia-Romagna hanno seguito a ruota con una produzione rispettivamente del 11,4% e 9,7% [9].

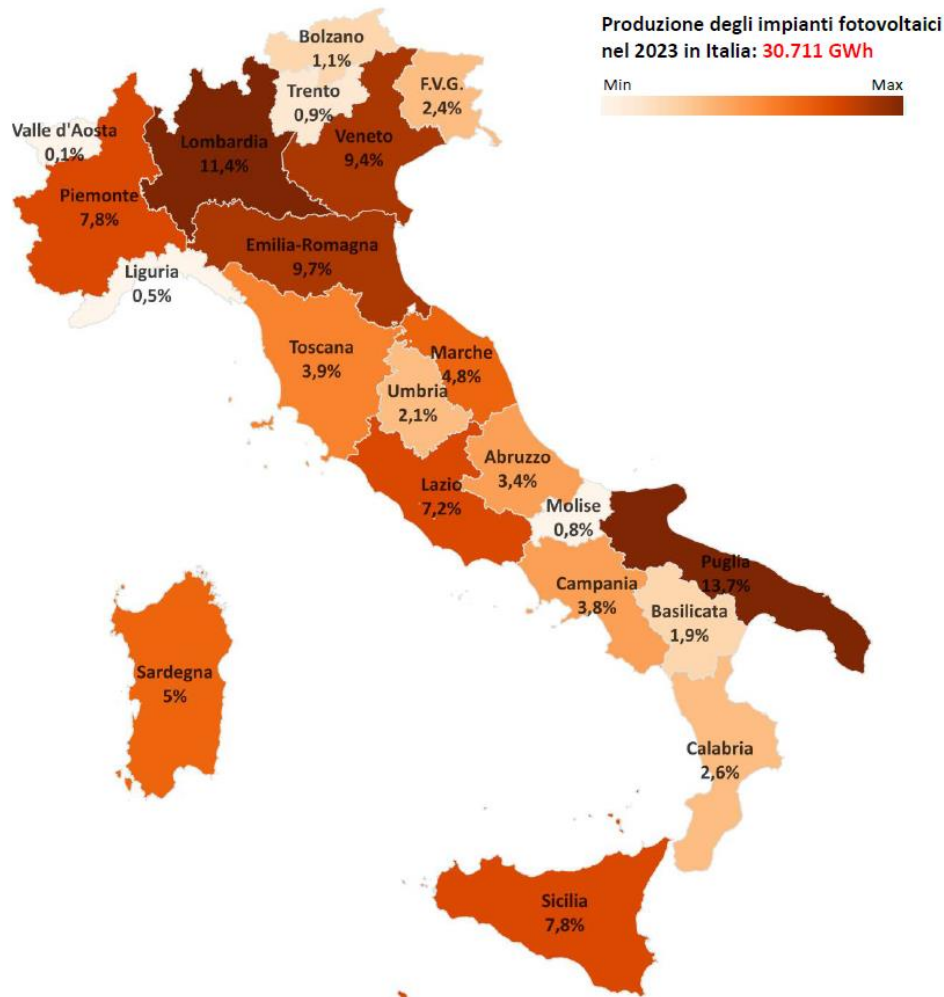


Figura 1 - Distribuzione regionale della produzione di energia da impianti fotovoltaici [6]

Un aspetto interessante della crescita del solare in Italia è l'aumento delle installazioni residenziali di piccola scala. Gli impianti di potenza inferiore a 20 kW costituiscono la stragrande maggioranza (circa il 94% in termini di numerosità), contribuendo comunque in modo significativo al totale della potenza installata [6]. La diffusione di questi impianti è stata sostenuta da incentivi come il Superbonus, che ha facilitato l'adozione del solare nelle abitazioni, contribuendo a una maggiore indipendenza energetica delle famiglie [6].

Un'altra evoluzione di rilievo è il crescente interesse verso modelli di produzione innovativi come l'agrivoltaico e le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), che stanno prendendo piede nel panorama energetico italiano. L'agrivoltaico, in particolare, consente di combinare la produzione di energia solare con l'attività agricola, offrendo vantaggi sia ambientali che economici. Le CER, invece, permettono a gruppi di consumatori e produttori locali di condividere l'energia prodotta, aumentando l'efficienza e riducendo i costi energetici a livello comunitario [10].

In termini di fonti rinnovabili, il settore idroelettrico fornisce un grande contributo al mix energetico italiano. Dopo un 2022 difficile, segnato da una riduzione storica della produzione idroelettrica a causa della siccità, il 2023 ha visto una crescita di +10 TWh nella produzione idroelettrica, contribuendo a una riduzione complessiva dell'intensità carbonica della produzione elettrica [1]. Il ruolo dell'idroelettrico rimane centrale nella strategia italiana, ma anche le fonti più innovative come il biometano e altre tecnologie green stanno guadagnando terreno nel settore energetico [4].

Nonostante questi progressi, l'Italia è ancora lontana dal raggiungere gli ambiziosi obiettivi stabiliti dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Il PNIEC prevede di portare la capacità di produzione di energia da fonti rinnovabili a 138 GW entro il 2030, di cui 80 GW da fotovoltaico (figura 2) e 28 GW da eolico [4] [5]. Tuttavia, per raggiungere tali traguardi, sarà fondamentale risolvere alcune problematiche legate alla burocrazia e alle lunghe tempistiche di autorizzazione, in particolare per gli impianti di grande taglia.

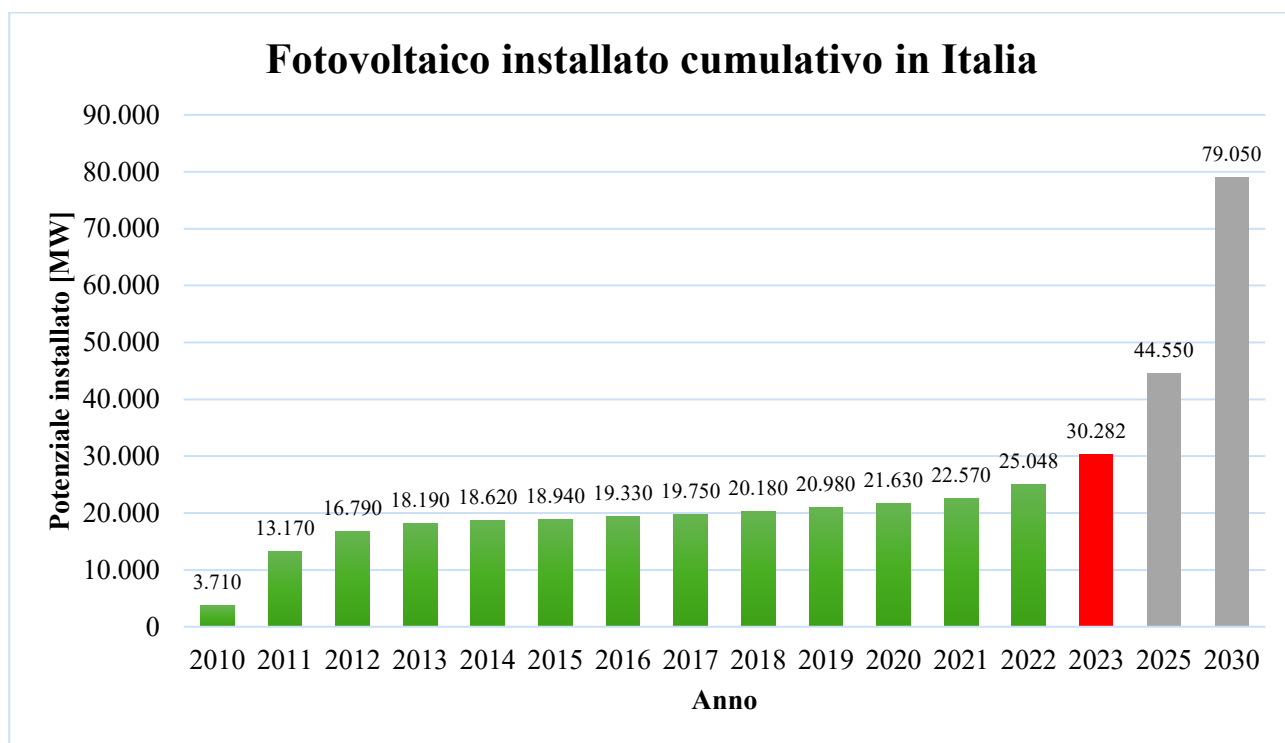


Figura 2 - Produzione di energia da fotovoltaico, evoluzione negli anni e prospettive future del PNIEC

Inoltre, per sostenere questa crescita, sarà necessario un ulteriore sviluppo delle infrastrutture energetiche del Paese. Le smart grids, o reti elettriche intelligenti, giocano un ruolo cruciale nel migliorare la capacità della rete di integrare una quantità crescente di energia prodotta da fonti intermittenti come il solare e l'eolico. Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), una rete digitale e intelligente è indispensabile per garantire la sostenibilità del sistema energetico, aumentando l'efficienza e la resilienza della rete elettrica. L'integrazione di fonti rinnovabili, infatti,



richiede reti flessibili e pronte a gestire picchi di produzione variabili, oltre a ridurre le perdite energetiche lungo il percorso [10].

Il settore civile gioca un ruolo altrettanto importante nella produzione e nell'efficienza energetica. L'Italia sta promuovendo interventi per migliorare l'efficienza energetica degli edifici, responsabili di una quota significativa dei consumi finali di energia. Circa il 60% del parco edilizio italiano ha più di 45 anni e necessita di interventi di riqualificazione energetica [4]. Attraverso incentivi come il Conto Termico e le detrazioni fiscali, si mira a ridurre i consumi energetici attraverso l'adozione di tecnologie ad alta efficienza, come le pompe di calore, che possono anche essere integrate con sistemi di produzione di energia rinnovabile a livello domestico [4].

Nel 2024, l'Italia ha introdotto il Decreto 21 giugno 2024, pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 2 luglio 2024, che stabilisce i criteri per individuare le aree idonee all'installazione di impianti fotovoltaici su larga scala [11]. Secondo il decreto, le aree sono classificate in:

*Tabella 1 - Classificazione delle aree per l'installazione di impianti fotovoltaici*

<b>Aree idonee</b>	zone in cui è previsto un iter autorizzativo accelerato per la costruzione e l'esercizio di impianti a fonti rinnovabili
<b>Aree non idonee</b>	zone con caratteristiche incompatibili con l'installazione di specifiche tipologie di impianti, come definite dalle linee guida ministeriali
<b>Aree ordinarie</b>	zone diverse dalle precedenti, dove si applicano i regimi autorizzativi ordinari
<b>Aree vietate</b>	aree agricole dove è proibita l'installazione di impianti fotovoltaici con moduli a terra

Le Regioni, in collaborazione con gli enti locali, sono responsabili dell'individuazione specifica di queste aree sul proprio territorio, garantendo il coinvolgimento delle comunità locali nel processo decisionale. È importante notare che, è vietata l'installazione di impianti fotovoltaici con moduli a terra nelle zone classificate come agricole dai piani urbanistici vigenti, per preservare il territorio rurale e la produzione agricola.

In questo contesto rilevante importanza assumono gli impianti agrivoltaici, di cui è ammessa l'installazione, a patto che non compromettano la coltivazione agricola. Il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica ha emanato delle linee guida per garantire che gli impianti agrivoltaici siano sostenibili dal punto di vista agricolo, le quali verranno analizzate nel dettaglio in un capitolo dedicato.

Il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC richiede un impegno costante per superare le barriere normative, migliorare le infrastrutture di rete e incentivare ulteriormente l'adozione di tecnologie rinnovabili. Solo attraverso un approccio coordinato tra politiche governative, investimenti tecnologici e normative efficienti, l'Italia potrà raggiungere una maggiore sostenibilità e sicurezza energetica entro il 2030.

## 2. Energia fotovoltaica

### 2.1 Radiazione solare

Alla base del funzionamento degli impianti fotovoltaici vi è lo sfruttamento della radiazione solare.

La radiazione solare è un tipo di radiazione elettromagnetica emessa dal Sole e propagata nello spazio, prodotta da reazioni termonucleari di fusione in cui l'idrogeno viene convertito in elio. La quantità totale di potenza ricevuta da una sorgente radiante per unità di superficie è definita come irradianza, espressa in watt per metro quadrato.

Lo spettro elettromagnetico della radiazione solare, noto anche come distribuzione spettrale, può essere approssimato a quello di un corpo nero con una temperatura di circa 5800 K, in accordo con la legge di Planck.

Il parametro di massa d'aria (Air Mass AM) rappresenta la lunghezza relativa del percorso diretto del raggio solare attraverso l'atmosfera per raggiungere la superficie terrestre. In diverse condizioni atmosferiche, la massa d'aria può essere approssimata con la formula  $1/\cos \theta_z$ , dove  $\theta_z$  è l'angolo di zenit tra la radiazione solare e la perpendicolare al suolo [12]. Un incremento di questo fattore comporta un tragitto più esteso attraverso l'atmosfera, il che si traduce in una maggiore dispersione di energia.

La condizione in cui si ha il Sole posizionato allo Zenit si indica con AM 1.

Un valore comunemente adottato per lo spettro solare alla superficie terrestre è AM 1.5. Tale valore di massa d'aria, associato a un valore di irradianza globale di  $1000 \text{ W/m}^2$  e un valore di temperatura di  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , viene impiegato nei test di qualificazione delle celle e dei moduli fotovoltaici.

Al di fuori dell'atmosfera si considera un valore di AM pari a zero; in tal caso la radiazione elettromagnetica mostra una distribuzione spettrale che si estende dall'ultravioletto all'infrarosso, con un massimo nella regione del visibile. L'irradianza solare  $G_0$  nelle condizioni di AM 0 è definita come l'integrale dello spettro solare  $g_0(\lambda)$  in funzione della lunghezza d'onda su una superficie unitaria, perpendicolare al raggio incidente.

$$G_0 = \int g_0(\lambda) d\lambda \approx 1367 \text{ W/m}^2$$

Attraversando l'atmosfera la radiazione solare va incontro a diffusione, riflessione e assorbimento, venendo in contatto con le molecole presenti nell'aria. La diffusione interessa tutte le lunghezze d'onda dello spettro, mentre l'assorbimento varia a seconda della lunghezza d'onda e del tipo di molecole presenti. Ad esempio, l'ossigeno ( $\text{O}_2$ ) e l'ozono ( $\text{O}_3$ ) mostrano un elevato assorbimento nell'ultravioletto, mentre il diossido di carbonio ( $\text{CO}_2$ ) assorbe prevalentemente nella banda dell'infrarosso [13].

Nella figura seguente è possibile osservare la densità spettrale di potenza della radiazione solare nelle diverse condizioni spiegate sopra.

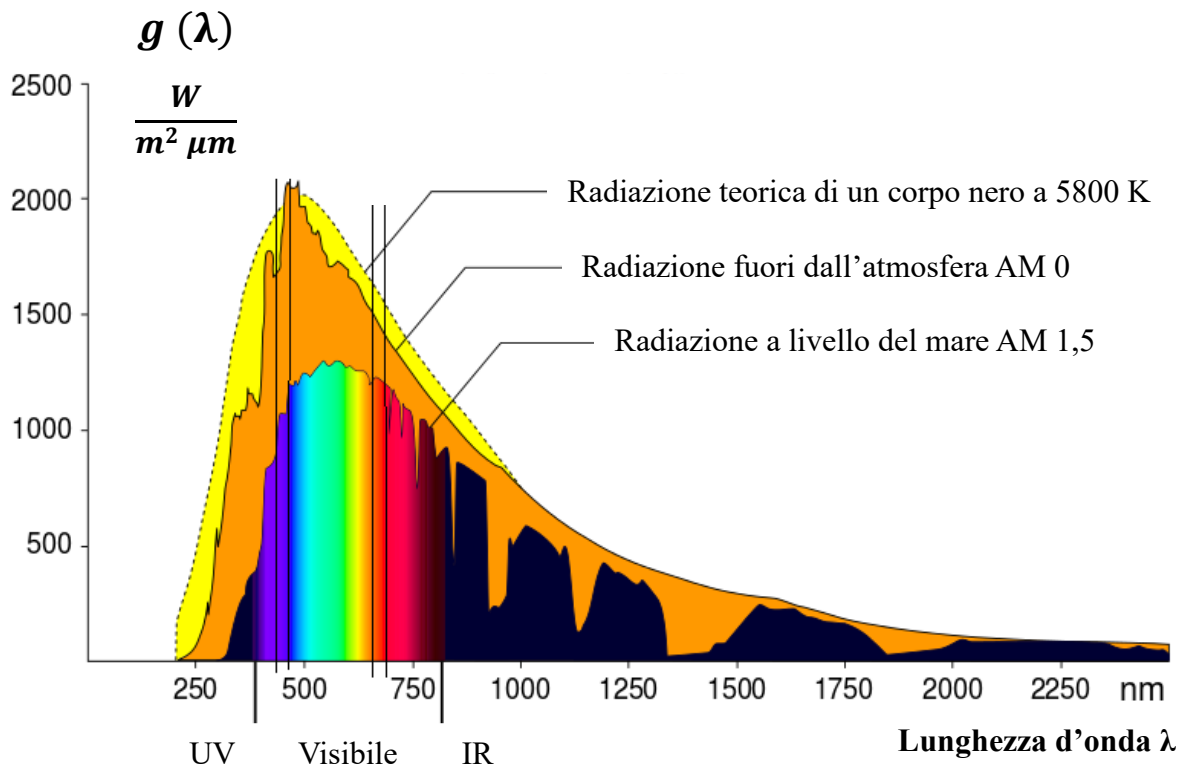


Figura 3 - Densità spettrale di potenza della radiazione solare (adattato da [14])

L'irradianza totale, o irradianza globale ( $G_g$ ), che raggiunge un ricevitore terrestre è costituita da tre componenti principali:

Tabella 2 - Componenti dell'irradianza globale su un ricevitore terrestre

<b>Radiazione diretta <math>G_b</math></b>	Si riferisce alla radiazione solare che arriva direttamente sulla superficie terrestre, senza subire processi di diffusione o riflessione.
<b>Radiazione diffusa <math>G_d</math></b>	Indica la radiazione solare che dopo aver subito diffusione, raggiunge la superficie terrestre.
<b>Radiazione riflessa <math>G_a</math> (albedo)</b>	Rappresenta la parte di irradianza che dopo esser stata riflessa dalla superficie terrestre raggiunge il ricevitore.

Il coefficiente di albedo, rappresentato da  $\rho$ , indica il rapporto tra la radiazione solare incidente e quella riflessa da una superficie. Il suo valore può variare da 0, che corrisponde all'assenza di riflessione, fino a 1, che rappresenta una riflessione completa [12].

L'intensità della radiazione solare che arriva sulla superficie terrestre è soggetta a notevoli variazioni. Queste dipendono non solo dai cambiamenti giornalieri e stagionali dovuti al movimento relativo tra la Terra e il Sole, ma anche dalle condizioni meteorologiche e dalla composizione atmosferica. Per questo motivo, la raccolta di dati meteorologici specifici per ciascuna località è essenziale per la progettazione di impianti fotovoltaici.

L'integrale dell'irradianza su un intervallo di tempo è definito come irradiazione, espressa in kilowattora per metro quadrato. I valori di irradiazione su base giornaliera, mensile e annuale ricoprono un ruolo significativo nella progettazione dei sistemi fotovoltaici.

## 2.2 Cella fotovoltaica

### 2.2.1 Struttura e operazione

Il cuore di un generatore fotovoltaico è costituito dalla cella fotovoltaica, composta essenzialmente da un diodo di materiale semiconduttore. Tramite l'esposizione alla radiazione solare, viene ad instaurarsi l'interazione tra gli elettroni del materiale costituente la cella e i fotoni. Tale effetto, denominato fotovoltaico, è legato alle proprietà del semiconduttore impiegato [12].

All'interno della struttura atomica dei materiali, gli elettroni sono caratterizzati da livelli di energia, noti come bande energetiche. La banda di valenza contiene gli elettroni impegnati nei legami chimici. Nella banda di conduzione gli elettroni possiedono energia più elevata e sono liberi di muoversi.

Il passaggio degli elettroni dalla banda di valenza a quella di conduzione richiede una certa quantità di energia, nota come bandgap. Nei materiali isolanti, questo intervallo di energia è troppo grande per consentire il movimento degli elettroni, mentre nei conduttori il passaggio avviene con estrema facilità, poiché l'energy gap è molto ridotto o inesistente.

Nella fisica dei semiconduttori, la teoria della giunzione P-N ricompre un ruolo chiave. La giunzione P-N si forma quando due strati di materiale semiconduttore, ad esempio silicio, drogati con impurità di diverso tipo, vengono messi a contatto. Il drogaggio consiste nell'aggiungere specifiche impurità al silicio per modificare le sue proprietà conduttive. Nello strato di tipo P, si introducono atomi come il boro, che hanno meno elettroni di valenza rispetto al silicio (il quale è tetravalente). Questo crea una lacuna, che si comporta come una carica positiva mobile. Al contrario, nello strato di tipo N, si inseriscono atomi come il fosforo, che hanno un elettrone di valenza in più, lasciando elettroni liberi di muoversi attraverso il reticolo cristallino. Quando questi due strati vengono posti a contatto, si verifica un processo di diffusione: gli elettroni liberi dallo strato di tipo N tendono a spostarsi verso lo strato P, mentre le lacune dello strato P si muovono verso lo strato N. Questo crea una regione di svuotamento (o depletion region), una zona intorno all'interfaccia priva di portatori di carica mobili. In questa regione, rimangono solo cariche fisse: cariche negative nel lato P e cariche positive nel lato N, generando così un campo elettrico interno che impedisce ulteriori movimenti di cariche [12].

In condizioni di buio, la cella si comporta come un semplice diodo a giunzione P-N, senza produrre elettricità. Tuttavia, quando la cella è esposta alla luce solare, i fotoni possono essere assorbiti vicino alla giunzione, specialmente se lo strato N è sufficientemente sottile. Solo i fotoni con sufficiente energia possono promuovere un elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione, creando così coppie elettrone-lacuna. L'energia che i fotoni devono possedere affinché avvenga tale processo deve essere pari o superiore all'energy gap che separa le bande (equazione 1).

$$E_{ph}(\lambda) = \frac{h c}{\lambda} \geq E_{gap} \quad [eV] \quad (1)$$

Nel caso del silicio il valore dell'energy gap equivale a 1,12 eV. Nella formula il termine  $h$  indica la costante di Planck, pari a  $6,626 \cdot 10^{-34}$  J s. Con  $c$  si indica la velocità della luce pari a  $30 \cdot 10^4$  km/s, mentre  $\lambda$  è la lunghezza d'onda della luce.

Grazie alla presenza del campo elettrico nella giunzione, quando i fotoni eccitano gli elettroni nella regione di svuotamento, questi ultimi si spostano verso lo strato N, mentre le lacune si muovono verso lo strato P. Questo avviene poiché il campo elettrico naturale della giunzione separa le cariche, impedendo loro di ricombinarsi una volta superata la regione di svuotamento. La barriera elettrica nella giunzione funziona quindi come un meccanismo che garantisce la separazione delle cariche [12].

La migrazione degli elettroni verso lo strato N e delle lacune verso lo strato P crea un accumulo di cariche positive e negative sui rispettivi lati, generando una differenza di potenziale tra i due strati. Quando la giunzione viene collegata a un circuito esterno, questa differenza di potenziale permette il flusso di una corrente elettrica, che scorre dallo strato P allo strato N, alimentando il carico esterno.

## 2.2.2 Circuito equivalente

Ai terminali esterni di una cella fotovoltaica, il comportamento elettrico può essere inizialmente approssimato con una sorgente di corrente ideale, proporzionale all'irradianza, insieme a un diodo collegato in antiparallelo. Tuttavia, per avere una descrizione accurata del funzionamento di una cella reale, bisogna introdurre due ulteriori elementi dissipativi [12].

Una resistenza di shunt  $R_{sh}$  che rappresenta i percorsi di dispersione lungo i bordi tra la griglia frontale e la piastra della cella solare; può essere limitata tramite l'isolamento delle superfici laterali.

Una resistenza in serie  $R_s$  che è data dalla somma della resistenza volumetrica del semiconduttore, delle resistenze degli elettrodi e dei loro contatti. Il contributo principale deriva dalla griglia frontale.

Il circuito equivalente descritto è osservabile nella seguente figura.

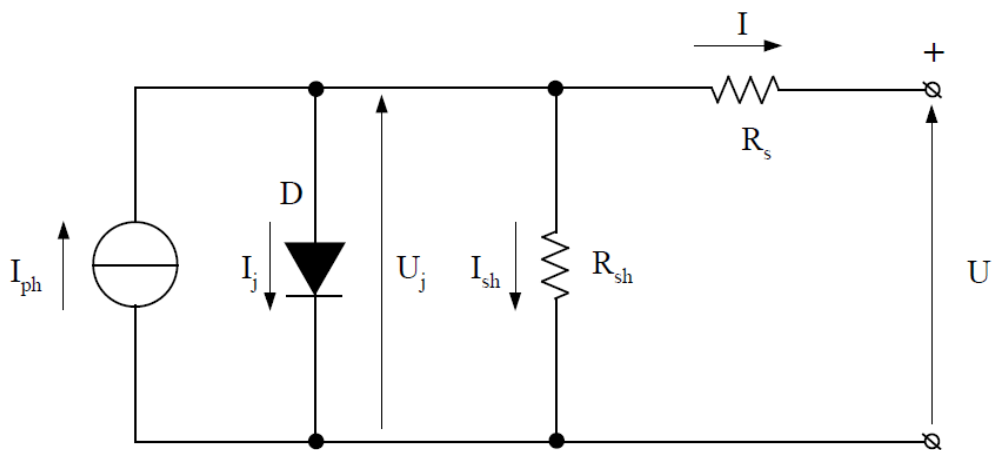


Figura 4 - Circuito equivalente di una cella fotovoltaica [12]

La giunzione agisce come un raddrizzatore e la sua curva caratteristica corrente-tensione è data dalla seguente espressione (equazione di Shockley, equazione 2). Essa comprende due termini: il primo rappresenta la corrente di diffusione e il secondo la corrente di deriva. Questi due termini sono uguali in assenza di polarizzazione esterna.

$$I_j = I_0 \cdot \left( e^{\frac{q U_j}{m k T}} - 1 \right) \quad [A] \quad (2)$$

Nella formula,  $I_0$  rappresenta la corrente di saturazione,  $q$  la carica elementare dell'elettrone pari a  $1,602 \cdot 10^{-19}$  C,  $m$  il fattore di qualità del diodo,  $k$  la costante di Boltzmann pari a  $1,38 \cdot 10^{-23}$  J/K e  $T$  la temperatura assoluta della giunzione.

Il generatore di corrente ideale fornisce la corrente fotoelettrica  $I_{ph}$  che dipende dal tipo di materiale della cella tramite la costante  $k_{mat}$  (equazione 3).



$$I_{ph} = k_{mat} \cdot G \cdot A \quad [A] \quad (3)$$

La corrente trasmessa nel carico si indica con  $I$ , mentre la tensione ai suoi terminali si indica con  $U$ . La formulazione per questi due termini si ottiene applicando le leggi di Kirchhoff (equazioni 4 e 5) al circuito equivalente.

$$I = I_{ph} - I_j - \frac{U_j}{R_{sh}} \quad [A] \quad (4)$$

$$U = U_j - R_s I \quad [V] \quad (5)$$

Combinando tali equazioni si ottiene la relazione tra corrente e tensione (equazione 6).

$$U = \frac{m k T}{q} \cdot \ln \left( \frac{I_{ph} - I \left( 1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - \frac{U}{R_{sh}} + I_0}{I_0} \right) - R_s I \quad [V] \quad (6)$$

La curva corrente-tensione  $I(U)$  (figura 5) per la cella fotovoltaica si ottiene imponendo un valore costante di irradianza e temperatura.

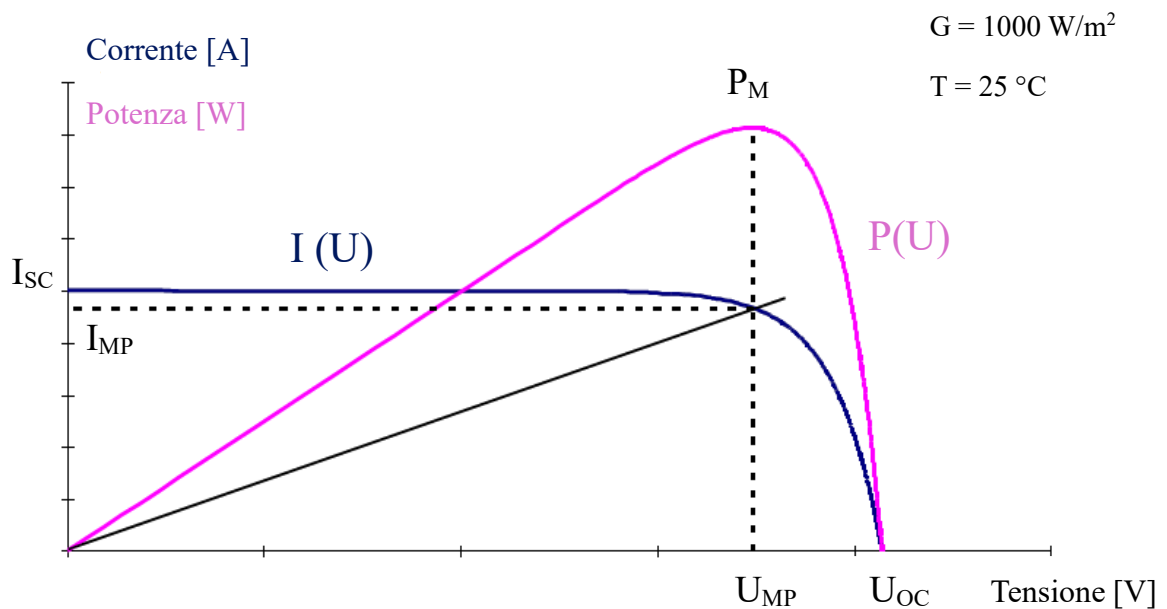


Figura 5 – Curva corrente-tensione  $I(U)$  e curva di potenza  $P(U)$  di una cella fotovoltaica (adattato da [12])

Nella curva  $I(U)$  sono presenti una serie di punti caratteristici.

$I_{SC}$  indica la corrente di cortocircuito, ovvero la corrente che attraversa la cella in condizione di tensione pari a zero. Rappresenta il massimo valore di corrente erogabile dalla cella fotovoltaica.

$U_{OC}$  indica la tensione a vuoto, ovvero la tensione presente ai capi della cella quando si ha corrente pari a zero. Rappresenta il massimo valore di tensione generabile dalla cella fotovoltaica.

La potenza è nulla nei punti  $I_{SC}$  e  $U_{OC}$ .

Il punto di coordinate  $I_{MP}$  e  $U_{MP}$  indica la condizione di massima potenza. Rappresenta quindi il punto in cui il prodotto di tensione e corrente è massimo.

Il Fill Factor (equazione 7) rappresenta un parametro descrittivo delle performance della cella, in quanto tiene conto dell'effetto delle resistenze  $R_{sh}$  e  $R_s$ .

$$FF = \frac{U_{MP}}{U_{OC}} \cdot \frac{I_{MP}}{I_{SC}} \quad [-] \quad (7)$$

### 2.2.3 Effetto dell'irradianza e della temperatura

Mantenendo costante la temperatura della cella, la curva corrente-tensione  $I(U)$  risponde alle variazioni dell'irradianza. Quando l'irradianza diminuisce, anche la corrente di cortocircuito  $I_{SC}$  diminuisce proporzionalmente, mentre la tensione a circuito aperto  $U_{OC}$  si riduce seguendo una curva logaritmica [12]. In figura 6, è mostrata questa relazione tra  $I(U)$  e  $G$ , inoltre si mette in evidenza il percorso dei punti di massima potenza. Si nota, inoltre, che  $U_{OC}$  rimane pressoché costante su un intervallo ampio di irradianza, iniziando a ridursi in modo significativo solo quando  $G$  scende sotto i  $50 \text{ W/m}^2$ .

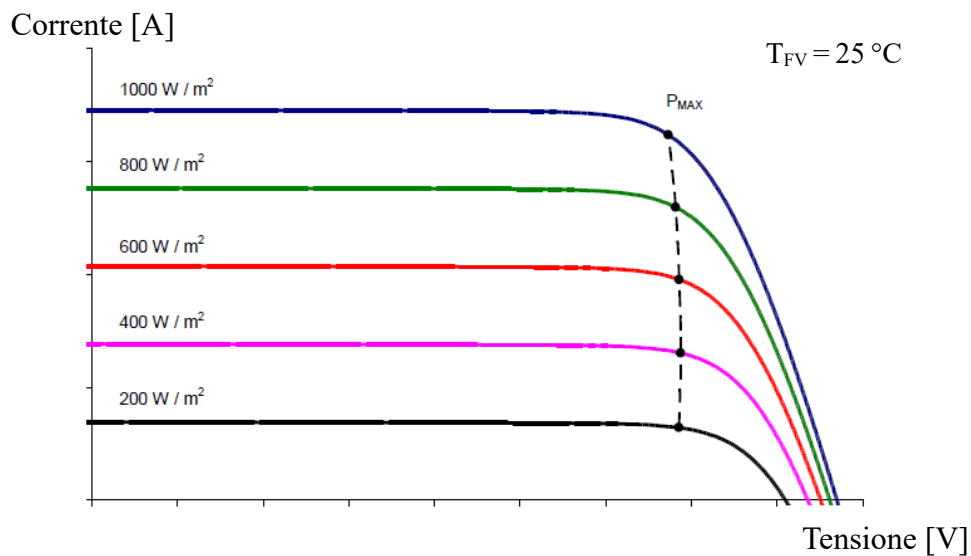


Figura 6 - Dipendenza dall'irradianza della caratteristica  $I(U)$  [12]

La caratteristica dipende anche dalla temperatura della cella fotovoltaica (come mostrato in figura 7). A valori di irradianza costante, l'aumento della temperatura provoca i seguenti effetti:

- Un incremento della corrente fotovoltaica  $I_{ph}$ , con conseguente incremento della corrente di cortocircuito  $I_{SC}$ , principalmente a causa della riduzione del bandgap.
- Un aumento della corrente del diodo  $I_j$ , che porta a una riduzione della tensione a circuito aperto  $U_{OC}$ .

Queste variazioni generano un gradiente termico della potenza massima che tende a restare costante.

Nelle applicazioni pratiche, si stima che la corrente di cortocircuito dipenda unicamente dall'irradianza, mentre la tensione a circuito aperto sia influenzata solo dalla temperatura.

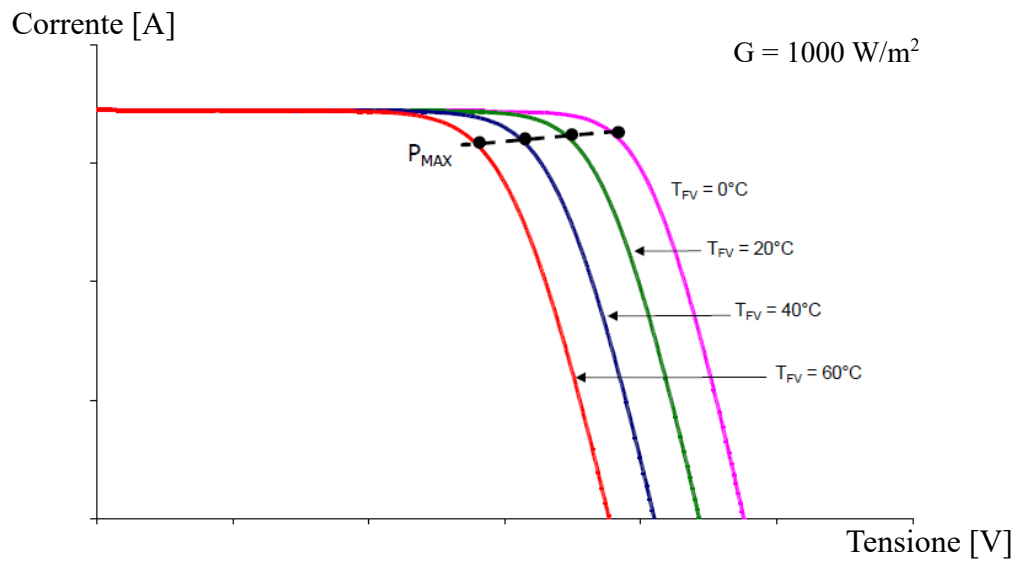


Figura 7 - Dipendenza dalla temperatura di cella della caratteristica  $I(U)$  [12]

## 2.2.4 Fonti di perdite

Nelle celle solari, la conversione della potenza irradiata in energia elettrica è inevitabilmente soggetta a perdite legate a diversi fattori [12]:

Tabella 3 - Fattori di perdita nella conversione di energia di una cella fotovoltaica

<b>Riflessione e copertura della superficie della cella</b>	Una parte della radiazione che raggiunge la superficie viene riflessa o intercettata dalla griglia anteriore. Per ridurre questi effetti, si applicano rivestimenti antiriflesso e si minimizza l'area della griglia frontale.
<b>Eccesso di energia dei fotoni incidenti</b>	Alcuni fotoni assorbiti hanno un'energia superiore a quella necessaria per generare coppie elettrone-lacuna; quest'energia in eccesso si degrada in calore.
<b>Insufficienza di energia dei fotoni incidenti</b>	Alcuni fotoni non possiedono energia sufficiente per creare una coppia elettrone-lacuna. I fotoni con energia inferiore a una certa soglia vengono quindi assorbiti sotto forma di calore.
<b>Fattore di ricombinazione</b>	Non tutte le coppie elettrone-lacuna restano separate dal campo elettrico di giunzione; una parte si ricombina, trasformando l'energia in calore. Questa perdita dipende dalle impurità e dai difetti del materiale.
<b>Fill Factor</b>	Non tutta l'energia elettrica prodotta viene trasferita al circuito esterno, ma una parte si dissipa nel diodo e nelle resistenze. Ciò provoca una distorsione della curva caratteristica della cella.

L'efficienza di conversione di una cella fotovoltaica indica la frazione di irradianza incidente che viene convertita in energia elettrica (equazione 8), e dipende dalla massima potenza erogabile, dal valore di irradianza e dalla superficie della cella.

$$\eta_{cs} = \frac{P_{max}}{G \cdot A} \quad [-] \quad (8)$$

## 2.2.5 Connessione in serie e in parallelo

Un carico generico richiede corrente e tensione superiori a quelle fornite da una singola cella solare. Per ottenere la potenza necessaria, le celle vengono collegate tra loro, sia in serie sia in parallelo.

Un gruppo di celle disposte in serie prende il nome di stringa; questa configurazione, con  $N_s$  celle collegate in serie, consente di aumentare la tensione complessiva del sistema. Con questo tipo di collegamento, la tensione totale corrisponde alla somma delle tensioni di ciascuna cella (equazione 9), mentre la corrente resta costante e pari a quella di una singola cella (equazione 10) [12].

$$U_{oc,serie} = \sum U_{oc,i} \quad [V] \quad (9)$$

$$I_{sc,serie} \cong I_{sc,min} \quad [A] \quad (10)$$

Se una delle celle presenta una curva I-U diversa rispetto alle altre (mismatch) a causa di difetti di fabbricazione o ombreggiature parziali, la curva I-U risultante si ottiene sommando le tensioni delle celle funzionanti regolarmente (matched, ovvero  $N_s - 1$  celle) a quella della cella presentante difetti; la corrente del sistema sarà limitata al valore di quest'ultima. Di conseguenza, la potenza in uscita risulta inferiore alla somma delle potenze individuali delle celle. La situazione peggiore si verifica in condizioni di cortocircuito, in cui la cella difettosa assorbe una quantità elevata di potenza, generando hotspot (surriscaldamenti). Per prevenire danni dovuti agli hotspot, vengono utilizzati diodi di bypass collegati in antiparallelo a gruppi di celle, che isolano le celle difettose o ombreggiate, evitando così surriscaldamenti e riduzioni della corrente nella stringa.

Nel caso di connessione in parallelo di  $N_p$  celle, invece, si incrementa la corrente complessiva del sistema. La corrente totale è pari alla somma delle correnti delle singole celle (equazione 11), mentre la tensione rimane costante, corrispondente a quella di una singola cella (equazione 12) [12].

$$I_{sc,parallelo} = \sum I_{sc,i} \quad [A] \quad (11)$$

$$U_{oc,parallelo} \cong U_{oc,min} \quad [V] \quad (12)$$

Quando una cella presenta un difetto o è ombreggiata, la curva I-U equivalente si ottiene sommando le correnti delle celle funzionanti regolarmente (matched, ossia  $N_p - 1$  celle) a quella della cella presentante difetti; la tensione complessiva rimane limitata al valore di quest'ultima. Di conseguenza, la potenza massima erogabile risulta ridotta. La situazione peggiore si verifica in condizioni di carico a vuoto, quando la cella difettosa assorbe la corrente delle  $N_p - 1$  celle, dissipando una potenza elevata che, a sua volta, può causare un pericoloso aumento della temperatura e portare alla rottura della cella stessa. L'uso di un diodo di blocco in serie alla singola cella può prevenire che la cella ombreggiata agisca come un carico a corrente inversa. Tuttavia, la caduta di tensione associata al diodo è comparabile alla tensione generata da una cella fotovoltaica, per cui risulta più efficiente collegare il diodo in serie a un'intera stringa di celle.

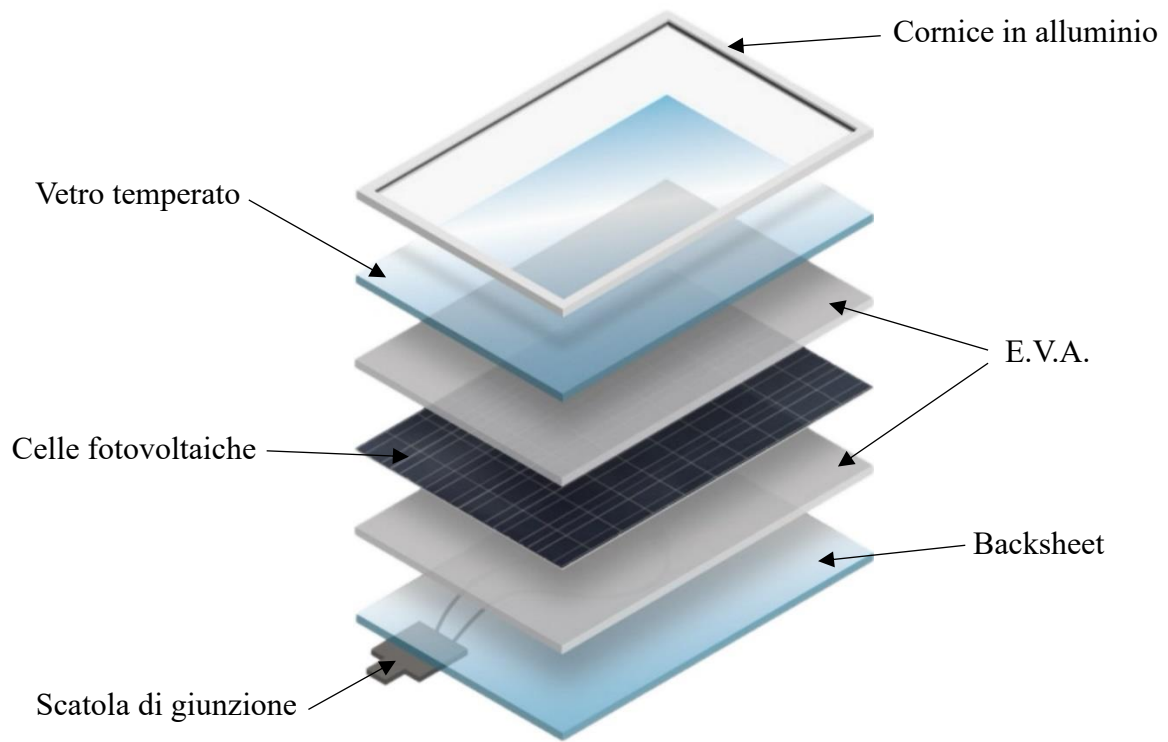
## 2.3 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici sono progettati come strutture multistrato, ciascuno con una funzione specifica per garantire la conversione dell'energia solare in energia elettrica, oltre a stabilità e resistenza a lungo termine. Il cuore operativo è un insieme di celle generalmente costituite da wafer di silicio monocristallino o policristallino, o da materiali a film sottile, connesse in serie e in parallelo. La stratificazione base di un modulo fotovoltaico prevede in genere [15] [16] [17]:

Tabella 4 - Layer costituenti di un modulo fotovoltaico

<b>Strato antiriflesso</b>	La superficie delle celle è ricoperta da un rivestimento antiriflesso, spesso composto da ossidi trasparenti come l'ossido di titanio o l'ossido di silicio, che ottimizza l'assorbimento della luce riducendo le perdite per riflessione. Questo rivestimento è essenziale per migliorare la cattura della luce.
<b>Materiale di incapsulamento</b>	Al di sopra e al di sotto delle celle si trovano strati di EVA (etilenevinil-acetato), un materiale polimerico trasparente che incapsula le celle, le protegge dall'umidità e assorbe vibrazioni e urti meccanici.
<b>Strato frontale (vetro)</b>	Al di sopra dell'EVA si trova un vetro temperato ad alta trasmittanza, che protegge il modulo dagli agenti atmosferici. Progettato inoltre per essere resistente ai raggi UV, mantenendo al contempo una trasparenza elevata per garantire il massimo assorbimento di luce nelle celle sottostanti.
<b>Backsheet (strato posteriore)</b>	Sotto le celle e l'EVA, si trova il backsheet, un componente polimerico che isola elettricamente e protegge le celle dall'umidità e dall'esposizione ambientale. Il materiale comune per il backsheet è il TPT (Tedlar-PET-Tedlar), una combinazione di polimeri.
<b>Struttura esterna</b>	La struttura esterna del modulo è generalmente una cornice in alluminio che conferisce robustezza e facilita il montaggio dei moduli nei sistemi di installazione. La cornice protegge anche gli strati interni da impatti fisici e facilita la dissipazione del calore.
<b>Scatola di giunzione</b>	La scatola di giunzione permette il collegamento elettrico dei moduli, ospita i diodi di bypass che prevengono i danni da hotspot, protegge le connessioni dagli agenti esterni e facilita la manutenzione del sistema.

Nella seguente figura si riporta una schematizzazione dei layer descritti in tabella.



*Figura 8 - Schematizzazione dei layer costituenti di un modulo fotovoltaico (adattato da [18])*



## 2.4 Inverter e convertitore DC/DC

Gli impianti fotovoltaici generano potenza elettrica in corrente continua (DC), il che richiede l'uso di un convertitore per permettere la connessione a carichi in corrente alternata o alla rete elettrica (AC), con una frequenza di 50 o 60 Hz. Nei grandi impianti fotovoltaici, si tende a collegare numerosi moduli a un unico inverter per ridurre i costi e minimizzare le perdite dovute alla conversione.

Sono disponibili vari tipi di inverter, ma oggi i più diffusi sono quelli a transistor, come MOSFET o IGBT. Questi transistor di potenza agiscono come interruttori elettronici, regolando il flusso di corrente elettrica in base a specifici segnali di controllo: possono trovarsi in modalità di blocco (aperti) o di conduzione (chiusi). Gli inverter più economici utilizzano una configurazione a ponte H, con quattro transistor, e generano in uscita un'onda quadra alternata [12].

Per ottenere una sinusoide a partire da un segnale DC, viene comunemente impiegata la tecnica PWM (Pulse Width Modulation, o modulazione di larghezza di impulso). Questo metodo consiste nel confrontare un segnale sinusoidale con uno a onda triangolare per creare i segnali di comando necessari per i transistor. Con una frequenza di commutazione elevata, il PWM può generare un'onda sinusoidale di buona qualità. Inoltre, un filtro viene solitamente inserito per ridurre le componenti armoniche indesiderate e migliorare la purezza della sinusoide in uscita.

L'efficienza di un inverter si misura come il rapporto tra la potenza convertita in corrente alternata e la potenza in corrente continua in ingresso (equazione 13). Le perdite dei dispositivi elettronici e la potenza consumata vengono considerate in questa efficienza.

$$\eta_{DC/AC} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} = \frac{P_{AC}}{P_{AC} + \text{perdite}} \quad [-] \quad (13)$$

Per migliorare l'efficienza di un impianto fotovoltaico, si può integrare un convertitore DC/DC controllato tramite un MPPT (Maximum Power Point Tracker, o inseguitore del punto di massima potenza). Questo sistema di controllo consente all'impianto di operare nel punto di massima potenza, incrementandone le prestazioni complessive. Sulla curva caratteristica  $I(U)$ , il punto di massima potenza corrisponde alla condizione in cui la derivata di  $I(U)$  è pari a  $I/U$ .

Il controllo dell'MPPT è solitamente implementato tramite algoritmi, tra cui il più diffuso è il metodo P&O (Perturb and Observe). Questo algoritmo opera introducendo piccole variazioni di carico e, di conseguenza, di tensione ( $\Delta U$ ), quindi misura la variazione di potenza ( $\Delta P$ ) risultante. Se  $\Delta P$  risulta positivo, l'algoritmo continua ad applicare una variazione di tensione nella stessa direzione; altrimenti, ne inverte il segno [12].

L'efficienza degli MPPT si colloca tra il 98% e il 99%. Il grafico seguente (figura 9) mostra le efficienze di questi convertitori in relazione alla potenza di ingresso, evidenziando come la performance cambi al variare del carico.

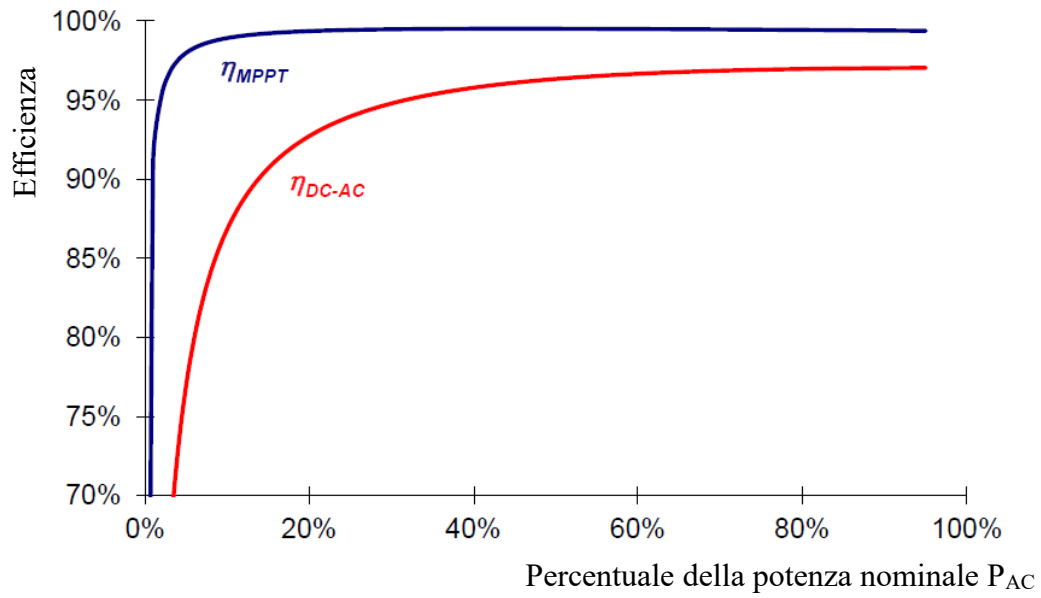


Figura 9 – Efficienza dell'inverter DC/AC e efficienza MPPT in relazione alla potenza di ingresso [12]

### 3. Sistemi agrivoltaici

L'agrivoltaico rappresenta una diversa modalità di utilizzo dell'energia fotovoltaica che, a differenza degli impianti tradizionali a terra, mira a coniugare la produzione agricola con quella energetica. Secondo le linee guida ministeriali, si tratta di un "impianto fotovoltaico che adotta soluzioni innovative per preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale" sul terreno interessato [19].

Grazie a soluzioni costruttive avanzate, come moduli fotovoltaici elevati da terra o orientabili, è possibile intraprendere le attività agricole o pastorali sotto gli impianti, favorendo una coesistenza armoniosa tra produzione energetica e coltivazione. Ciò rappresenta un cambiamento significativo rispetto ai sistemi fotovoltaici convenzionali, che spesso bloccano l'uso agricolo del terreno [20].



*Figura 10 – Esempio di un impianto agrivoltaico [21]*

Questa innovazione è particolarmente incentivata dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), che finanzia progetti di agrivoltaico con contributi fino al 40% dei costi ammissibili, sostenendo un nuovo modello di utilizzo del territorio che unisce economia agricola e transizione energetica [22].

L'utilizzo di questi sistemi consente alle aziende agricole di autoprodurre energia rinnovabile, contribuendo così alla diversificazione delle fonti di reddito. Questo aspetto è particolarmente importante in un contesto caratterizzato da cambiamenti climatici che rendono le produzioni agricole sempre più incerte. La possibilità di combinare la produzione agricola con quella energetica non solo incrementa la redditività dei terreni, ma aiuta anche le aziende agricole a stabilizzare i loro guadagni [23].

I sistemi agrivoltaici includono avanzati strumenti di monitoraggio che permettono di misurare il risparmio idrico, l'impatto delle installazioni fotovoltaiche sulle colture, e la continuità delle attività agricole. Questi sistemi di monitoraggio sono fondamentali per valutare l'incremento della fertilità del suolo in aree precedentemente occupate da impianti fotovoltaici tradizionali, e per analizzare il microclima generato tra i moduli e il suolo sottostante [24].

Prima di progettare un sistema agrivoltaico, è fondamentale pianificare accuratamente l'uso dello spazio, distinguendo tra le aree destinate alla coltivazione e quelle occupate dalle infrastrutture di supporto per i pannelli fotovoltaici [25]. In particolare, si fa riferimento a quattro parametri fondamentali, di seguito riportati in tabella 1.

Tabella 5 – parametri dimensionali fondamentali in materia di agrivoltaico

<b>Volume agrivoltaico</b>	Noto anche come "spazio poro", si riferisce all'area in cui si svolge l'attività agricola. Questo volume viene calcolato in base alla superficie dell'impianto e all'altezza minima tra i moduli e il terreno.
<b>Superficie totale di ingombro dell'impianto <math>S_{pv}</math></b>	Rappresenta l'area complessiva occupata dai moduli fotovoltaici, prendendo in considerazione l'ingombro massimo di ciascun modulo.
<b>Superficie totale di un sistema agrivoltaico <math>S_{tot}</math></b>	Include l'intera area interessata dall'impianto, comprendendo sia la superficie coltivata sia quella occupata dai pannelli.
<b>Altezza minima dei moduli fotovoltaici</b>	Misura la distanza tra il terreno e il bordo inferiore dei moduli fotovoltaici. Nel caso di pannelli a inseguimento solare, l'altezza si calcola alla massima inclinazione dei moduli.

Questi parametri sono delineati nelle linee guida aggiornate del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) [19], che stabiliscono i requisiti tecnici e operativi per l'accesso agli incentivi e per l'ottimizzazione del doppio utilizzo del suolo.

Un impianto agrivoltaico, per essere classificato come tale, deve soddisfare una serie di obiettivi che, come accennato in precedenza, comprendono [26]:

- **Diversificazione del reddito:** tali sistemi consentono di integrare il reddito agricolo tradizionale con la produzione di energia, aumentando la resilienza economica delle aziende agricole.

- Efficienza della coltivazione: il sistema non solo preserva, ma in alcuni casi migliora la produttività agricola. Questo avviene grazie alla riduzione dell'evaporazione e della luce diretta solare sotto i pannelli, che può proteggere le colture da stress idrico o termico. Le soluzioni innovative ottimizzano il microclima sotto i moduli.
- Incremento della produzione energetica nazionale.
- Riduzione dei costi di gestione: gli impianti possono essere gestiti dal personale agricolo già impiegato, riducendo i costi di conduzione e manutenzione.

Le “Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici” stabiliscono cinque requisiti fondamentali per garantire l'efficienza e la coesione tra produzione energetica e agricola [19], riassunti in tal caso nella seguente tabella.

*Tabella 6 - Requisiti fondamentali delle “Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici”*

<b>Requisito A</b>	La progettazione dell'impianto deve essere effettuata considerando la disposizione spaziale e l'integrazione tra le componenti agricole ed energetiche, favorendo una convivenza ottimale tra le due attività.
<b>Requisito B</b>	Durante l'intero ciclo di vita, il sistema deve garantire la produzione simultanea di energia elettrica e la continuità delle attività agricole e pastorali, senza compromettere le colture.
<b>Requisito C</b>	Gli impianti devono prevedere moduli fotovoltaici ad un'altezza sufficiente per consentire il passaggio delle attrezzature agricole, migliorando così sia la produttività agricola che l'efficienza energetica.
<b>Requisito D</b>	È essenziale predisporre un sistema di monitoraggio che valuti l'impatto sulle colture, le rese agronomiche e il consumo idrico, assicurando che l'installazione non comprometta le attività agricole.
<b>Requisito E</b>	Il monitoraggio deve estendersi anche alla valutazione della fertilità del suolo, al microclima generato dall'impianto e alla resistenza delle colture ai cambiamenti climatici.

Il rispetto di determinati requisiti permette la classificazione dell'impianto come "Agrivoltaico" quando sono rispettati i requisiti A, B e D e "Agrivoltaico avanzato" quando viene rispettata la totalità dei requisiti.

Più nel dettaglio, il requisito A prevede il rispetto di due parametri tecnici essenziali. Il parametro A1 stabilisce che almeno il 70% della superficie totale coinvolta nel progetto agrivoltaico deve essere

destinata all'attività agricola per tutta la durata di vita dell'impianto (equazione 14). Inoltre, tale coltivazione deve seguire le Buone Pratiche Agricole (BPA), garantendo la sostenibilità delle operazioni agricole. Il parametro A2 invece introduce il concetto di Land Area Occupation Ratio (LAOR), ovvero la percentuale di superficie coperta dai moduli fotovoltaici rispetto alla superficie totale del terreno agricolo. Il LAOR viene calcolato considerando la densità dell'impianto e viene espresso in MW/ha o in percentuale (equazione 15). Attualmente, le linee guida prevedono un LAOR massimo del 40% [19].

$$\text{Superficie agricola percentuale} = \frac{\text{Superficie utilizzabile ai fini agricoli}}{S_{tot}} > 70\% \quad (14)$$

$$LAOR = \frac{S_{pv}}{S_{tot}} < 40\% \quad (15)$$

Anche il requisito B prevede la verifica di due criteri chiave. Il criterio B1 valuta la continuità delle attività agricole e pastorali negli appezzamenti di terreno su cui sorge l'impianto agrivoltaico. La produttività agricola viene monitorata confrontando le rese culturali ottenute negli anni successivi all'installazione con le rese medie registrate negli anni precedenti all'impianto. Il secondo criterio (B2) riguarda la producibilità elettrica minima dell'impianto. Per essere conforme, l'impianto deve produrre almeno il 60% dell'energia rispetto a un impianto fotovoltaico standard posizionato nello stesso sito [19]. Questo parametro è espresso in GWh per ettaro all'anno.

Il requisito C si concentra sulla progettazione ottimale per garantire sia la crescita delle colture sia l'efficienza energetica. In particolare, stabilisce che l'altezza minima dei moduli fotovoltaici e il livello di ombreggiamento devono essere adeguati alle esigenze specifiche delle colture, tenendo conto della loro capacità fotosintetica.

L'implementazione dei sistemi agrivoltaici comporta una modifica dell'irraggiamento diretto al suolo, influenzando la quantità di radiazione disponibile per le colture. Questi cambiamenti nell'esposizione solare del terreno si riflettono nelle differenze di resa delle colture. Per mantenere buoni livelli produttivi, è fondamentale considerare vari aspetti della coltura, tra cui le esigenze di luce, la tolleranza all'ombreggiamento e l'altezza delle piante [27]. Alcuni studi hanno dimostrato che esistono colture particolarmente adatte alla crescita in ambienti ombreggiati, con una classificazione delle specie in base al loro grado di adattabilità. Tra queste, si distinguono colture come segale, orzo, avena, cavolo verde, colza, piselli, asparago, carota, ravanello, porro, sedano, finocchio e tabacco, che non risentono di una moderata ombreggiatura e sono considerate "colture adatte". Inoltre, è stato osservato che alcune colture beneficiano di una leggera ombreggiatura durante il ciclo produttivo, con un conseguente aumento delle rese, come accade con luppulo, spinaci, patata, insalata e fave, definite "colture molto adatte" [19].

Per le colture che necessitano di maggiore luce, l'ombreggiatura deve essere ridotta, mentre colture che tollerano livelli inferiori di luminosità possono beneficiare di ombreggiamenti maggiori. Nel settore zootecnico-pastorale, l'altezza minima dei moduli deve essere sufficiente a consentire il passaggio degli animali. Sulla base di queste esigenze, sono state sviluppate tre tipologie impiantistiche [19].

Una prima configurazione (figura 11) prevede la coltivazione su tutta la superficie. In questo sistema, le colture vengono coltivate sia sotto i moduli fotovoltaici sia nello spazio aperto tra i moduli (spazio poro), permettendo un duplice utilizzo del suolo. In questo caso, la superficie utilizzata per l'agricoltura e quella occupata dai moduli è bilanciata.



*Figura 11 - Prima tipologia impiantistica, coltivazione su tutta la superficie [28]*

Per la seconda tipologia (figura 12), l'altezza dei moduli da terra non è progettata per consentire l'attività agricola al di sotto dei moduli. Si determina una situazione in cui il suolo viene utilizzato in modo combinato, con un livello di integrazione tra l'impianto fotovoltaico e la coltivazione inferiore rispetto alla condizione precedente.



*Figura 12 - Seconda tipologia impiantistica, modalità combinata [28]*

L'ultima alternativa prevede moduli verticali (figura 13). Questa configurazione riduce l'interferenza con l'attività agricola, poiché i moduli generano ombreggiamento solo per alcune ore al giorno. Questo tipo di impianto è ideale per colture che richiedono poca luce o per terreni destinati al pascolo.



*Figura 13 - Terza tipologia impiantistica, moduli verticali [28]*

L'altezza minima per gli impianti varia in base alla destinazione d'uso del terreno. Per i sistemi destinati alla produzione agricola su larga scala, i cosiddetti impianti "sollevati da terra", l'altezza minima risulta di 2,1 metri. Mentre, per sistemi utilizzati in combinazione con la zootecnia, l'altezza

che consente lo spostamento del bestiame sotto i moduli è di 1,3 metri; tali impianti si definiscono “a terra”.

Per quanto riguarda il requisito D, esso si incentra sul monitoraggio continuo per garantire la sostenibilità delle attività agricole dopo l’avvio del sistema [19]. Il monitoraggio si articola in due fattori principali. Con il primo (D1) si valuta il risparmio idrico associato all'impianto. Questo parametro analizza l'impatto dell'ombreggiatura fornita dai moduli fotovoltaici sul consumo di acqua delle colture, cercando di capire se l'ombreggiatura contribuisce a ridurre la necessità di irrigazione, rendendo le coltivazioni più efficienti dal punto di vista idrico. Il secondo (D2) verifica il mantenimento dell'attività agricola e il potenziale impatto dell'impianto sulle colture. Questo parametro monitora le rese agricole e valuta se le attività agricole possano continuare in modo sostenibile e senza compromissioni significative.

Il requisito E, invece, è suddiviso in tre parametri di monitoraggio che analizzano aspetti più specifici [19]. Il parametro E1 si riferisce alla valutazione del ripristino della fertilità del suolo, specialmente in zone in cui il terreno è rimasto inutilizzato per un periodo non superiore ai 5 anni, ma che, attraverso l'uso dell'agrivoltaico, potrebbero vedere un incremento della produttività. Con il parametro E2 si analizza invece la formazione del microclima sotto i pannelli solari. Questo può variare in base alla coltura presente, alle condizioni meteorologiche e alla circolazione dell'aria sotto i moduli. Per determinare il microclima, si misurano l'umidità relativa e la temperatura sia all'esterno che al di sotto dei moduli. Un altro elemento cruciale da considerare per il ricircolo dell'aria è la velocità del vento, misurata anch'essa sia sopra che sotto i moduli. Il parametro E3 riguarda la valutazione della resilienza ai cambiamenti climatici, con particolare attenzione agli aspetti che potrebbero essere influenzati da un impianto agrivoltaico. Per raggiungere questo obiettivo, si prevede una serie di analisi dei rischi ambientali. Le prime analisi vengono effettuate durante la fase di progettazione, in cui si esamina l'area interessata dal sistema e si valutano i rischi ambientali e climatici, considerando anche eventuali misure di mitigazione per ridurre al minimo gli impatti identificati. Successivamente, nella fase di monitoraggio, si verifica l'efficacia delle mitigazioni adottate, redigendo un documento che includa prove grafiche dalla fase iniziale di installazione fino al completamento delle misure di mitigazione.

Nell'immagine seguente si riporta uno schema riassuntivo di tutti i criteri citati in tale paragrafo.



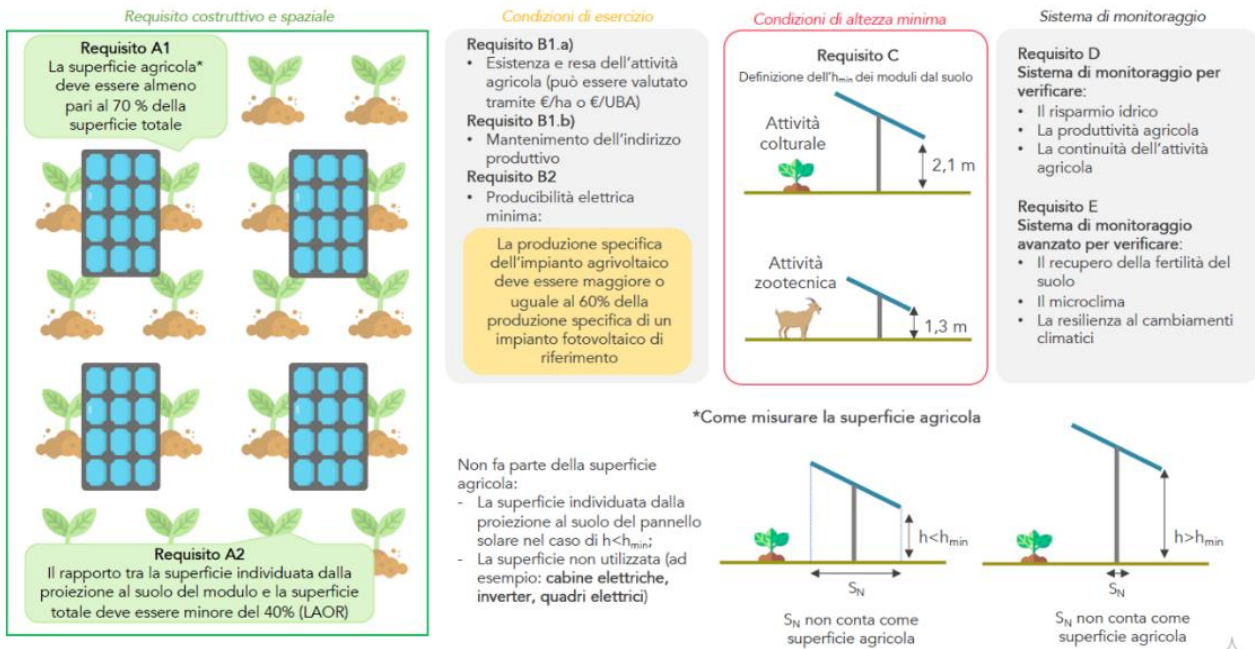


Figura 14 - Schema riassuntivo dei criteri delle "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici" [19]

## **4. Analisi progettuale del caso studio**

### **4.1 Scopo del lavoro**

Da quanto esposto sin ora, risulta evidente come l'agrivoltaico rappresenti una soluzione efficace per il mix energetico nazionale. L'integrazione armoniosa tra produzione agricola e generazione energetica può contribuire ad ottimizzare l'uso delle risorse e supportare la resilienza climatica delle aree rurali. Inoltre, la collaborazione tra i due settori permette l'accesso ad aree che risultano non idonee all'installazione di impianti fotovoltaici standard; si è così in grado di incrementare il livello di capacità di produzione di energia da fonti rinnovabili.

La tesi pone in analisi un caso progettuale di un impianto agrivoltaico, per il quale si è svolto il ruolo di assistenza alla progettazione e allo studio di fattibilità per l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio. Il progetto è stato curato da Studio Ekó S.r.l., una società di ingegneria che opera nel settore dell'ingegneria energetica con la missione di sviluppare, progettare e realizzare edifici ed impianti alta efficienza energetica, con la quale si è entrati in contatto nel corso dell'attività di tirocinio curricolare.

Nel corso della trattazione verrà posta l'attenzione sulla verifica dei requisiti esposti nel capitolo precedente, in quanto il loro rispetto è condizione necessaria ad una corretta implementazione degli aspetti di sinergia tra agricoltura e produzione di energia. Si analizzeranno le normative territoriali al fine di valutare la compatibilità del progetto con le aree interessate.

Il comparto tecnico dell'impianto verrà analizzato nel dettaglio, con particolare attenzione ai moduli impiegati, alle strutture di supporto e all'architettura elettrica. Verranno inoltre presentate le scelte riguardanti le opere di mitigazione perimetrale e il resto delle opere civili.

Verrà ampiamente esposto come, per il lato agricolo, il progetto preveda un miglioramento del piano colturale e l'implementazione di tecniche innovative al fine di ottenere un incremento di redditività.

Si passerà poi ad un'analisi di producibilità dell'impianto, con lo scopo di valutare l'efficacia della configurazione progettuale rispetto alla scelta delle strutture di supporto dei moduli. Si effettuerà inoltre un confronto di prestazioni tra il caso in esame e un impianto fotovoltaico standard posizionato nello stesso sito.

Infine, tramite un'analisi economica si valuterà il costo medio di produzione di energia elettrica sul ciclo di vita dell'impianto e si verificherà la vantaggiosità economica del progetto.

## 4.2 Inquadramento territoriale

Obiettivo del progetto è la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a 46,76 MW DC sito in agro del Comune di Campomarino (CB), località “Convento Vecchio”, e del cavidotto di collegamento alla sottostazione di consegna a trasformazione 36 kV, da realizzare in prossimità dell’ampliamento della stazione RTN a 150 kV di Terna S.p.A. “Larino”.

Le coordinate geografiche del sito sono: latitudine 41° 52' 49.19" N, longitudine 15° 4' 50.91" E. L’Area è ubicata all’interno della Regione Molise. L’intera superficie ricade in zona con destinazione urbanistica agricola, in cui prevale la presenza di terreni ad uso seminativo, con piccole aree di vigneti e uliveti.

Il campo fotovoltaico interessa dieci particelle indicate al N.C.T. (Nuovo Catasto Terreni) al Foglio 45 e al Foglio 39, come è possibile osservare nella seguente figura.

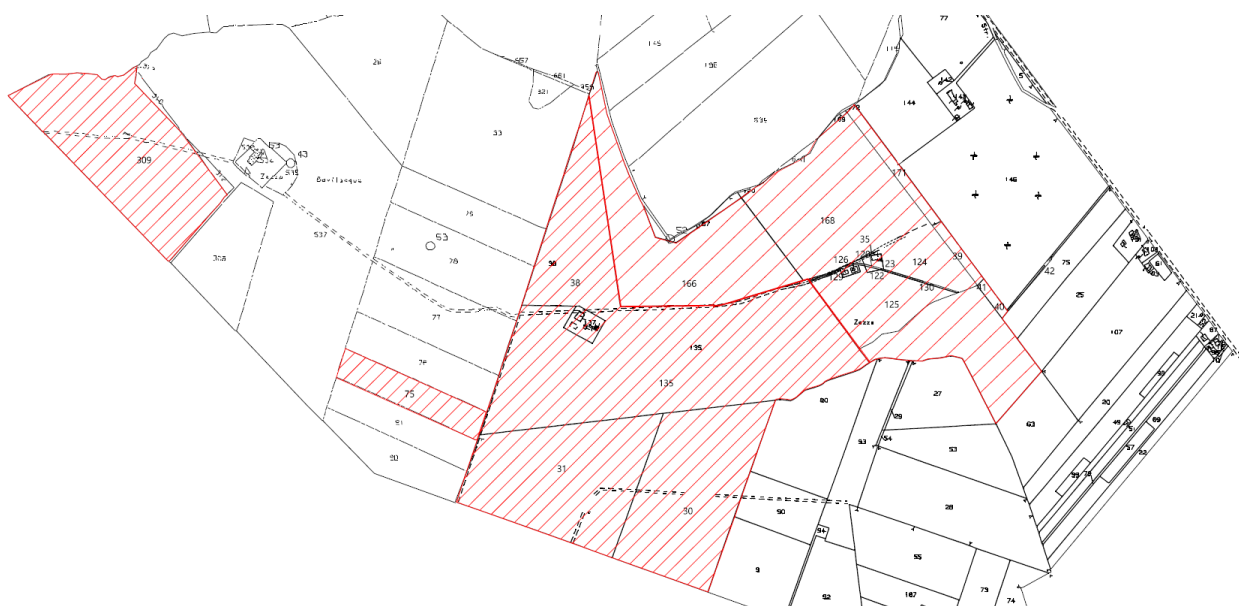


Figura 15 - Localizzazione dell'area di impianto su catastrale - fogli di mappa 39 e 45 (elaborato fornito da Studio Eko' srl [29])

In figura 16 è rappresentato l’inquadramento dell’area interessata dal campo agrivoltaico sulla Carta Tecnica Regionale.

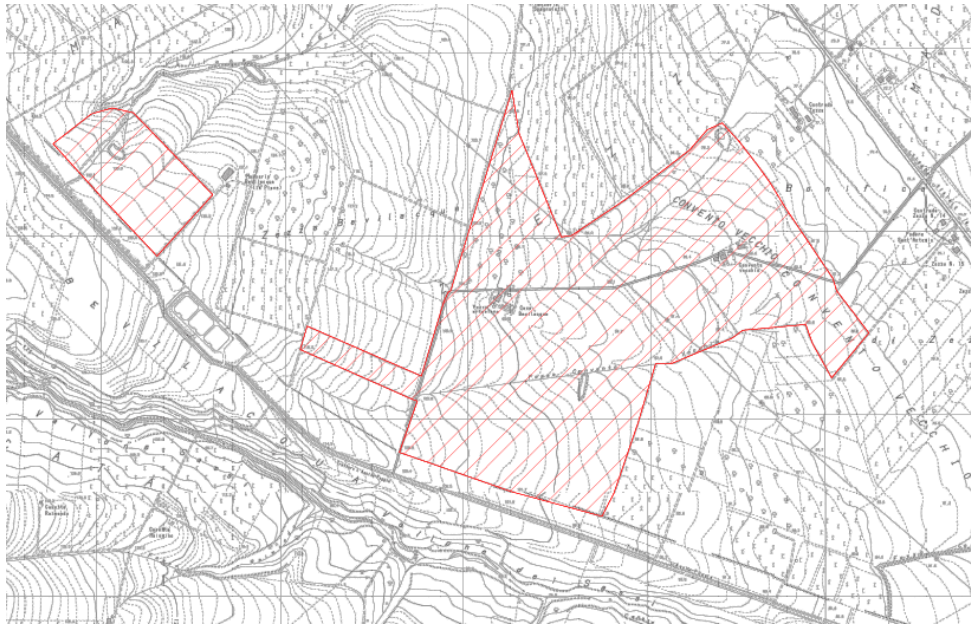


Figura 16 - Localizzazione dell'area d'impianto su stralcio Carta Tecnica Regionale (elaborato fornito da Studio Eko' srl [30])

La linea elettrica di connessione ha una lunghezza complessiva di 17,30 km e ricade all'interno dei Comuni di Campomarino, San Martino in Pensilis e Ururi fino al raggiungimento della stazione elettrica, nel comune di Larino al Foglio 43 Particella 96. La totalità dell'area occupata dagli interventi progettuali è inquadrata in figura 17.

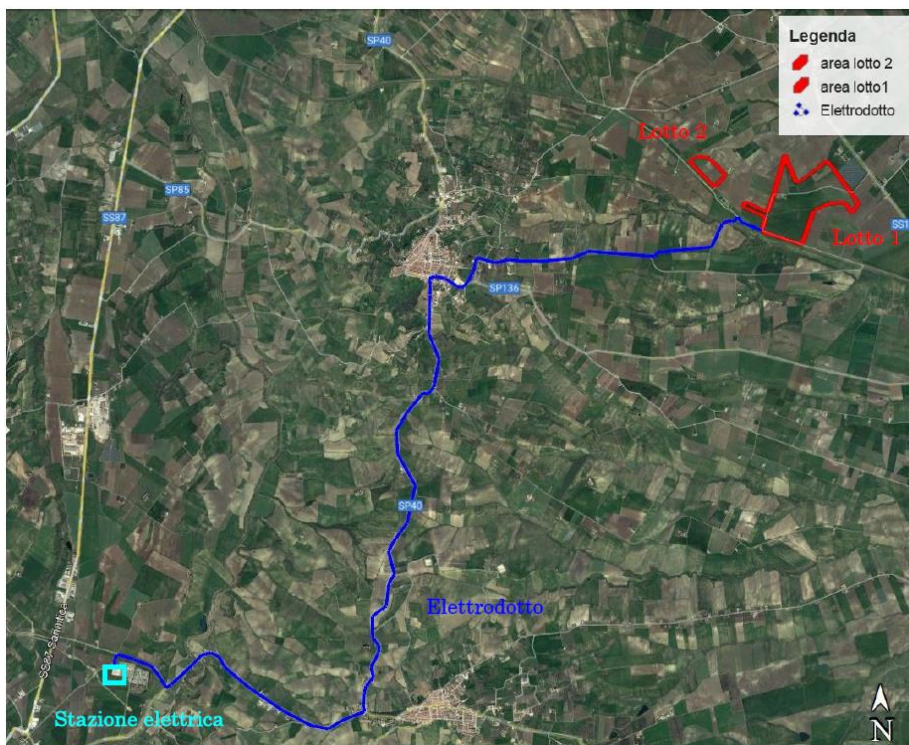


Figura 17 - Localizzazione degli interventi progettuali su ortofoto (elaborato fornito da Studio Eko' srl [31])

Il progetto proposto si colloca nel contesto energetico sia europeo che nazionale, in linea con il decreto legislativo del 29 dicembre 2003, n. 387, che recepisce la direttiva 2001/77/CE. Tale normativa promuove la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili all'interno del mercato dell'energia [32].

Le direttive comunitarie e gli accordi internazionali sottolineano l'importanza di sviluppare le fonti rinnovabili, considerate insieme al risparmio energetico, come gli strumenti più efficaci per contrastare l'aumento delle emissioni di gas serra, che sono direttamente legate al peggioramento di eventi climatici estremi su scala globale.

Il progetto dell'impianto agrivoltaico e delle opere connesse è stato sviluppato avendo cura di minimizzarne l'impatto ambientale, nel pieno rispetto del punto 16.1.C della Parte IV "Inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio" del DM 10.09.2010 [33], che prescrive il ricorso a criteri progettuali volti ad ottenere il minor consumo possibile del territorio, sfruttando al meglio le risorse energetiche disponibili, adottando le seguenti soluzioni:

- Utilizzo del sito destinato all'installazione dell'impianto agrivoltaico per l'esercizio combinato di attività di generazione elettrica e agricole diversificate;
- Minimizzo dell'impatto sull'ambiente nelle varie fasi (cantiere, costruzione, esercizio, manutenzione e dismissione);
- Prevenzione di azioni di mitigazione degli impatti relativi alla componente naturalistica, flora, fauna ed ecosistema, con particolare attenzione a impatto visivo, paesaggistico ed elettromagnetico;
- Realizzazione di una recinzione che consenta il passaggio della fauna;
- Adozione di una fascia arborea perimetrale, esterna alla recinzione, con funzione di schermo visivo e frangivento;
- Realizzazione di file di moduli con una distanza tale da consentire il passaggio di mezzi e persone per la costruzione, gestione e manutenzione dell'impianto;
- Realizzazione di una viabilità interna che tenga conto di eventuali strade già esistenti;
- Contenimento al massimo di scavi e sbancamenti, nonché di opere in calcestruzzo;
- Prevenzione di opere tali che possano consentire il ripristino dei luoghi in fase di dismissione.

Nel comune di Campomarino (CB) è attualmente in vigore il Piano Regolatore Generale, adottato con la delibera n. 30 del Consiglio Comunale il 7 settembre 2000 e successivamente approvato dal Consiglio Regionale con la delibera n. 19 del 16 marzo 2006. Tale piano classifica le aree interessate dal progetto come Zona 'E', ovvero verde agricolo. Il progetto del futuro impianto agrivoltaico è perfettamente compatibile con le destinazioni d'uso previste e non coinvolge aree soggette a vincoli, garantendo quindi la piena coerenza urbanistica [34].

Inoltre, per quanto riguarda la compatibilità paesaggistica, il riferimento normativo principale a livello regionale è la Legge Regionale n. 24 del 1° dicembre 1989, che disciplina i Piani territoriali paesistico-ambientali [35]. Il Piano territoriale paesaggistico e ambientale regionale (P.T.P.A.A.V.) si

applica all'intero territorio molisano ed è articolato in piani specifici per zone delimitate, sviluppati dalla Regione per tutelare il patrimonio paesaggistico e ambientale delle diverse aree.

I Piani Territoriali Paesaggistico-Ambientali di Area Vasta (P.T.P.A.A.V.), elaborati in conformità con la Legge Regionale n. 24 del 1° dicembre 1989, coprono diversi ambiti territoriali, suddivisi in un totale di otto macroaree, illustrate nella figura 18.

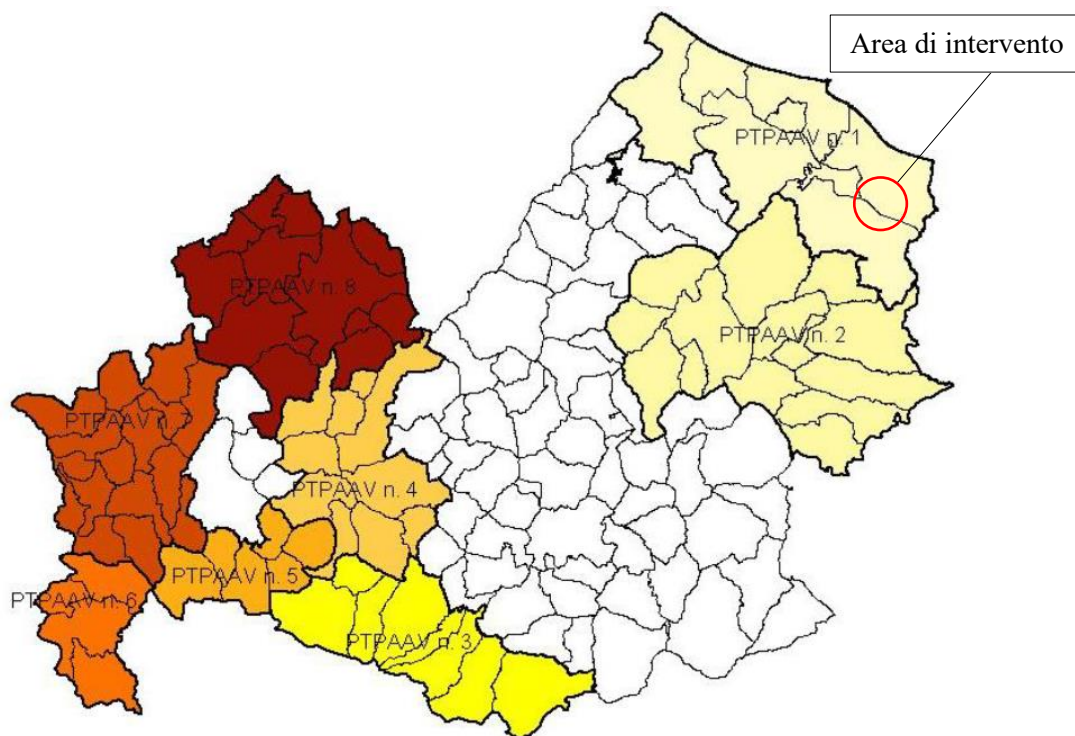


Figura 18 - Cartografia d'insieme a scala regionale contenente i P.T.P.A.A.V che compongono il Piano territoriale paesistico [36]

L'area oggetto del progetto rientra nel Piano Territoriale Paesistico-Ambientale di Area Vasta n.1 'Basso Molise'. I documenti del P.T.P.A.A.V. identificano nel territorio del Molise gli elementi del paesaggio da proteggere, suddividendoli in due categorie principali:

- Elementi del paesaggio che richiedono conservazione, miglioramento o ripristino, soggetti a tutela di tipo A1 e A2;
- Elementi del paesaggio in cui sono consentite trasformazioni territoriali, previo accertamento di ammissibilità (tutela VA), o trasformazioni subordinate a specifici requisiti progettuali (tutela TC1 e TC2).

Più nel dettaglio, le modalità di tutela sono esplicate nella tabella seguente.

Tabella 7 - Modalità di tutela per le aree vaste in oggetto

A1	conservazione, miglioramento e ripristino delle caratteristiche costitutive degli elementi, con mantenimento dei soli usi attuali compatibili
A2	conservazione, miglioramento e ripristino delle caratteristiche costitutive degli elementi, con mantenimento dei soli usi attuali compatibili e con parziale trasformazione con l'introduzione di nuovi usi compatibili
VA	trasformazione da sottoporre a verifica di ammissibilità in sede di formazione dello strumento urbanistico
TC1	trasformazione condizionata a requisiti progettuali da verificarsi in sede di rilascio del N.O. ai sensi della Legge 1497/39
TC2	trasformazione condizionata a requisiti progettuali da verificarsi in sede di rilascio della concessione o autorizzazione ai sensi della Legge 10/77 e delle successive modifiche ed integrazioni

Per la valutazione della compatibilità del progetto con il Piano Territoriale Paesistico - Ambientale di Area Vasta n.1 "Basso Molise" sono state consultate, oltre che le Norme Tecniche di Attuazione del piano, in particolare le seguenti cartografie: TAV. S1 "Carta delle Qualità del Territorio" e TAV. P1 "Carta della Trasformabilità del Territorio - Ambiti di Progettazione e Pianificazione Esecutiva".

Dall'analisi delle carte S1 e P1, relative all'Area n.1, risulta che il terreno destinato all'impianto agrivoltaico si trova all'interno della zona MP1, classificata come area di eccezionale valore produttivo. Questa zona è principalmente composta da aree fluviali e pianure alluvionali.

In particolare, il sito presenta un basso livello di elementi di rilevanza naturalistica, storica e percettiva, così come una bassa pericolosità geologica.

Nelle figure seguenti si riporta la localizzazione dell'area di intervento sulle cartografie.

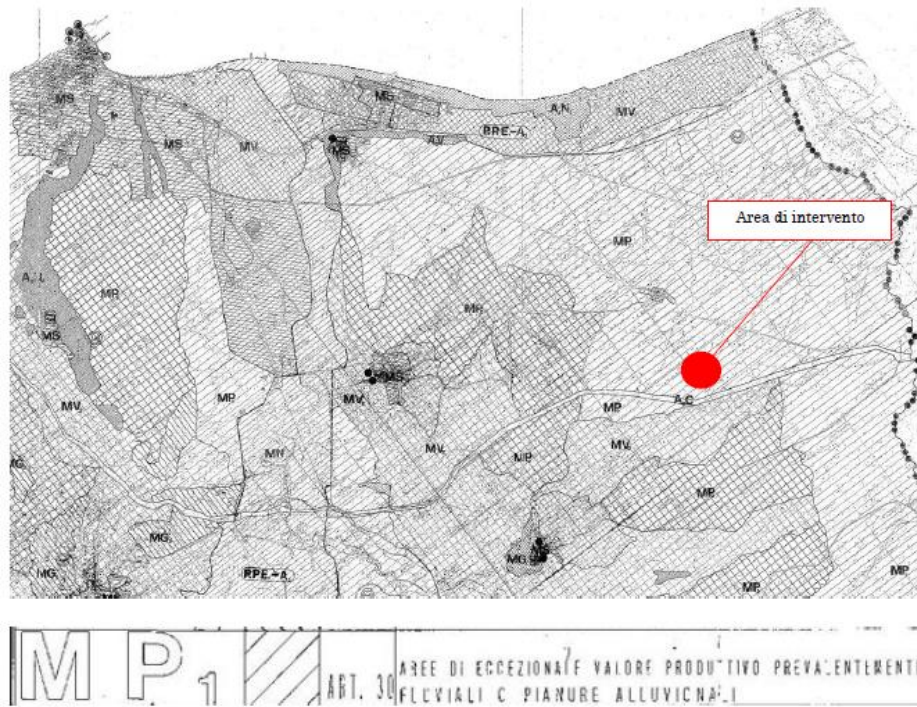


Figura 19 - Localizzazione su stralcio PTPAAV – Tavola P1 [37]



Figura 20 - Localizzazione su stralcio PTPAAV – Tavola S1 [38]



Il progetto dell'impianto agrivoltaico e delle opere connesse può essere classificato, nel rispetto delle categorie individuate dalle Norme Tecniche di Attuazione (N.T.A.) del piano, nella categoria d'uso di tipo infrastrutturale [34].

All'interno della categoria d'uso di tipo infrastrutturale il progetto può essere scomposto in:

*Tabella 8 - Categorie d'uso per le opere di progetto*

campo fotovoltaico	c.2 "a rete fuori terra"
cavidotto esterno di collegamento tra l'impianto e la sottostazione di consegna e trasformazione 36 kV	c.1 "a rete interrate"
sottostazione di consegna e trasformazione 36 kV	c.6 "puntuali tecnologiche fuori terra"

Da quanto fin qui esposto si evince che la realizzazione del cavidotto esterno di collegamento tra l'impianto e la sottostazione di consegna e trasformazione 36 kV si configura quale trasformazione condizionata (Modalità TC1) che, come riportato dall'art. 28 delle N.T.A., consiste nella trasformazione condizionata a requisiti progettuali da verificarsi in sede di rilascio di autorizzazione. L'intervento è fattibile nel rispetto di specifiche prescrizioni conoscitive, progettuali, esecutive e di gestione nei casi specificati nel Titolo VI delle N.T.A. del piano.

Mentre, per la realizzazione del campo fotovoltaico e della sottostazione di consegna e trasformazione 36 kV si configurano quali trasformazioni da sottoporre a verifica di ammissibilità (Modalità VA) che, come riportato dall'art. 27 delle N.T.A., consiste nella trasformazione soggetta alla verifica, attraverso uno studio specialistico di compatibilità riferito ai singoli tematismi per i quali è prescritta la verifica. Tale studio viene puntualmente descritto e disciplinato dall' art. 32 delle N.T.A. del piano. Gli interventi sono fattibili previa verifica di ammissibilità.

La compatibilità del progetto è stata valutata anche in relazione alla rete ecologica Natura 2000, istituita dalla Direttiva 92/43/CEE [39]. Natura 2000 rappresenta lo strumento principale dell'Unione Europea per la conservazione della biodiversità, con l'obiettivo di preservare a lungo termine gli habitat naturali e le specie di flora e fauna minacciate o rare a livello comunitario.

La rete è composta da Siti di Importanza Comunitaria (SIC), definiti dalla Direttiva Habitat, e dalle Zone di Protezione Speciale (ZPS), designate in conformità alla Direttiva Uccelli 2009/147/CE [40]. Le ZPS identificano aree che ospitano popolazioni significative di specie ornitiche di interesse comunitario.

Nella regione Molise sono presenti 12 Zone di Protezione Speciale (ZPS), che coprono una superficie totale di 66.019 ettari, e 85 Siti di Importanza Comunitaria (SIC), distribuiti su circa 97.750 ettari. L'aggiornamento del numero e dell'estensione delle ZPS è stato approvato con la Delibera della

Giunta Regionale n. 347 del 4 aprile 2005, mentre per i SIC il riferimento normativo è la Decisione della Commissione Europea del 19 luglio 2006 (2006/613/CE) [41], che ha adottato l'elenco dei siti di importanza comunitaria per la regione biogeografica mediterranea, inclusi quelli situati in Molise.

Come si evince dall'immagine di seguito (figura 21) l'area interessata dal campo fotovoltaico non ricade all'interno di aree SIC (Siti di Importanza Comunitaria) e ZPS (Zone di Protezione Speciale) delle carte della Rete Natura 2000. Si può inoltre visualizzare come non vi siano interferenze con Aree Protette, Aree MAB (Man and the Biosphere) e Aree IBA (Important Bird Areas).

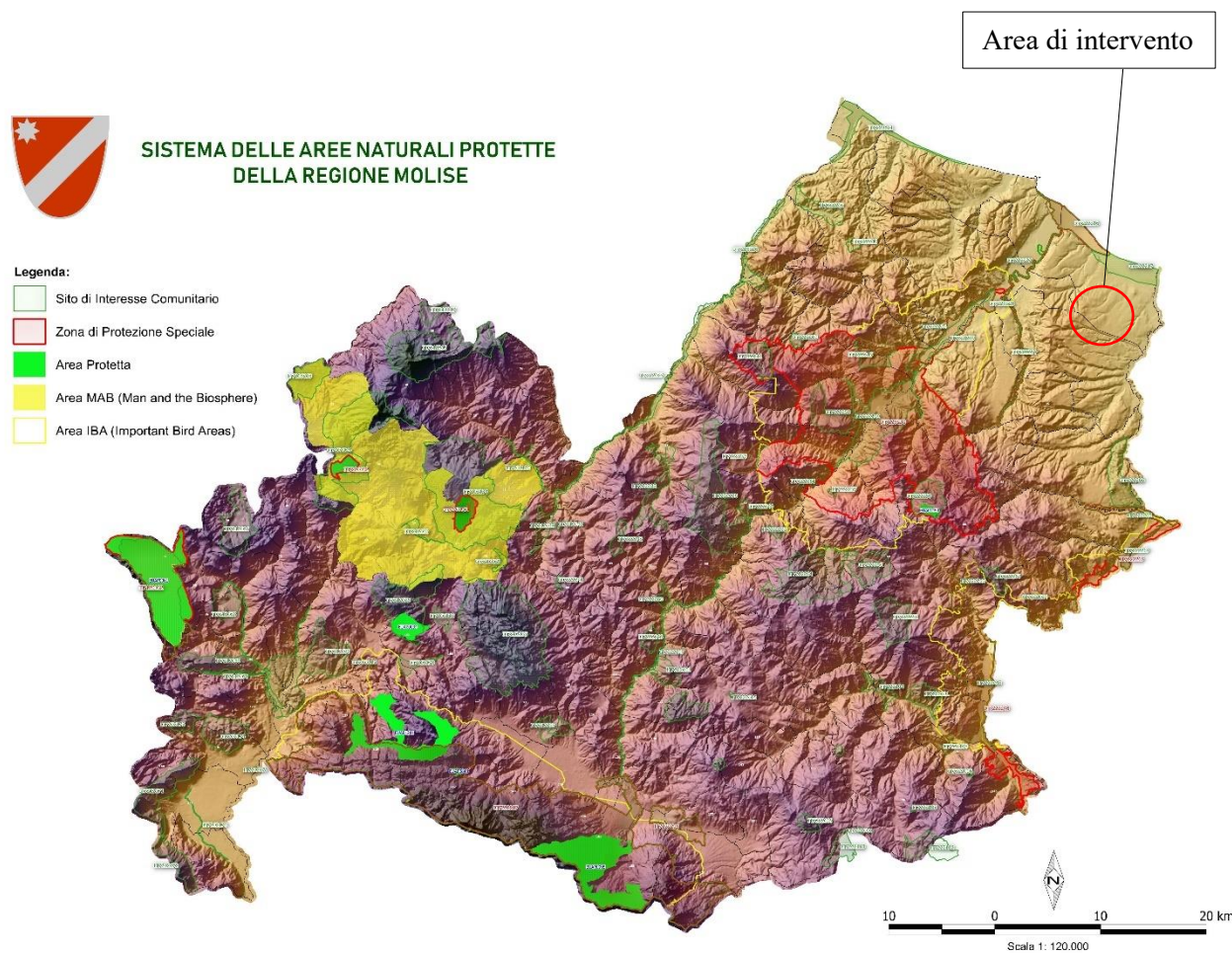


Figura 21 – Sistema delle aree naturali protette della Regione Molise [42]

Il principale riferimento normativo per la tutela del paesaggio è il 'Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio', emanato con il Decreto Legislativo n. 42 del 22 gennaio 2004, in attuazione dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137. Questo codice, entrato in vigore il 1° maggio 2004, ha sostituito il 'Testo Unico della legislazione in materia di beni culturali e ambientali', introdotto con il D.lgs. n. 490 del 29 ottobre 1999 [43].

Secondo questa normativa, la protezione dei beni paesaggistici avviene attraverso i seguenti strumenti:

- La dichiarazione di notevole interesse pubblico su specifiche aree paesaggistiche, rilasciata tramite decreto ministeriale, come previsto dagli articoli 138-141;
- Le aree tutelate per legge, elencate nell'articolo 142;
- I Piani Paesaggistici, definiti dall'articolo 143, che stabiliscono le norme d'uso per l'intero territorio.

L'area destinata all'impianto fotovoltaico non è soggetta a vincoli paesaggistici ai sensi della L. 1497/39 [44]. Tuttavia, l'elettrodotto attraverserà parzialmente una zona vincolata vicino al comune di San Martino. In tale area, l'elettrodotto sarà interrato, eliminando così qualsiasi impatto visivo, poiché il suo percorso seguirà le infrastrutture stradali esistenti, garantendo una piena integrazione nel contesto paesaggistico.

L'agricoltura ha un ruolo fondamentale nella regione Molise, sia dal punto di vista economico che culturale. La regione presenta un terreno variegato e fertile che ha favorito tradizionalmente l'attività agricola, tanto da essere riconosciuta per la produzione di prodotti agricoli di alta qualità, spesso associati alla sostenibilità.

Per quanto riguarda la produzione di energia, il Molise non solo soddisfa il proprio fabbisogno energetico, ma contribuisce anche all'approvvigionamento energetico nazionale, con una quota significativa proveniente da fonti rinnovabili.

Questa regione appresenta un contesto ideale per l'implementazione di scelte impiantistiche di tipo agrivoltaico; l'attenzione riservata alla produzione agricola, può essere convogliata anche sulla produzione di energia sostenibile, tramite la collaborazione sinergica dei due settori.

## 4.3 Layout d'impianto

Nel progetto in questione, l'area dedicata all'installazione dei pannelli fotovoltaici è suddivisa in due sezioni, come visibile nella planimetria di progetto allegata.



Figura 22 – Planimetria di progetto, inquadramento dell'impianto su satellitare (elaborato fornito da Studio Eko' srl [45])

### 4.3.1 Moduli fotovoltaici

L'impianto si compone di 80.616 moduli fotovoltaici bifacciali di nuova generazione del tipo in silicio monocristallino di potenza nominale pari a 580 Wp. Si è scelto di impiegare il modello Tiger Neo N-type 72HL4-BDV della casa costruttrice Jinko Solar.

La scelta della potenza di picco di 580 W risponde alle esigenze spaziali del progetto. Moduli con potenza di picco superiore permettono di generare più energia per ogni metro quadrato di superficie installata. Questo è particolarmente vantaggioso per gli impianti agrivoltaici, in cui si ricerca l'ottimizzazione dell'area occupata dai moduli. Generando più energia per modulo, è possibile ridurre il numero totale di moduli necessari per raggiungere una produzione energetica specifica. Inoltre, con un minor numero di moduli, i costi associati a strutture di montaggio, cablaggio e accessori di fissaggio si riducono.

L'efficienza in Standard Test Conditions del modulo è del 22,45%, il che significa che il 22,45% dell'energia solare incidente viene convertita in energia elettrica. Questo elevato livello di efficienza è ottenuto grazie all'uso di celle N-type monocristalline e alla tecnologia avanzata SMBB (Super Multi Busbar), che migliora la raccolta della corrente e riduce le perdite resistive [46].

Il coefficiente di temperatura per la potenza massima è di  $-0,29\%/^{\circ}\text{C}$ . Questo indica che per ogni grado Celsius di aumento della temperatura oltre i  $25^{\circ}\text{C}$ , la potenza massima del modulo diminuisce dello 0,29% [46]. Un coefficiente di temperatura più basso è vantaggioso, poiché riduce l'impatto negativo delle alte temperature sulle prestazioni del modulo, garantendo una produzione energetica più stabile. Il valore di tale coefficiente risulta tra i migliori sul mercato. A parità di potenza di picco, altre scelte comportano un valore di coefficiente di temperatura più alto [47], e conseguentemente una perdita di efficienza più rapida.

L'azienda produttrice sottopone i propri moduli a rigorosi controlli di qualità, con oltre 36 fasi di ispezione e test in condizioni estreme, come umidità elevata, calore intenso e nebbia salina [48]. Questo garantisce prestazioni elevate e una lunga durata nel tempo, assicurando un funzionamento affidabile anche in ambienti difficili. Si offrono garanzie competitive, con copertura fino a 30 anni sulla potenza lineare. Questo assicura che i moduli manterranno una performance elevata nel tempo.

I moduli fotovoltaici sono progettati con doppio isolamento (classe II) e dotati di una cornice in alluminio anodizzato. La scatola di giunzione, posizionata sul retro del pannello, offre un grado di protezione IP68 e contiene diodi di by-pass, essenziali per prevenire il fenomeno dell'hot-spot, proteggendo così le celle. Le celle fotovoltaiche all'interno di ciascun modulo sono incapsulate tra due strati di E.V.A. (Ethylene Vinyl Acetate), laminati sottovuoto ad alta temperatura. La protezione frontale del pannello è costituita da un vetro temperato a basso contenuto di ferro, progettato per resistere a impatti e grandine senza subire danni.

In figura 23 e 24 sono riportate rispettivamente le caratteristiche dimensionali e le curve descrittive delle performance elettriche dei moduli impiegati per l'impianto.

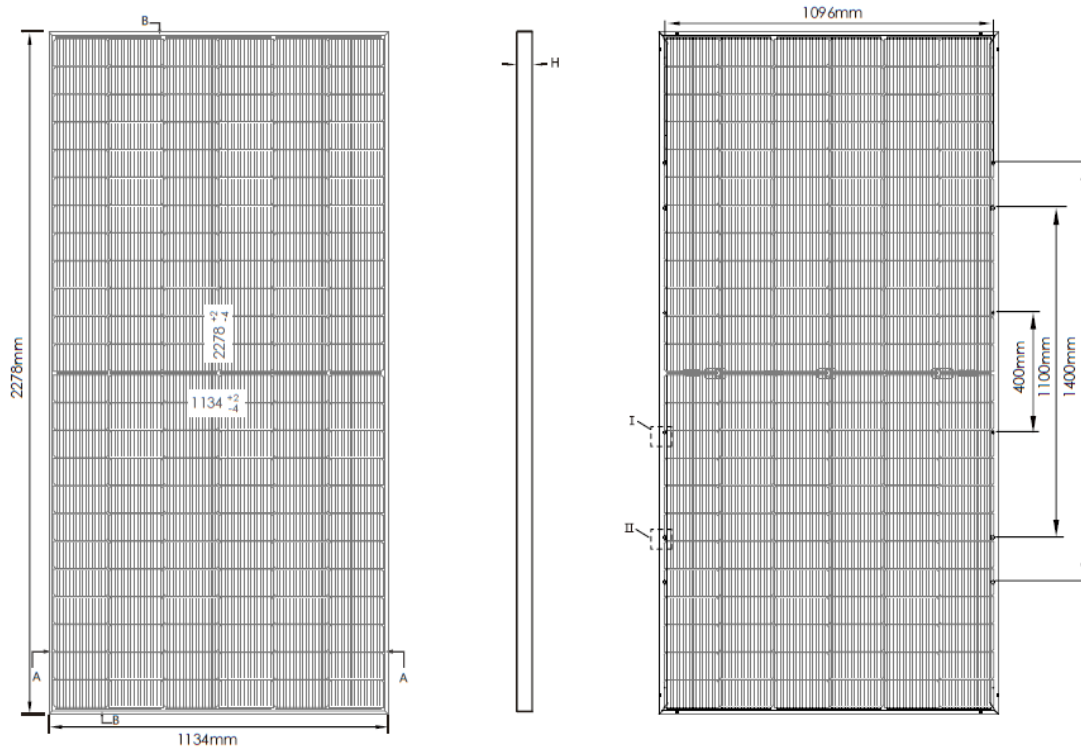


Figura 23 - Particolare della struttura dei moduli impiegati [46]

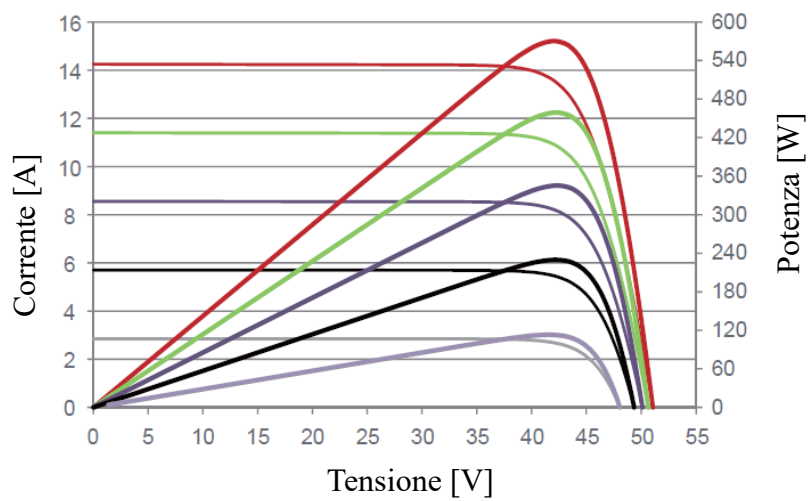


Figura 24 - Performance elettrica dei moduli impiegati, curve corrente-tensione e potenza-tensione [46]

### 4.3.2 Strutture di supporto moduli

Il progetto prevede l'installazione di moduli fotovoltaici su strutture di sostegno dedicate, composte da inseguitori solari mono assiali, noti come tracker.

I tracker scelti per l'impianto sono di tipo monoasse verticale motorizzato, con asse di rotazione orizzontale azionato tramite attuatori lineari. Questi inseguitori saranno disposti sul terreno in file parallele, con una configurazione denominata 2P x 12, per un totale di 3.359 tracker. Nella sigla, 2P sta ad indicare che su ciascuna struttura verranno installate due file parallele di moduli e X12, sta ad indicare che ogni fila sarà composta rispettivamente da 12 moduli fotovoltaici.

Il tracker si compone di tre elementi principali:

- I montanti, che sostengono l'intera struttura e trasferiscono i carichi al terreno;
- L'asse di rotazione orizzontale, che permette il movimento del sistema e su cui è fissata la struttura portante dei moduli;
- La struttura della vela, su cui sono montati i moduli fotovoltaici.

Nella configurazione scelta, ogni tracker ha una lunghezza di circa 13,70 metri ed è sostenuto da tre montanti (figura 25 e 26). Questi montanti, realizzati in acciaio S 355 JR zincato a caldo, sono infissi nel terreno a una profondità variabile tra 1,5 e 2 metri, in funzione della pendenza e delle caratteristiche geomorfologiche del sito [49].

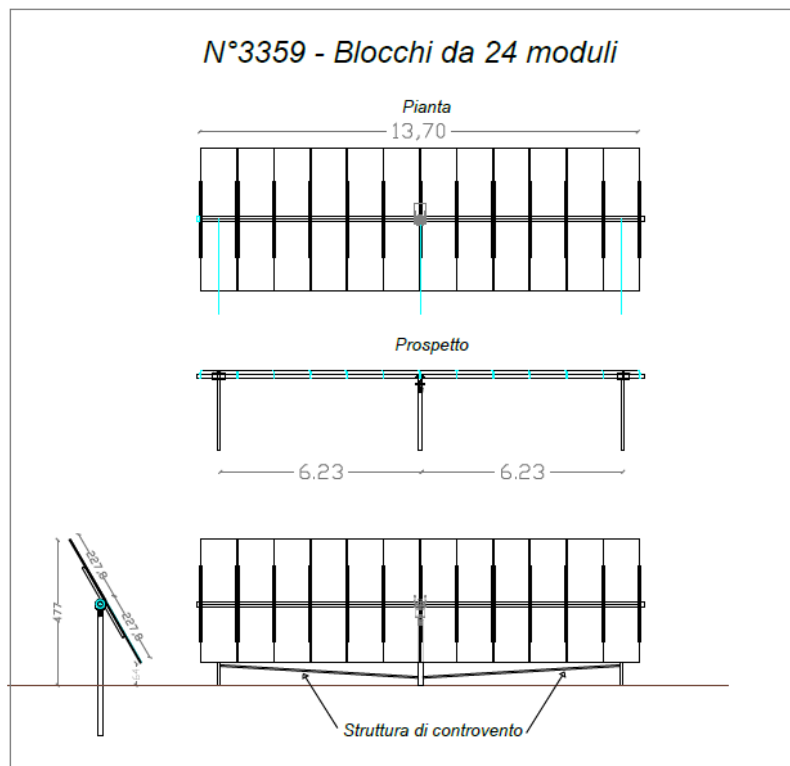


Figura 25 - Particolare della struttura di sostegno moduli (elaborato fornito da Studio Eko'srl [50])

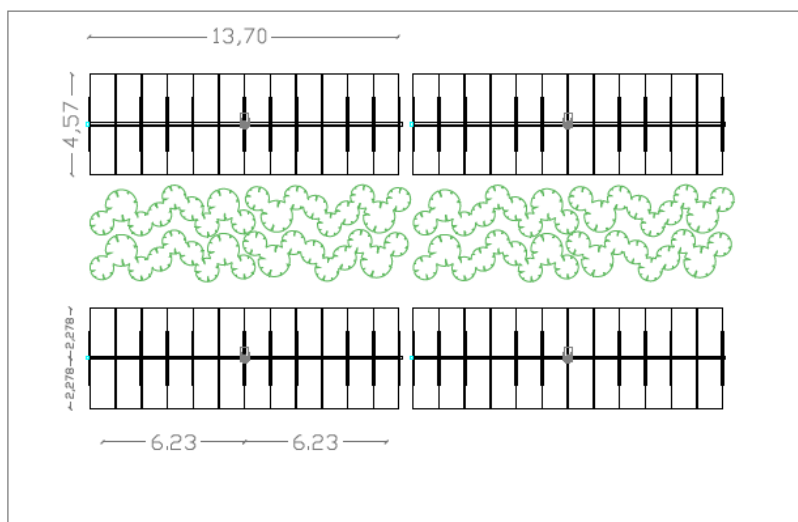


Figura 26 – Particolare della struttura di sostegno moduli (elaborato fornito da Studio Eko'srl [50])

Le strutture saranno disposte secondo file parallele, con una distanza calcolata in modo che, nella situazione di massima inclinazione dell'inseguitore, l'ombra di una fila non lambisca la fila adiacente. La disposizione delle file seguirà una direzione longitudinale Nord-Sud, mentre il movimento trasversale dei moduli sarà orientato in direzione Est-Ovest. Ogni stringa di moduli, collegata in parallelo, farà parte di un sottocampo, con il collegamento elettrico tra le strutture realizzato tramite tubazioni interrate.

Il sistema di movimentazione del tracker regola l'inclinazione dei moduli per ottimizzare l'esposizione alla radiazione solare.

Il movimento della vela viene determinato da un algoritmo che fornisce una fase di backtracking mattutino da  $0^\circ$  a  $+55^\circ$  (ove  $0^\circ$  costituisce la posizione della vela parallela al terreno) e una fase di backtracking pomeridiana da  $-55^\circ$  a  $0^\circ$ .

La profondità di infissione nel terreno verrà definita durante la progettazione esecutiva, basandosi su prove di carico e verifiche di tenuta dei montanti. Non sono previste fondazioni in calcestruzzo armato; i montanti saranno infissi nel terreno utilizzando macchine battipalo, oppure con pali a vite. Il sistema di ancoraggio al terreno previsto riduce al minimo l'impatto ambientale generato dal sistema di fondazione; inoltre, con tale tecnica si semplificano e si facilitano le operazioni di dismissione delle strutture [49].

L'asse di rotazione verticale del tracker, realizzata con profili in acciaio zincati a caldo, è ancorata ai montanti tramite un apposito sistema "poli – cuscinetto" che le consente il movimento mono assiale e sostiene la struttura della vela.

L'asse di rotazione è posizionato vicino al baricentro della struttura, riducendo così il carico sull'attuatore e la coppia sulla struttura stessa. Il dimensionamento torsionale è studiato per prevenire instabilità legata all'aumento del coefficiente del "fattore di forma".



I pali saranno realizzati in acciaio S 355 JR, mentre la giunzione ed il supporto del cuscinetto saranno realizzati rispettivamente in acciaio S 355 JR ed in acciaio S 275 JR. L'asse di rotazione per le file esterne verrà realizzato in acciaio S 355 JR, mentre per le file interne verrà impiegato acciaio S 275 JR. La struttura costituente la vela sarà anch'essa realizzata con profilati in acciaio S 355 JR zincati a caldo e sezione ad omega, per consentire il bloccaggio dei moduli fotovoltaici.

Il fissaggio dei pannelli fotovoltaici verrà effettuato con viti e rondelle in acciaio inossidabile per evitare fenomeni di accoppiamento galvanico e corrosione.

Infine, la protezione superficiale di tutti i profili in acciaio verrà eseguita tramite zincatura a caldo, conforme alla norma UNI-EN-ISO 1461, per garantire una maggiore durata e resistenza alle condizioni ambientali.

Le misure dei sostegni e il dimensionamento totale sono stati scelti in modo tale che la superficie del terreno sottostante rimanga sempre accessibile e coltivabile, oltre a garantire la giusta illuminazione al terreno.

Il layout dell'impianto è stato progettato considerando le seguenti specifiche:

*Tabella 9 - Specifiche dimensionali per le strutture di supporto moduli*

Larghezza massima struttura in pianta	4,77 m
Altezza massima palo struttura	2,70 m
Altezza minima libera palo struttura	2,10 m
Spazio tra i tracker	5,74 m
Altezza minima struttura (rispetto al piano di campagna)	0,64 m
Pitch (distanza palo-palo tra le file di tracker)	10,50 m
Larghezza viabilità del sito	4,00 m

Nelle figure seguenti è possibile osservare dei particolari delle strutture di supporto dei moduli, che focalizzano l'attenzione sulle distanze da terra e sulle distanze reciproche.

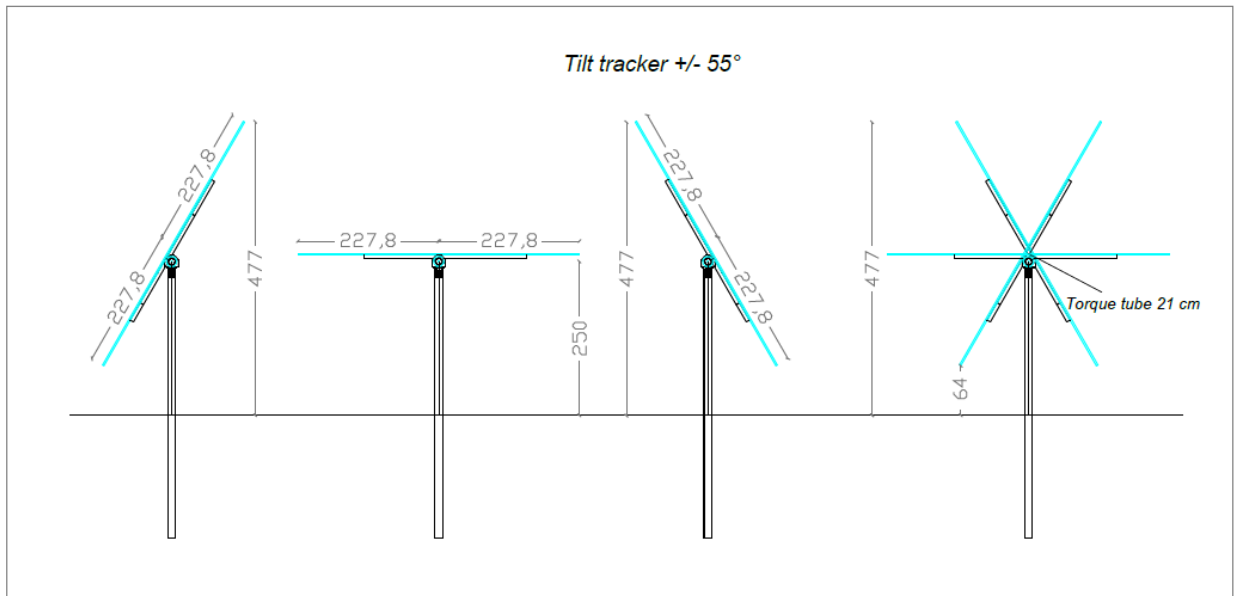


Figura 27 - Particolare di struttura, rotazione del sistema tracker (elaborato fornito da Studio Eko'srl [50])

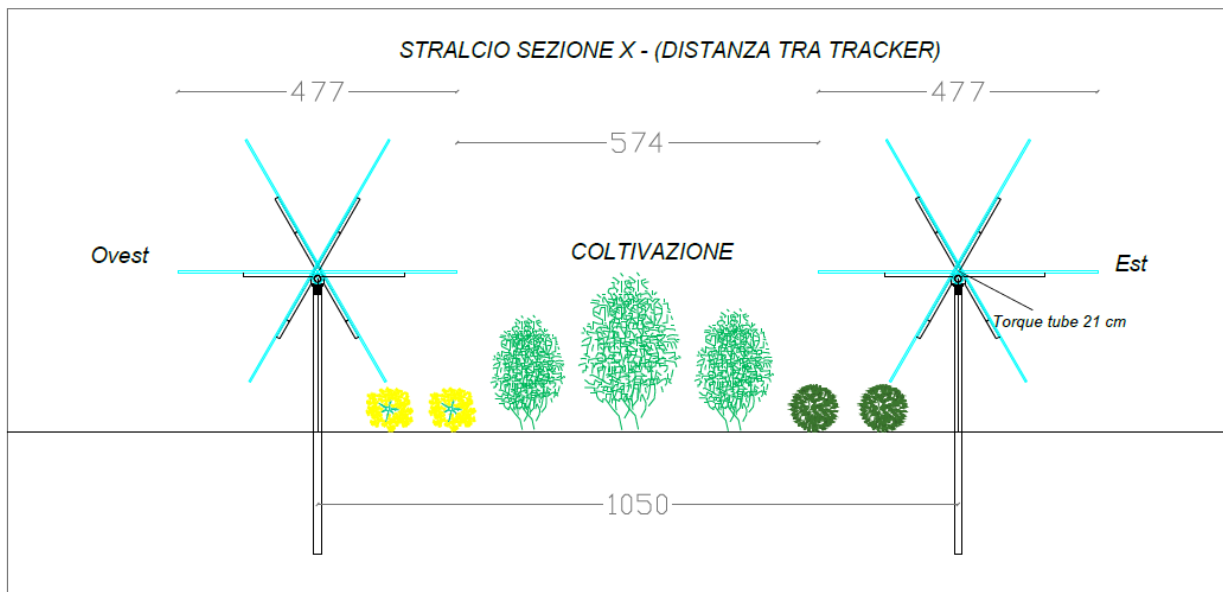


Figura 28 - Particolare di struttura, distanza tra i tracker (elaborato fornito da Studio Eko'srl [50])

I carichi permanenti e accidentali agenti sulle strutture da considerare per il loro dimensionamento sono stati: il peso proprio, il carico neve e il carico vento.

Altri carichi, quali il sisma e la temperatura, sono stati trascurati perché meno gravosi e non cumulabili con i carichi considerati o perché non comportano significativi stati tensionali.

I carichi da neve e da vento sono stati combinati secondo quanto previsto dalla normativa vigente per il calcolo delle sollecitazioni agenti sulle strutture.

Si riportano di seguito delle foto simulazioni con due punti di ripresa, al fine di comprendere meglio l'inserimento dell'impianto nel contesto agricolo.



*Figura 29 - Foto simulazione, punto di ripresa 1, foto drone (elaborato fornito da Studio Eko' srl [51])*



*Figura 30 - Foto simulazione, punto di ripresa 2, foto drone (elaborato fornito da Studio Eko' srl [51])*

### 4.3.3 Power Station e Control Room

L'architettura elettrica del sistema in corrente continua verrà realizzata con serie di moduli fotovoltaici (stringhe) isolate dalla struttura ad una altezza minima di 8 cm e composte da moduli identici in numero, prestazioni elettriche ed esposizione. Il sistema in corrente continua sarà collegato a più quadri di parallelo/stringhe fino al gruppo di conversione. I quadri di parallelo stringhe verranno fissati all'esterno al di sotto delle strutture di sostegno moduli. L'impianto è costituito da: 139 cassette di stringa da 24 stringhe, aventi 24 moduli per stringa e una cassetta di stringa da 23 stringhe, aventi anch'esse 24 moduli per stringa.

L'alloggiamento dei gruppi di conversione e dei quadri di interfaccia avviene in idonee cabine elettriche prefabbricate, realizzate in cemento armato vibrato (c.a.v.), complete di vasca fondazione del medesimo materiale, posate su un magrone di sottofondazione in cemento e assemblate con quadri di parallelo inverter, trasformatori e quadri di media tensione, ognuno collocato in apposito vano.

Per ogni sottocampo viene montato un inverter di stringa, per un totale di dieci inverter alloggiati ognuno in una Power Station. Si tratta di un dispositivo atto a raccogliere la corrente continua in bassa tensione prodotta dall'impianto e convertirla in corrente alternata, idonea al trasferimento della potenza del generatore fotovoltaico alla rete, secondo la normativa vigente. L'energia in corrente alternata uscente dall'inverter di stringa sarà raccolta da appositi quadri di parallelo e trasmessa al trasformatore per la conversione da bassa a media tensione.

Gli inverter utilizzati per il progetto sono modello Sunny Central UP di SMA e presentano una potenza d'uscita fino a 4400 kVA [52]. Tramite il software PVsyst è stato possibile individuare il modello ed il numero di inverter pertinenti al progetto; tale aspetto verrà analizzato più nel dettaglio nel capitolo dedicato all'analisi di producibilità.

L'uscita degli inverter viene elevata da 660 V a 36 kV mediante trasformatore bassa tensione/media tensione (BT/MT).

Viene inoltre derivata tensione BT a 400 V mediante trasformatore BT/BT per l'alimentazione degli ausiliari interni alla Power Station.

La cabina di trasformazione (Power Station), rappresentata in sezione in figura 31, contiene quindi nello specifico:

- Inverter
- Trasformatore BT/MT
- Trasformatore BT/BT
- Protezione Interfaccia
- Quadro BT ausiliari
- Quadro MT
- Sistema di Protezione Generale MT

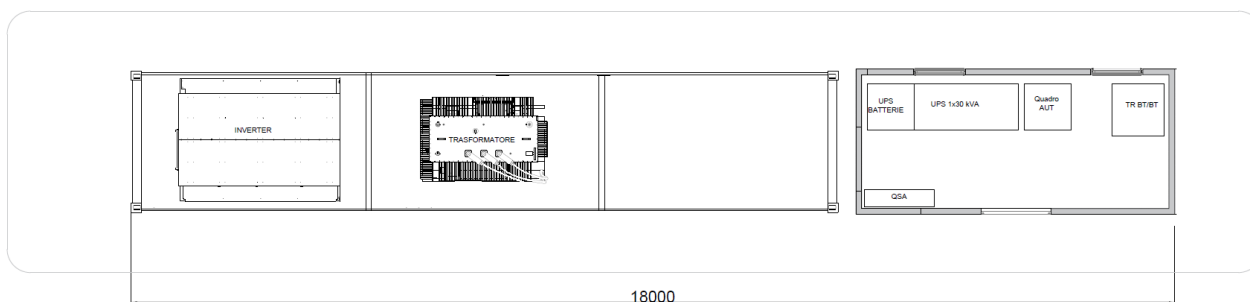


Figura 31 - Sezione Power Station (elaborato fornito da Studio Eko' srl [53])

Le Power Station in collegamento entra-esce in MT confluiscono ad un unico prefabbricato in cui verrà posizionata un'ulteriore protezione e circuiti atti al controllo dell'impianto (Control Room).

La cabina adibita a Control Room è suddivisa in due vani, come è possibile visualizzare nella sezione in figura 32. Il primo è un vano consegna: le apparecchiature sono dimensionate in modo da permettere l'alimentazione in derivazione ed è costituito da interruttore di manovra e sezionamento. Il secondo è adibito a misure e monitoraggio: il locale ospita gli strumenti necessari per la misurazione dei parametri elettrici, il sistema di monitoraggio e le apparecchiature per la videosorveglianza ed antintrusione.

È prevista l'installazione di una cabina avente un'armatura costituita da doppia maglia di rete metallica, che funge da naturale superficie equipotenziale, risultando una valida protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche. Le tensioni di passo e contatto saranno inferiori ai limiti posti dalle norme CEI 11.8 art. 2.1.04. Si tratta di due grandezze fondamentali per la sicurezza. La tensione di contatto rappresenta la differenza di potenziale a cui può essere esposto il corpo umano quando è in contatto con parti simultaneamente accessibili, escludendo quelle attive, in caso di guasto dell'isolamento. La tensione di passo, invece, è la differenza di potenziale che può manifestarsi tra i piedi di una persona, a una distanza pari a un passo, sempre a seguito di un cedimento dell'isolamento. I vani tecnici ricavati sono appositamente studiati per le apparecchiature inserite al fine di massimizzare il ricircolo d'aria interno e l'accessibilità per la manutenzione delle apparecchiature installate. Dal vano misure si giunge alla Cabina MT e alla richiusura su palo.

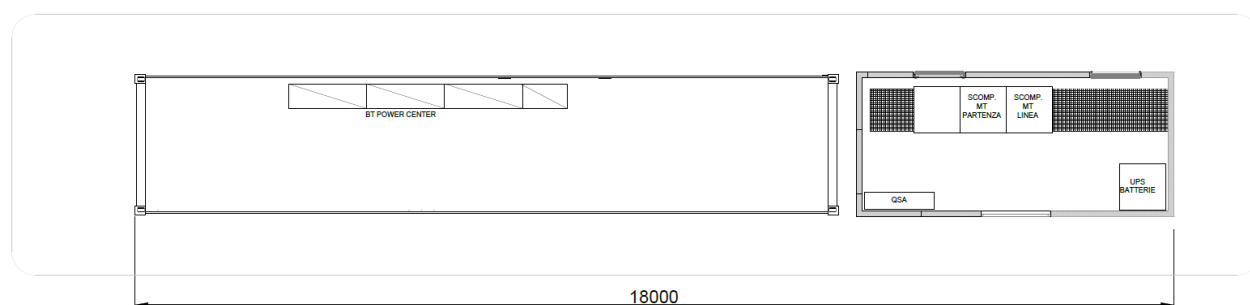


Figura 32 - Sezione Control Room (elaborato fornito da Studio Eko' srl [54])

### 4.3.4 Condutture elettriche e canalizzazioni

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto di terra per la protezione dai contatti indiretti e le fulminazioni al quale vengono collegate tutte le strutture metalliche di sostegno e le armature dei prefabbricati, oltre che tutte le masse dei componenti elettrici di classe I. L'impianto sarà costituito da una maglia realizzata con conduttori nudi di rame posati nei cavidotti delle linee BT e MT a cui saranno collegati, mediante conduttori o sbarre di rame, i morsetti di terra dei vari apparecchi, i dispositivi di manovra, i supporti dei terminali dei cavi e le strutture di sostegno dei moduli.

I cavi elettrici di collegamento tra i quadri di stringa e le Power Station e, tra quest'ultime e la Control Room, verranno posizionati in cavidotti interrati, come di seguito riportato in figura.

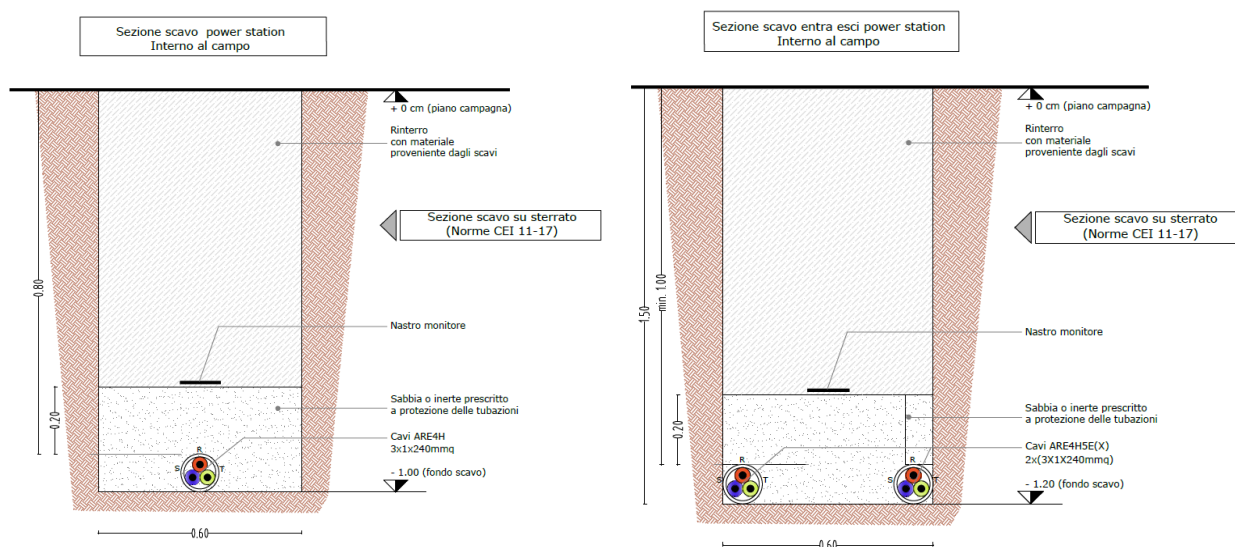


Figura 33 - Particolari degli scavi interni al campo (elaborato fornito da Studio Eko' srl [55])

Tutti i componenti del sistema saranno cablati con idonei conduttori per tipologia e sezione. I conduttori in esterno (cablaggio stringhe) saranno in cavo per applicazioni fotovoltaiche di opportuna sezione, mentre i cavi di collegamento fra i quadri di parallelo stringa ed il gruppo di conversione avranno sezione adeguata in base alla portata ed alla distanza. Il cablaggio all'interno dei locali di alloggiamento convertitori e della Control Room sarà eseguito concordemente alle normative vigenti in materia.

Nell'impianto in oggetto saranno impiegate differenti tipologie di cavi in funzione anche delle condizioni di posa:

Tabella 10 - Tipologie di cavi impiegato in funzione delle condizioni di posa

Condizioni di posa	Caratteristiche
prevalentemente in tubazioni interrate o entro canalizzazioni metalliche	cavo multipolare/unipolare in rame isolato in gomma etilene propilenica qualità G7 sotto guaina di PVC, avente caratteristiche di non propagazione dell'incendio, conforme alle Norme CEI 20-22 II e 20-13
in tubazioni isolanti incassate o in vista	cavo unipolare in rame isolato in PVC, avente caratteristiche di non propagazione dell'incendio, conforme alle Norme CEI 20-22 II e 20-20
in tubazioni interrate per alimentazione MT	cavo unipolare precordato in rame isolato in gomma etilene propilenica qualità G7, sotto guaina in PVC, con semiconduttore elastomerico estruso, conforme alle Norme CEI 20-13

La scelta delle sezioni dei cavi verrà effettuata in base alla loro portata nominale (calcolata in base ai criteri di unificazione e di dimensionamento riportati nelle Tabelle CEI-UNEL), alle condizioni di posa e di temperatura, al limite ammesso dalle Norme per quanto riguarda le cadute di tensione massime ammissibili (inferiori al 4%) ed alle caratteristiche di intervento delle protezioni secondo quanto previsto dalle vigenti Norme CEI 64-8. Tutti i cavi appartenenti ad uno stesso circuito seguiranno lo stesso percorso e saranno quindi infilati nella stessa canalizzazione, cavi di circuiti a tensioni diverse saranno inseriti in tubazioni separate e faranno capo a scatole di derivazione distinte. Il collegamento dei cavi in partenza dai quadri e le derivazioni degli stessi cavi all'interno delle cassette di derivazione saranno effettuate mediante appositi morsetti. I cavi non trasmetteranno nessuna sollecitazione meccanica ai morsetti delle cassette, delle scatole, delle prese a spina, degli interruttori e degli apparecchi utilizzatori. I terminali dei cavi da inserire nei morsetti e nelle apparecchiature in genere saranno muniti di capicorda oppure saranno stagnati.

La posa dei cavi elettrici costituenti l'impianto in oggetto è stata prevista in canalizzazioni distinte o comunque dotate di setti separatori interni per quanto riguarda le tipologie di circuiti per energia elettrica o per segnalazione e speciali.

Le tubazioni impiegate per realizzare gli impianti saranno dei seguenti tipi:

- tubo flessibile in PVC autoestingente (serie pesante), con Marchio di Qualità conforme alle Norme EN 50086, con colorazione differenziata in base all'impiego posato entro cavedio/parete prefabbricata o incassato a parete/pavimento.

- tubo flessibile corrugato a doppia parete in polietilene alta densità, o tubo rigido in PVC serie pesante, conforme alle norme EN 50086 per posa interrata 450N; caratteristiche dello scavo e profondità di interrimento sono riportate negli elaborati grafici di progetto.

Le canalizzazioni permetteranno ai cavi di essere infilati e sfilati con estrema facilità; nei punti di derivazione dove risulta problematico l'inserimento, saranno installate scatole di derivazione in metallo o in PVC a seconda del tipo di tubazioni.



## 4.4 Opere civili

### 4.4.1 Accessi e recinzioni

L'accesso all'impianto, realizzato in corrispondenza della strada Comunale esistente "Via Convento Vecchio", sarà possibile con mezzi di sollevamento o scale appositamente installate.

Le aree di cui si compone l'impianto agrivoltaico saranno completamente recintate e dotate di impianto antintrusione e videosorveglianza. La recinzione verrà realizzata in rete a maglia metallica di altezza pari a 2,0 metri, disterà dal suolo circa 50 centimetri, e sarà fissata al terreno con pali verticali di supporto, a sezione circolare, distanti gli uni dagli altri 2,5 metri ed infissi direttamente nel terreno; i pali angolari, e quelli centrali di ogni lato, saranno dotati, per un maggior sostegno della recinzione, ognuno di due pali obliqui. I dettagli descritti sono osservabili nelle immagini seguenti.

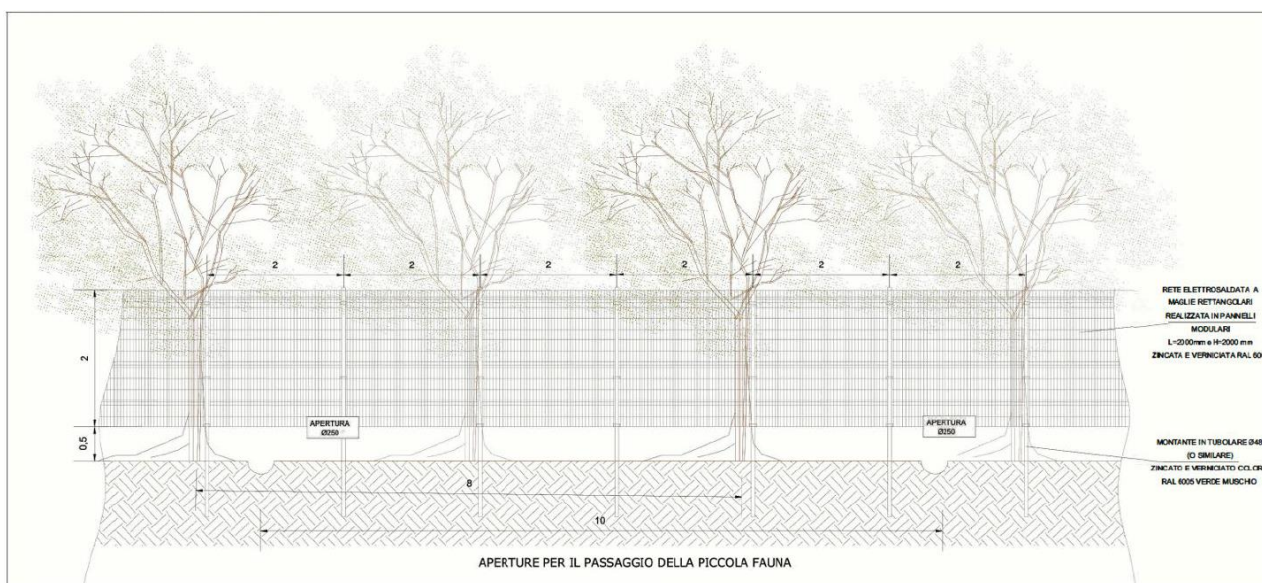


Figura 34 - Tipico strada interna e fascia arborea perimetrale (elaborato fornito da Studio Eko' srl [56])

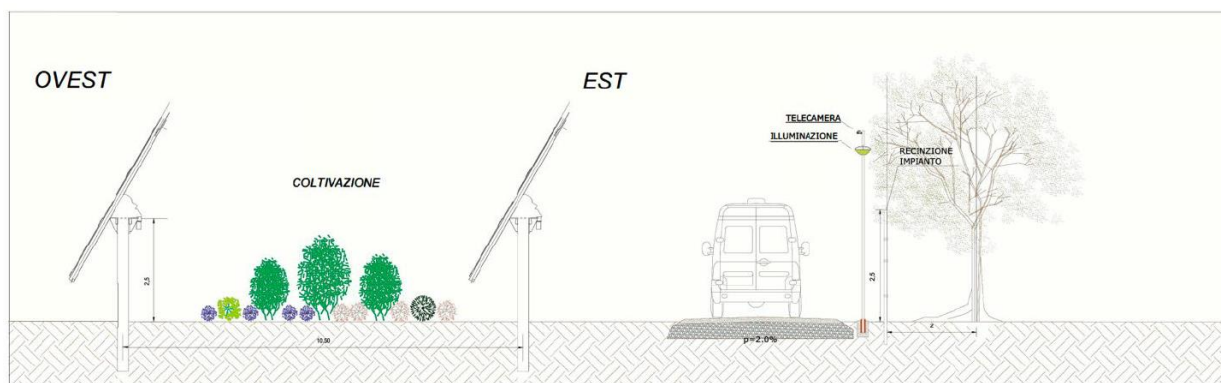


Figura 35 - Tipico strada e fascia arborea perimetrale - vista in sezione (elaborato fornito da Studio Eko' srl [56])

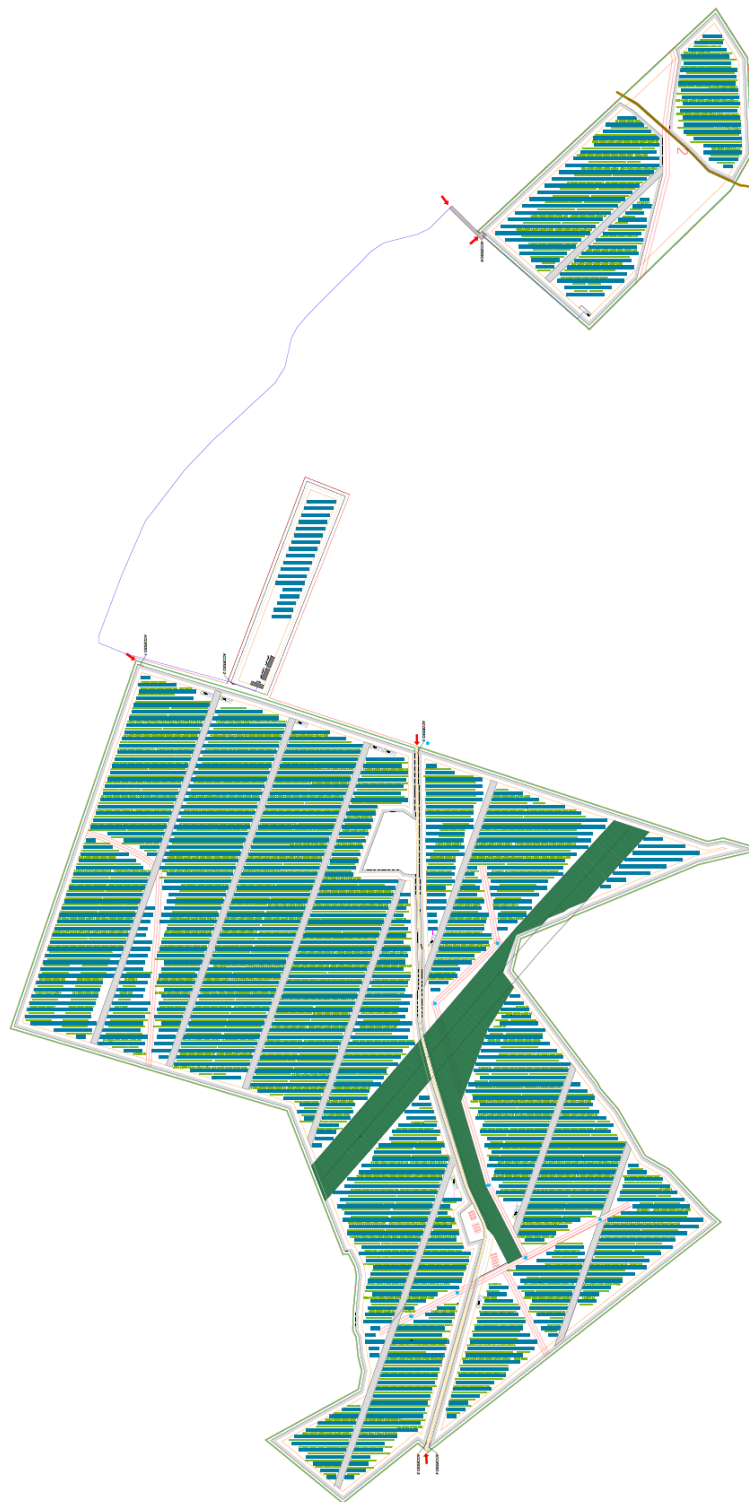
L'accesso ad ogni area verrà garantito attraverso un cancello a doppia anta a battente di larghezza pari a 4,0 metri, idoneo al passaggio dei mezzi pesanti realizzato in acciaio e sorretto da pilastri in scatolare metallico. La circolazione dei mezzi all'interno dell'area di impianto verrà garantita dalla presenza di una apposita viabilità interna da realizzarsi in modo da garantire l'accesso alle cabine elettriche, di larghezza pari a 4,0 metri, per la cui esecuzione verrà effettuato con uno sbancamento di 40 cm, ed il successivo riempimento con un pacchetto stradale così formato:

- un primo strato, di spessore pari a 20 cm, realizzato con massicciata di pietrame di pezzatura variabile tra 4 e 7 cm;
- un secondo strato, di spessore pari a 15 cm, realizzato con pietrisco di pezzatura variabile tra 2,5 e 3 cm;
- un terzo strato, di livellamento, di spessore pari a 5 cm, realizzato con misto stabilizzato.

Nelle figure 36 e 37 si riporta la planimetria generale del layout di impianto, da cui è possibile visualizzare schermatura e recinzione perimetrale, accessi e viabilità, oltre che le cabine e le condutture elettriche interne all'impianto.



Figura 36 - Particolare planimetria generale layout impianto (elaborato fornito da Studio Eko 'srl [57])



LEGENDA	
	Limite area oggetto intervento
	Immobili esistenti - Masse/Ruederi
	Schermature visuali alberate (5 m)
	Recinzione metallica
	Viabilità di servizio 4 m
	Pannelli fotovoltaici Tracker (moduli 580Wp)

LEGENDA	
	n. 10 Cabine Power Skid (4400kVA)
	Cabine di parallelo MT (20.28x6xh3.65m)
	Ingressi all'area impianto
	Pali illuminazione e videosorveglianza n°92 di cui 10 su Power Skid e 1 su MT
	Cisterne
	Prese d'acqua
	Linea MT

Figura 37 - Planimetria generale layout impianto (elaborato fornito da Studio Eko' srl [57])

## 4.4.2 Fascia arbustiva ed arborea perimetrale

Al fine di ridurre l'effetto percettivo, aumentare la biodiversità e potenziare la rete ecologica locale è prevista la piantagione di fasce vegetate a portamento arboreo e arbustivo.

Per ottenere una ottimale valorizzazione ambientale della fascia sono state selezionate specie tipiche del corredo floristico dell'area in esame, compatibili con le esigenze di non ombreggiamento dei moduli fotovoltaici e tali da non richiedere frequenti interventi di potatura, scelte inoltre in funzione delle caratteristiche chimiche e fisiche del terreno e dell'appetibilità faunistica.

In particolare, saranno adottate specie a fioritura appariscente, in modo da favorire la presenza di insetti impollinatori e di uccelli potenzialmente nidificanti al fine di ottenere ricadute in termini di servizi ecosistemici. Il mix si integrerà di specie a fruttificazioni distribuite nell'arco annuale, incluse quelle persistenti anche nei periodi tardo autunnali e invernali, come fonte di cibo per l'avifauna.

La realizzazione, nelle zone perimetrali tra le diverse tessere, di aree boscate, in aderenza (e continuità) alla vegetazione spontanea esistente, contribuirà a ridurre l'effetto percettivo e a potenziare la rete ecologica locale. A tal proposito, sono state selezionate specie tipiche delle formazioni arboree locali.

La scelta dell'ulivo risponde all'esigenza di mitigare l'impatto visivo con una specie vegetale già presente in un intorno ampio, in una logica di continuazione con le forme già esistenti del paesaggio agrario. È previsto l'impiego di esemplari già adulti aventi immediata funzione di mitigazione visiva. Ciò è possibile dal momento che nell'area in questione vi è un oliveto di recente impianto le cui piante possono essere riutilizzate, a mezzo trapianto. Inoltre, l'impianto ad uliveto produce un valore economico aggiunto sia in fase di esercizio dell'impianto che post-vita utile del medesimo. Alternativa possibile è quella dell'utilizzo di piante di mandorlo.

Gli arbusti, che completeranno la schermatura, dovranno essere prevalentemente sempreverdi, per garantire un'adeguata copertura visiva dall'esterno, alternati a quelli a foglia caduca, posizionati in maniera sempre più rada, al fine di ottenere la creazione di un effetto naturale.

La mitigazione è da prevedersi particolarmente nelle zone più aperte alla vista dall'esterno. Per tali schermature di mitigazione si prevede una fascia di terreno di circa cinque metri esterna alla recinzione.

Le sezioni tipo per l'installazione delle opere di mitigazione, diversificate a seconda della tipologia di viabilità confinante con l'impianto, sono illustrate nelle seguenti immagini.

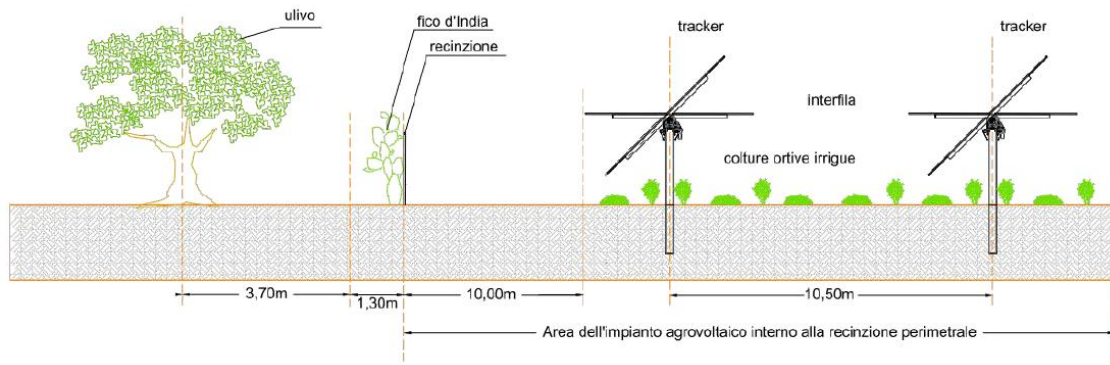


Figura 38 - Sezione tipo dell'area A - opere di mitigazione visiva, confine tra l'impianto e il tratturo (elaborato fornito da Studio Eko' srl [56])

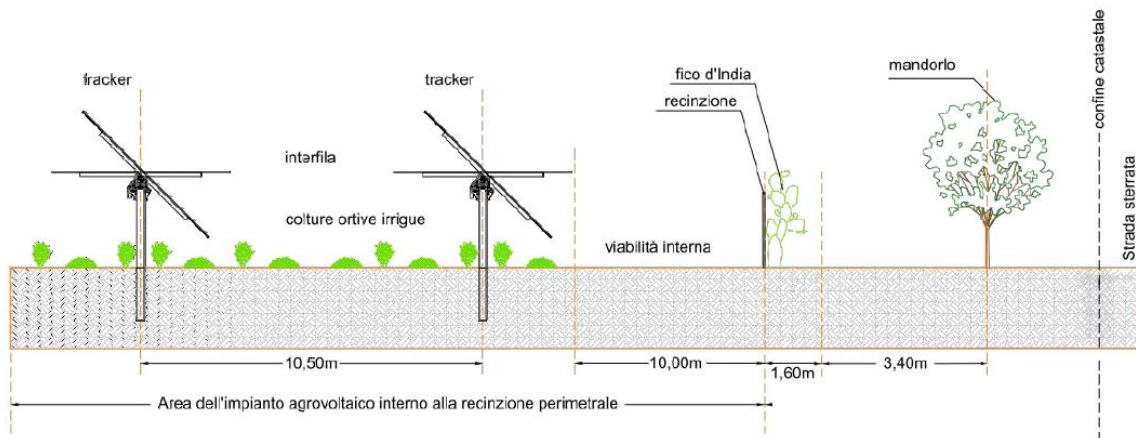


Figura 39 - Sezione tipo dell'area B - opere di mitigazione visiva, confine tra l'impianto e la strada sterrata (elaborato fornito da Studio Eko' srl [56])

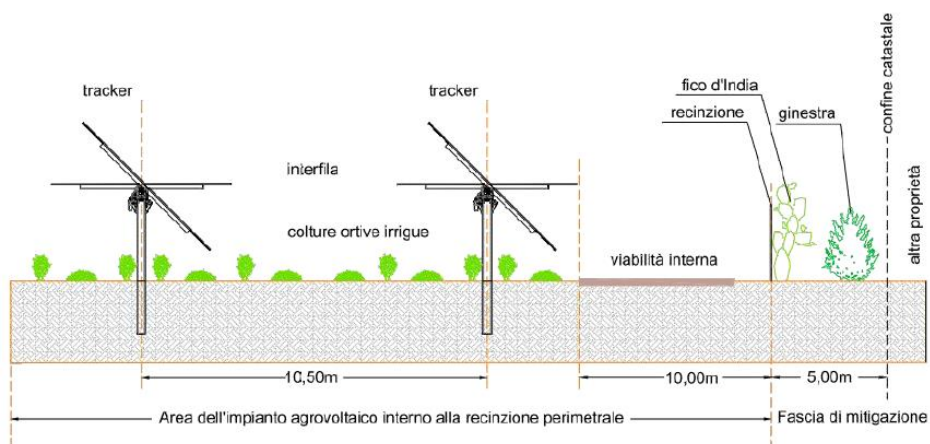


Figura 40 - Sezione tipo dell'area C - opere di mitigazione visiva, confine tra l'impianto e altre proprietà private (elaborato fornito da Studio Eko' srl [56])

## 4.5 Lato agricolo del progetto

### 4.5.1 Situazione attuale

Attualmente non è semplice stimare il reddito di aziende che non tengono una regolare contabilità e quindi bisogna attenersi ai dati desumibili dal fascicolo aziendale. Da questo si può comprendere come il reddito agricolo delle due aziende attualmente operanti nell'area considerata sia legato prevalentemente alla coltivazione di cereali in rotazione con legumi da granella e semi oleosi. Tale precessione colturale è tipica della pianura asciutta del Molise [58].

Le produzioni per ettaro variano, anche di molto, di anno in anno in funzione dell'andamento climatico. Nelle aziende in questione il frumento duro può produrre mediamente dai 35 ai 45 q.li/ha e quindi la PLV (produzione lorda vendibile) può oscillare, ai prezzi attuali, fra i 1.400 €/ha e i 1.800 €/ha; a tali cifre bisogna aggiungere un 10/15 % in più per la produzione biologica, dato che si produce in tale regime. Oltre a ciò, bisogna aggiungere l'incentivo per questa tipologia di conduzione, che può portare la PLV complessiva a circa 2.000 – 2.400 €/ha.

Al cereale deve necessariamente essere alternata una coltura diversa e nel caso in questione l'alternanza viene fatta con cece e favino. Entrambe queste colture appartengono alla famiglia delle leguminose ed hanno un effetto migliorativo del terreno, sia dal punto di vista chimico (arricchimento di azoto) che anche dal punto di vista del controllo delle erbe infestanti; infatti, grazie alla rotazione si riducono i problemi di malerbe resistenti, tanto più che le coltivazioni in regime biologico non consentono l'uso di alcun diserbante. Il favino in questa zona produce mediamente da 15 a 25 q.li/ha per una PLV di 650 – 1.000 €/ha. Il cece produce da 10 a 15 q.li/ha per una PLV di 950 – 1.500 €/ha. Naturalmente a queste PLV bisogna aggiungere gli incentivi legati alla coltivazione delle leguminose e alla conduzione in biologico, in totale un incremento nell'ordine di un ulteriore 15/20 %.

Tutto ciò genera una redditività abbastanza ridotta e per di più molto altalenante, dato che in certe annate, particolarmente difficili dal punto di vista climatico, può portare anche a produrre senza reddito se non addirittura in perdita. Le aziende talvolta hanno sperimentato, nelle aree con disponibilità di acqua irrigua, anche coltivazioni orticole di pieno campo quali: pomodoro da industria, finocchio e cavolo broccolo, ma attualmente non si sono sviluppate. Tali colture, sebbene con investimenti molto elevati, potrebbero produrre PLV più elevate e redditi interessanti a patto che si investa nello sviluppo tecnologico, ad esempio un impianto di irrigazione e attrezzature meccaniche ad hoc necessarie per queste coltivazioni.

## 4.5.2 Requisiti

Un sistema agrivoltaico deve essere caratterizzato da configurazioni finalizzate a garantire la continuità dell'attività agricola. In particolare, per essere definito tale l'impianto deve garantire il rispetto di due parametri tecnici. Le "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici" [19] definiscono che almeno il 70% della superficie totale coinvolta nel progetto deve essere destinata all'attività agricola. Inoltre, la percentuale di superficie coperta dai moduli fotovoltaici rispetto alla superficie totale del terreno agricolo (LAOR) deve assumere un valore massimo del 40%. Al fine di valutare il rispetto di questi requisiti si riportano di seguito le caratteristiche dimensionali del progetto.

La superficie di impianto occupata dai moduli fotovoltaici e dalle strutture di sostegno associate, si valuta considerando l'area dei moduli e le distanze di struttura. Nelle distanze di struttura sono comprese la lunghezza del motore dei tracker e la distanza tra i moduli facenti parte dello stesso blocco.

Tabella 11 – Valutazione della superficie occupata dai moduli e dalle strutture di sostegno

Lunghezza Modulo	2,278 m
Larghezza Modulo	1,134 m
Area modulo	2,583 m <sup>2</sup>
Altezza torque tube	2,3 m
Numero moduli per tracker	24
Numero di Tracker	3.359
Diametro Torque tube	0,1 m
Distanze di struttura	0,35 m
Superficie di un tracker	65 m <sup>2</sup>
<b>Superficie totale tracker</b>	<b>218.296 m<sup>2</sup></b>

Si prevede un'ulteriore occupazione del terreno dovuta alla presenza di cabinati per l'alloggiamento del sistema elettrico. Si considera un offset su tutti i lati dei cabinati, in quanto si prevede l'esclusione della coltivazione nell'intorno di essi.

Tabella 12 – Valutazione della superficie occupata dai cabinati

Larghezza cabinato	4,5 m
Lunghezza cabinato	18 m
Offset cabinati (su tutti i lati)	2 m
Area impronta cabinato	187 m <sup>2</sup>
Numero cabinati	11
<b>Superficie totale cabinati</b>	<b>2.057 m<sup>2</sup></b>

Nella valutazione della superficie totale impiegata per l'impianto si considera l'area di recinzione perimetrale, a cui vengono sottratte eventuali tare che tengano conto della presenza di elementi esterni, quali strade, fossi e canali. Le opere di mitigazione perimetrali vengono invece incluse nel conteggio della superficie.

La superficie calcolata per l'ingombro dei tracker considera il posizionamento dei moduli paralleli al terreno; non tutta quest'area viene esclusa dal potenziale coltivabile. Per valutare la porzione di superficie totale non utilizzabile a fini agricoli si considera la proiezione delle strutture sul terreno nella massima inclinazione tale da non interferire con l'altezza delle culture.

Tabella 13 - valutazione della superficie totale e della superficie agricola

Superficie totale recinzione al netto tare: $S_{tot}$	<b>762.510 m<sup>2</sup></b>
Superficie di ingombro tracker e cabinati: $S_{pv}$	<b>220.353 m<sup>2</sup></b>
Distanza di pitch	10,5 m
Porzione di $S_{tot}$ non utilizzabile a fini agricoli: $S_n$	191.107 m <sup>2</sup>
Superficie utilizzabile ai fini agricoli: $S_{tot} - S_n$	<b>571.403 m<sup>2</sup></b>

Ottenuti i valori di superfici necessari per la valutazione, è possibile procedere con il calcolo della superficie agricola percentuale e del Land Area Occupation Ratio.

$$\text{Superficie agricola percentuale} = \frac{S_{tot} - S_n}{S_{tot}} = 74,9 \% > 70\% \quad (16)$$

$$LAOR = \frac{S_{pv}}{S_{tot}} = 28,9 \% < 40 \% \quad (17)$$

I parametri tecnici risultano quindi rispettati nel caso impiantistico preso in esame.

Nel corso di tutta la vita tecnica utile dell'impianto dovrà essere assicurato il rispetto le condizioni di reale integrazione fra attività agricola e produzione elettrica valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi.

In particolare, dovranno essere verificate la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento e la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard. Gli aspetti legati alla producibilità elettrica verranno analizzati nel capitolo dedicato all'analisi di producibilità.

Per verificare il rispetto del primo requisito l'impianto si doterà di un sistema per il monitoraggio dell'attività agricola rispettando, in buona parte, le specifiche indicate al requisito D delle Linee Guida. Gli elementi da valutare nel corso dell'esercizio dell'impianto, volti a comprovare la



continuità dell'attività agricola, sono l'esistenza e la resa della coltivazione e il mantenimento dell'indirizzo produttivo.

Al fine di valutare statisticamente gli effetti dell'attività concorrente energetica e agricola è importante accertare la destinazione produttiva agricola dei terreni oggetto di installazione di sistemi agrivoltaici. Per quanto attiene la redditività ante – operam, viene fatto riferimento alle informazioni acquisite dai conduttori agricoli interessati sulle tipologie colturali e relativi parametri estensionali e produttivi, visti sopra.

Nelle Linee Guida si specifica che, ove sia già presente una coltivazione a livello aziendale, andrebbe rispettato il mantenimento dell'indirizzo produttivo oppure, eventualmente, il passaggio ad un nuovo indirizzo produttivo di valore economico più elevato. A titolo di esempio, la produzione attuale, realizzata in regime biologico, sarà mantenuta inalterata e quindi verrà soddisfatto anche il criterio di mantenimento dell'indirizzo produttivo.

I valori dei parametri tipici relativi al sistema devono essere garantiti per tutta la vita tecnica dell'impianto. L'attività di monitoraggio è quindi utile sia alla verifica dei parametri fondamentali, sia di parametri volti a rilevare effetti sui benefici concorrenti.

Gli esiti dell'attività di monitoraggio, con specifico riferimento alle misure di promozione degli impianti agrivoltaici innovativi, sono fondamentali per valutare gli effetti e l'efficacia delle misure stesse.

Tale attività verrà effettuata attraverso la redazione di piani annuali di coltivazione, recanti indicazioni in merito alle specie annualmente coltivate, alla superficie effettivamente destinata alle coltivazioni, alle condizioni di crescita delle piante, alle tecniche di coltivazione (sesto di impianto, densità di semina, impiego di concimi, trattamenti fitosanitari).

Si provvederà alla redazione di piano colturale annuale rilevando l'effettiva redditività raggiunta dalle colture in atto rispetto al livello di produttività ante-operam ed allo scopo, altresì, di appurare il permanere dello stato di fertilità del suolo ed il contestuale miglioramento del medesimo con particolare riferimento all'arricchimento in sostanza organica dovuto alla conduzione agronomica di Agricoltura Conservativa che verrà adottato.

### 4.5.3 Miglioramento del piano colturale

Il fondo agricolo, oggetto dell'impianto agrivoltaico, è esteso complessivamente per circa 80 Ha, considerando che nel lotto vi sono aree non utili al posizionamento dei tracker, ma che possono contribuire al complessivo dell'area coltivabile.

In considerazione delle attività agricole che si andranno a realizzare, e con la distribuzione spaziale dei pannelli fotovoltaici, si ritiene di poter attuare un'agricoltura del tutto "normale", non solo nell'interfilare, ma anche su buona parte dell'area che si trova sotto la proiezione ortogonale dei pannelli medesimi. Data questa distribuzione spaziale, si ritiene che quasi tutte le coltivazioni erbacee, sia intensive che estensive, siano praticabili senza problemi con l'utilizzo delle macchine aziendali già adesso presenti in zona e, più in particolare in dotazione nelle aziende stesse. Si ritiene che l'ottimale valorizzazione dei terreni agricoli in questione sia quella dell'alternanza fra un cereale a paglia, es. grano duro, e una o più colture da rinnovo, sia di leguminose da granella che di orticole di pieno campo. Questa scelta deriva da due considerazioni, fondamentali per il successo produttivo agricolo. La prima è di migliorare le tecniche agronomiche grazie al progetto agrivoltaico in modo da consentire la coltivazione intensiva di specie ad alto reddito. La seconda è di privilegiare la notevole esperienza dell'imprenditore agricolo, evitando l'introduzione di coltivazioni estranee alla zona.

Fatte queste considerazioni, si ritiene che la produttività delle aree interessate al progetto agrivoltaico possa notevolmente migliorare, compensando ampiamente una, seppur ridotta, diminuzione di superficie coltivata [59]. Una soluzione potrebbe essere l'introduzione nella rotazione tradizionale di alcuni ortaggi di pieno campo, quali ad esempio: pomodoro da industria, finocchio e cavolo broccolo. Tali colture, sebbene con investimenti più elevati, possono produrre PLV (produzione lorda vendibile) interessante e redditi decisamente più elevati. Ad esempio, il pomodoro da industria (biologico): PLV 9/12.000 €/ha e reddito lordo di 3/5.000 €/ha; il finocchio e il broccolo (biologici) PLV 10/15.000 €/ha e reddito lordo di 4/7.000 €/ha.

Il progetto propone una ripartizione della superficie dedicando 40 ettari alla coltivazione di grano duro, 20 ettari a colture di tipo leguminose e 20 ettari alla coltivazione di ortive di pieno campo.

In merito a tale piano colturale, anche considerando una riduzione massima di superficie del 25 % si può ipotizzare una buona PLV e un migliore reddito rispetto alla situazione ante-impianto.

Tabella 14 - Piano colturale ipotizzato in progetto

Coltura	Superficie lorda [Ha]	Superficie netta [Ha]	PLV [€/Ha/anno]	PLV totale [€/anno]	Reddito [€/Ha/anno]	Reddito totale [€/anno]
<b>Grano duro</b>	40	28	2.400	67.200	1.200	33.600
<b>Favino</b>	20	14	1.500	21.000	700	9.800
<b>Ortive</b>	20	14	15.000	210.000	5.000	70.000
<b>Totale</b>						113.400

Tale conteggio è stato elaborato in maniera prudenziale, infatti non è stata conteggiata in nessun caso la superficie al di sotto dei pannelli, anche se una parte di questa, almeno il 30/50%, potrà comunque ospitare la coltivazione agricola in virtù dell'elevazione dei pannelli stessi e dell'altezza minima dal suolo al grado massimo di rotazione di questi. In particolare, bisogna considerare che le coltivazioni sopra indicate non superano il metro di altezza e quindi possono prosperare anche al di sotto dell'area pannellata.

In merito alla conduzione agronomica, si prevede di gestire i terreni con le tecniche dell'agricoltura conservativa. Con il termine di Agricoltura Conservativa (AC) si fa riferimento ad un sistema agronomico alternativo a quello convenzionale, che si basa invece su numerose lavorazioni meccaniche. Fenomeni di compattamento del terreno, ristagni idrici e conseguente formazione di crosta superficiale, sono spesso associati ad intensive lavorazioni del suolo che sminuzzano eccessivamente il terreno e lo espongono, per lunghi periodi dell'anno, all'azione battente della pioggia del vento ed ai fenomeni erosivi connessi. Fanno parte dell'AC tutte quelle pratiche che cercano di conservare le funzioni del suolo a beneficio di una agricoltura più sostenibile dal punto di vista ambientale, agronomico ed anche economico [58]. L'aggettivo "conservativa" fa riferimento alla protezione e conservazione dello strato più superficiale del suolo agricolo, quello biologicamente più fertile, ma maggiormente soggetto ai fenomeni di degradazione correlati alle lavorazioni del terreno: queste, oltre all'erosione, provocano compattazione, diminuzione del contenuto di carbonio organico e riduzione della biodiversità; in conclusione le lavorazioni generano un impoverimento del terreno che a lungo andare incidono sulla sua produttività. Con l'obiettivo di proteggere e migliorare la qualità e le funzioni del suolo, l'AC segue tre principi:

- limitare al massimo gli interventi meccanici al suolo;
- mantenere una copertura continua del terreno;
- adottare una corretta rotazione delle colture.

Si adotterà quindi la semina su sodo (per cereali e leguminose da granella), in modo da ripensare la gestione del suolo al fine di rendere più efficienti gli usi di energia, acqua e fertilizzanti, tutti fattori che negli scenari futuri diventeranno sempre più carenti e costosi. Inoltre, al fine di rendere più razionale la gestione dei mezzi tecnici, si prevede di abbinare all'AC anche l'Agricoltura di Precisione. Per Agricoltura di Precisione (AP) si intendono una serie di strategie e strumenti che permettono di ottimizzare e aumentare qualità e produttività delle colture attraverso una serie di interventi mirati, un risultato che si può ottenere solo grazie a tecnologie avanzate, oggi già ampiamente disponibili sul mercato ed accessibili economicamente.

Nell'ambito di un'agricoltura 4.0, tutti i macchinari, a cominciare dalla trattrice a guida satellitare, possono essere integrati fra di loro nell'agricoltura di precisione. Viene detta "di precisione" perché grazie alla sua moderna tecnologia è possibile realizzare l'intervento giusto, nel posto giusto, al momento giusto, rispondendo alle esigenze specifiche di ogni coltura nelle singole aree di ogni appezzamento di terreno. L'obiettivo finale dell'agricoltura di precisione è di produrre di più con una quantità inferiore di risorse e mantenendo alti standard di qualità. Inoltre, l'agricoltura di precisione

consente un monitoraggio puntuale della produzione agricola, ciò rientra nelle prescrizioni delle linee guida per l'agrivoltaico.

I suoi obiettivi funzionali infatti riguardano principalmente:

- stime di produzione agricola;
- valutazione degli aspetti agro-meteorologici;
- stime dei tempi di raccolta;
- valutazione degli aspetti fitosanitari delle colture;
- valutazione dei fabbisogni irrigui;

L'abilitazione delle funzioni di monitoraggio della produzione agricola sarà effettuata con continuità attraverso l'utilizzo di reti di sensori che operano in tempo reale anche per il monitoraggio del parco agrivoltaico, si tratta quindi di una vera integrazione fra agricoltura e fotovoltaico [60]. Questi sensori sono tipicamente:

- Sensori di temperatura ambiente;
- Sensori di umidità relativa;
- Sensori di pioggia;
- Sensori di pressione barometrica;
- Sensori di velocità del vento;
- Sensori di temperatura del suolo;
- Sensori di conducibilità del suolo;
- Sensori di umidità del suolo;
- Sensori di temperatura della pianta;
- Sensori di livello CO<sub>2</sub>;
- Contatori di flusso acqua di irrigazione.

Le misure effettuate in ambito agricolo sono georeferenziate e, in alcuni casi, possono essere ottenute anche attraverso misure satellitari.

Date le condizioni climatiche della zona, si ritiene opportuno progettare anche la messa in opera di un moderno impianto fisso di irrigazione sull'intera superficie interessata dal sistema agrivoltaico, stante la buona disponibilità di acqua proveniente dalla diga del Liscione. Si tratta di un aspetto importante in particolare nella zona in questione, la quale subisce lunghi periodi dell'anno (tarda primavera-estate) di carenza idrica a causa di una distribuzione delle piogge, concentrata prevalentemente nei periodi autunno-invernali. Un'irrigazione adeguata genera un grande vantaggio competitivo per l'azienda agricola: migliora la qualità delle colture e la produttività dei terreni, permettendo di ottimizzare i costi, valorizzando così al meglio le capacità produttive delle sementi e dei mezzi tecnici necessari per la coltivazione e lo sviluppo delle colture.

Grazie all'irrigazione automatizzata e ai sensori si può gestire con la massima precisione il fabbisogno idrico e nutritivo delle colture, anche da remoto. Sfruttando le informazioni su umidità del terreno ed evapotraspirazione della coltura, rilevate da sensori specifici, e gestite dalle centraline, è possibile

prendere decisioni più consapevoli e più accurate, relativamente a turni di irrigazione e volumi di acqua da distribuire, con benefici consistenti nella riduzione dei costi e nell'aumento della produttività. Così la gestione automatizzata dell'irrigazione diventa uno strumento per incrementare la qualità e la resa delle coltivazioni. Infatti, grazie ai sistemi di automazione, oggi è possibile programmare turni irrigui controllando valvole e pompe; inoltre, si è in grado di rilevare i dati di campo con sensori e stazioni meteo, ottimizzando la resa tecnica dell'acqua di irrigazione.

Per quanto attiene alla modalità di bagnatura, si è pensato ad un innovativo sistema di irrigazione: il Floppy Sprinkler. Tale metodo soddisfa i tre macro-driver della moderna agricoltura: risparmio idrico, risparmio energetico e sostenibilità ambientale. In definitiva questo sistema di irrigazione consente di estendere i vantaggi dell'irrigazione a goccia ad un sistema di irrigazione per micro-aspersione, particolarmente adatta alle coltivazioni erbacee di pieno campo, come quelle nel caso in esame. Inoltre, si può utilizzare la palificazione dell'impianto agrivoltaico per supportare le ali gocciolanti del floppy sprinkler, con una buona efficienza e una riduzione di costo per la messa in opera [61].

Il volume di precipitazione è di 5 mm l'ora, quindi si tratta di "pioggia lenta" che è ideale per le colture ortive ed anche per i terreni argillosi, come quelli in esame. La bassa pressione di esercizio dell'acqua (2 bar), necessaria per far funzionare il sistema di irrigazione, lo rende ideale per funzionare con l'energia solare come fonte principale di energia. Inoltre, il sistema di irrigazione in questione non richiede competenze specialistiche o una formazione intensiva per essere utilizzato con successo.

Dalle migliorie tecnologiche sopra descritte, e da una gestione oculata dei terreni, ne consegue che anche la produttività agricola aziendale potrà subire un incremento di redditività che andrà a compensare in buona parte una certa riduzione di superficie agricola in relazione alla messa in opera dei pannelli fotovoltaici.

L'installazione dell'impianto agrivoltaico si integrerà quindi in modo sinergico con il contesto rurale sopra descritto, consentendo non solo la continuazione dell'utilizzo agricolo, ma un vero e proprio sviluppo dell'intera area interessata dai pannelli [62].

## 4.5.4 Prato polifita permanente

Nell'area sottesa ai pannelli si prevede l'inerbimento con miscuglio di specie ad hoc finalizzate al miglioramento ambientale e all'apicoltura. Il prato polifita consente di fornire una prima copertura utile per la difesa del terreno dall'erosione e di attivare i processi pedogenetici del suolo. Il cotico erboso crea, tra l'altro, un certo quantitativo di sostanza organica e, quindi, contribuisce in modo considerevole alla formazione di quello strato di humus idoneo per l'arricchimento del terreno. La riuscita dell'inerbimento determina, inoltre, una preliminare e notevole funzione di recupero dal punto di vista paesaggistico ed ecosistemico, oltre che limitare al massimo la colonizzazione da parte di specie infestanti [58].

Il prato polifita permanente, si caratterizza per la presenza sinergica di molte specie foraggere, generalmente appartenenti alle due famiglie botaniche delle graminacee e leguminose, permettendo così la massima espressione di biodiversità vegetale, a cui si unisce la biodiversità microbica e della meso fauna del terreno e quella della piccola fauna selvatica che trova rifugio nel prato. Inoltre, non necessita di alcuna rotazione e quindi non deve essere annualmente avvicendato come avviene con gli altri seminativi, condizione questa che favorisce la conservazione e l'aumento della sostanza organica del terreno. Il cotico erboso consente anche un agevole passaggio dei mezzi meccanici utilizzati per la pulizia periodica dei pannelli fotovoltaici anche con terreno in condizioni di elevata umidità.

La scelta del prato polifita permanente consente di raggiungere contemporaneamente più obiettivi: conservazione della qualità dei corpi idrici, aumento della sostanza organica dei terreni, minor inquinamento ambientale da fitofarmaci. In sintesi, i vantaggi del prato permanente sono dettati dal fatto che:

- è una coltura pluriennale la cui durata è dell'ordine di decenni; offrendo una copertura vegetale verde costante, anche nel periodo invernale, mitiga efficacemente anche l'impatto paesaggistico del sistema fotovoltaico;
- le attività di impianto del prato polifita non interferiscono con il fotovoltaico in quanto sono attività una-tantum propedeutiche e preliminari all'installazione dell'impianto stesso;
- il prato permanente arricchisce progressivamente di sostanza organica e di biodiversità il terreno, mantiene un ecosistema strutturato e solido del cotico erboso; le leguminose presenti nel miscuglio fissano l'azoto atmosferico fornendo un ottimale arricchimento del terreno;
- a fine vita operativa, ad impianto dismesso, il suolo così rigenerato sarà ideale anche per coltivazioni agricole di pregio.

## 4.6 Impianti di rete e di utenza per la connessione

La connessione dell'impianto agrivoltaico, in maniera conforme a quanto definito dalla Soluzione Tecnica Minima Generale, avverrà mediante la realizzazione di un collegamento in antenna al futuro ampliamento a 36 kV con la sottostazione elettrica RTN (Rete di Trasmissione Nazionale) esistente denominata "Larino". Tale SSE è situata sul territorio del comune di Larino e rappresenta uno dei principali nodi della rete di trasmissione dell'Alto Molise, su cui convergono e sono collegate numerose linee RTN a livello di tensione 380 kV, 150 kV. L'ampliamento della nuova area, interna alla SE, sarà circa di 21.000 metri quadrati [63].

Le opere necessarie alla realizzazione del collegamento in antenna dell'impianto in progetto sono distinte quindi in:

- Un impianto di rete per la connessione costituito da una nuova sezione a 36 kV da edificarsi interamente su aree adiacenti alla SSE RTN "Larino" e nella disponibilità di TERNA S.p.A.
- Un impianto di utenza per la connessione costituito da un cavidotto interrato a 36 kV in doppia terna di cavi da 500 mm<sup>2</sup> in rame avente uno sviluppo complessivo di circa 17,3 km, da un pozzetto per arrivo cavi e sezionamento schermi in adiacenza alla SSE "Larino" ad una cabina utente a 36 kV posizionata all'interno del perimetro dell'impianto agrivoltaico.

Il richiedente del progetto, in conformità a quanto stabilito dal Testo Integrato delle Connessioni Attive, si è avvalso della facoltà di curare in proprio tutti gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative necessari per tutti gli impianti di connessione.

L'impianto di rete sarà costruito a cura di TERNA S.p.A. o sub-fornitori; una volta realizzato, entrerà a far parte della rete elettrica di trasmissione nazionale e sarà pertanto gestito ed esercito da TERNA S.p.A. Per quanto riguarda l'impianto di utenza, esso sarà costruito, gestito ed esercito dal richiedente e conseguentemente dismesso al termine del suo utilizzo.

Tutti gli interventi a progetto sono stati definiti a seguito di una attenta e puntuale verifica delle possibili interazioni con l'ambiente ed il territorio circostante, in particolar modo:

- evitando interferenze con aree protette o sottoposte a vincoli naturalistici, paesaggistici o archeologico;
- minimizzando le interferenze con le aree urbanizzate ed evitando completamente le interferenze con recettori sensibili quali scuole, ospedali, aree gioco o altro;
- evitando contrasti con gli strumenti urbanistici adottati dai comuni attraversati;
- utilizzando il più possibile percorsi ed aree già interessati da fenomeni di antropizzazione quali ad esempio la realizzazione di infrastrutture stradali.

## 4.6.1 Impianto di rete

Le opere relative all'impianto di rete per la connessione interessano il Comune di Larino (CB) e consistono nella realizzazione di un edificio quadri a 36 kV.

La nuova sezione a 36 kV della SSE RTN "Larino" sarà collegata ad una delle sezioni esistenti a 380 kV attraverso l'utilizzo di due stalli per l'installazione di altrettanti trasformatori trifase 380/36 kV da 250 MVA. I pali gatto esistenti dovranno essere smantellati per consentire la prosecuzione delle barrature fino alla connessione col primario dei nuovi trasformatori 380/36 kV [63].

I trasformatori saranno installati su uno spazio ad essi dedicato, delimitato da un cordolo; tale spazio ospiterà anche due vasche di raccolta olio e le Bobine di Petersen, il trasformatore formatore di neutro e la resistenza di neutro per il sistema a 36 kV.

Il secondario dei suddetti trasformatori sarà collegato attraverso un sistema di cavi interrati ai quadri a 36 kV ospitati all'interno dell'edificio quadri a 36 kV realizzato in adiacenza agli stessi trasformatori. L'intervento sarà poi completato mediante la realizzazione di un ulteriore edificio destinato ad ospitare i sistemi ausiliari della nuova sezione.

È possibile visualizzare l'intervento nelle figure 41 e 42.



Figura 41 - Planimetria di progetto SE Larino, indicazione area futuro ampliamento (elaborato fornito da Studio Eko ' srl [63])



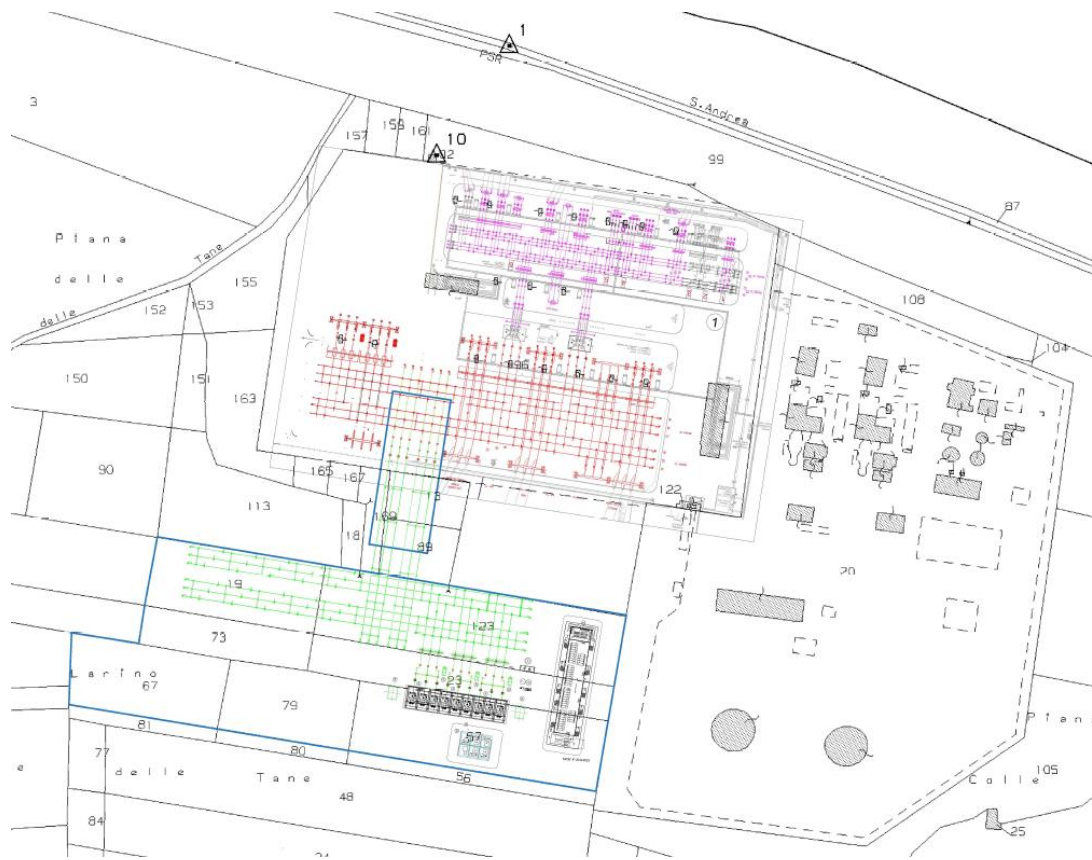


Figura 42 - Disposizione elettromeccanica della stazione esistente e degli interventi previsti (elaborato fornito da Studio Eko'srl [63])

## 4.6.2 Impianto di utenza

Le opere relative all'impianto di utenza per la connessione interessano sia il comune di Larino (CB) che il comune di Campomarino, San Martino, Ururi (CB). Tali opere consistono in una stazione elettrica utente ubicata all'interno di aree adiacenti all'impianto di generazione in progetto, e in un cavidotto interrato a 36 kV della lunghezza complessiva di circa 17,3 km, che collegherà la suddetta Stazione Utente con i quadri a 36 kV realizzati all'interno della SSE RTN 380/150/36 kV e facenti parte dell'impianto di rete per la connessione.

Il cavidotto sarà costituito da due terne di cavi unipolari con posa direttamente interrata a trifoglio su letto di posa in cemento magro ad una profondità di 1,50 m e una protezione meccanica aggiuntiva costituita da beole armate (nei tratti non sotto strada asfaltata). I cavi saranno in rame con sezione di 500 mm<sup>2</sup>, isolati in gomma ad alto modulo G7 conformi alla norma IEC 60840 ed avranno tensione nominale 26/45 kV [63].

La figura 43 e la figura 44 riportano, rispettivamente le modalità di posa del cavidotto riferite alle diverse tipologie di terreno (strada asfaltata e strada sterrata) e la planimetria dello stesso riportata su Carta Tecnica Regionale.

Le terne di cavi su descritte saranno realizzate lungo la viabilità pubblica esistente (strade provinciali e comunali), percorrendo le banchine stradali, ove presenti, o direttamente la sede stradale. Tutte le aree sono nella disponibilità della proponente, e di proprietà del gestore di rete TERNA o, in minima parte, di privati le cui particelle saranno inserite nel piano particellare di esproprio per ragioni di pubblica utilità presentato agli enti competenti nell'ambito della procedura autorizzativa.

In corrispondenza di eventuali attraversamenti dei corsi d'acqua, sarà adottata la tecnica della perforazione orizzontale controllata (TOC) con una perforazione realizzata seguendo una traiettoria prestabilita in funzione delle ubicazioni di corsi d'acqua, sottoservizi e manufatti presenti lungo il tracciato dell'elettrodotto di collegamento.

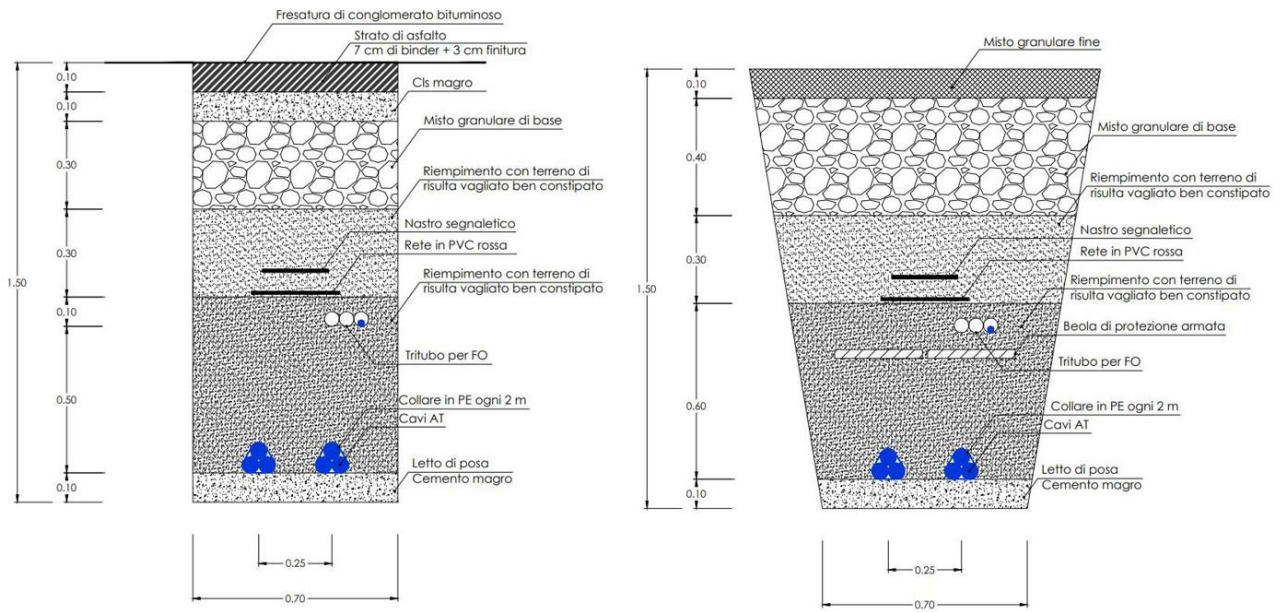


Figura 43 - Modalità di posa del cavidotto su strada asfaltata ed in terra battuta (elaborato fornito da Studio Eko' srl [63])

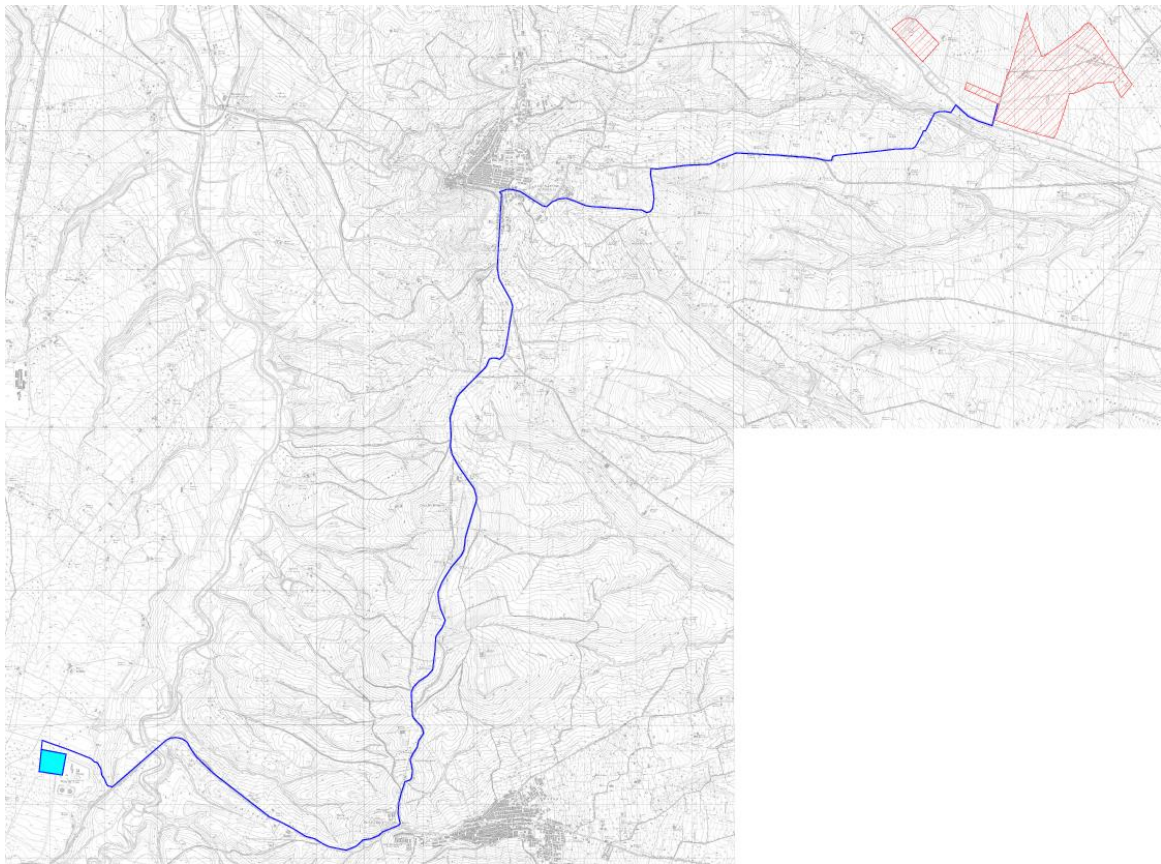


Figura 44 - Planimetria del cavidotto riportata su Carta Tecnica Regionale (elaborato fornito da Studio Eko' srl [63])

## 5. Analisi di producibilità energetica

È importante analizzare in fase di progetto quella che potrà essere la capacità di produzione di energia dell'impianto agrivoltaico in esame. Si è deciso di effettuare un'analisi andando ad elaborare i dati meteorologici della località di interesse, prima considerando la configurazione di impianto con strutture tracker, come riportata nelle scelte progettuali. Considerando poi una configurazione con strutture fisse, si è ripetuta la medesima analisi per verificare la validità della scelta progettuale.

Si è impiegato il software PVGIS [64] al fine di ottenere i dati meteorologici del sito interessato dall'impianto. Fornendo latitudine e longitudine, questo strumento è in grado di fornire i dati orari delle componenti della radiazione solare e di altri parametri meteorologici come temperatura dell'aria, altezza solare e velocità del vento.

Il database da cui vengono ricavate le informazioni è PVGIS-SARAH3. Tale database satellitare ha una copertura che si estende tra le latitudini da circa 65°N a 65°S e le longitudini da circa 65°W a 65°E, includendo quindi ampie aree dell'Europa, dell'Africa settentrionale, centrale e orientale, e parti dell'Asia occidentale [65]. Vengono forniti dati che coprono la finestra temporale che va dal 2005 al 2023.

Al fine dell'analisi di producibilità in questione, l'interesse ricade sui dati di irradianza [ $\text{W}/\text{m}^2$ ] media sul piano dei collettori e di temperatura dell'aria [ $^{\circ}\text{C}$ ], forniti su base oraria.

Come esposto nei precedenti paragrafi, l'impianto si avvale di strutture tracker ad asse di rotazione orizzontale Nord-Sud, che seguono il movimento del Sole da Est a Ovest. Per impostare tale configurazione sul software, si seleziona la variante "inclined axis" e si pone uguale a zero l'angolo di tilt.

Il software impiegato fornisce l'opzione di considerare l'orizzonte. Selezionando "calculated horizon", la radiazione solare tiene conto dell'eventuale presenza di rilievi montuosi o collinari che potrebbero ostruire la luce solare in determinati momenti della giornata. Tuttavia, non si tengono in considerazione le ombre proiettate da oggetti vicini come edifici o alberi, né dell'ombreggiamento reciproco tra le file di pannelli; nel caso in esame ciò non comporta un'analisi falsata, essendo le file di moduli posti ad una distanza tale da evitare l'ombreggiamento reciproco.

Rielaborando su base annuale le informazioni scaricate, si sono ottenute le misure di irradianza globale [ $\text{Wh}/\text{m}^2/\text{anno}$ ] sul piano dei moduli. I risultati ottenuti sono riassunti nel seguente grafico (figura 45).

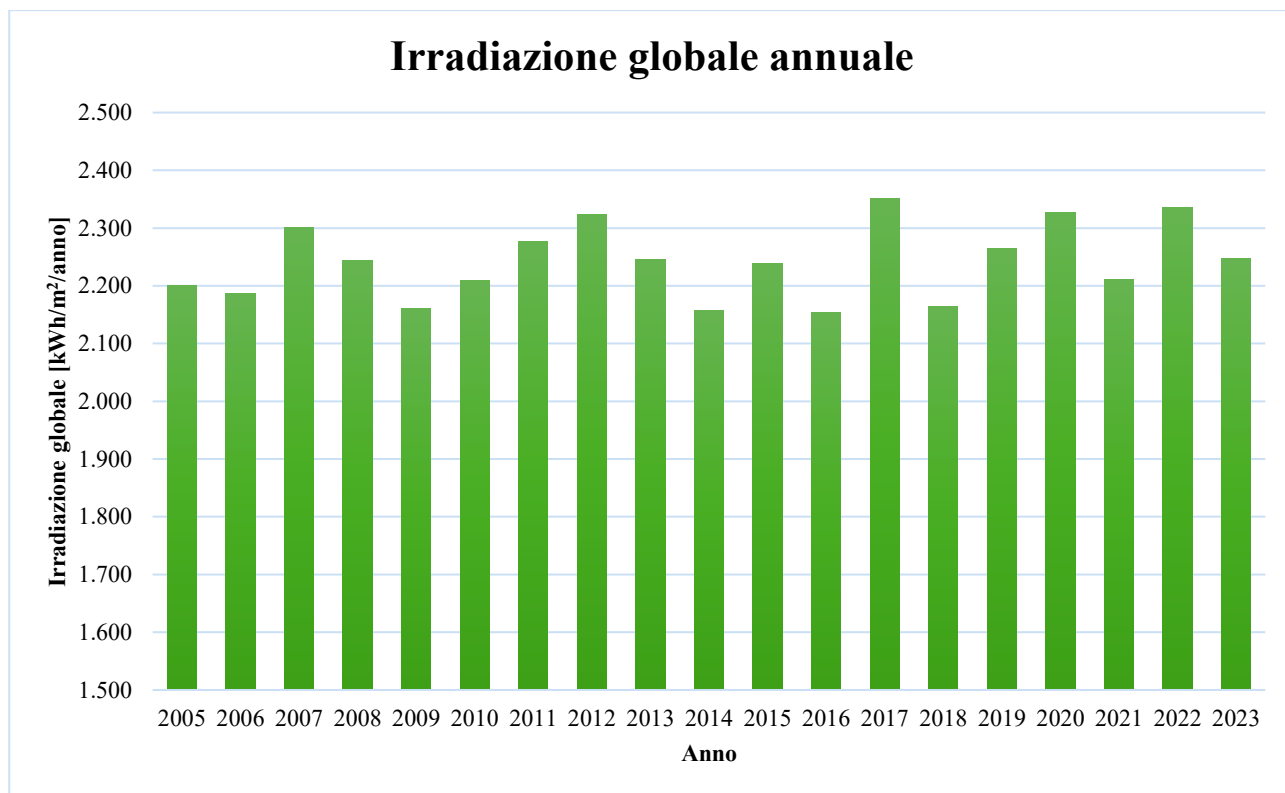


Figura 45- Irradiazione globale annuale sul piano dei moduli fotovoltaici per impianto con strutture tracker

I moduli fotovoltaici da impiegare nel progetto sono moduli fotovoltaici di nuova generazione del tipo in silicio monocristallino di potenza nominale pari a 580 Wp. Di seguito si riportano le principali caratteristiche tecniche, utili ai fini dell'analisi di producibilità [46].

Tabella 15 - Caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici impiegati

<b>Tipo di celle</b>	silicio mono-cristallino
<b>Potenza nominale Pn</b>	580 Wp
<b>Tensione alla potenza massima Vmpp</b>	42,59 V
<b>Corrente alla potenza massima Impp</b>	13,62 A
<b>Tensione di circuito aperto Voc</b>	51,47 V
<b>Corrente di corto circuito Isc</b>	14,37 A
<b>Rendimento modulo STC</b>	22,45 %
<b>Temperatura di esercizio</b>	-40 / +85 °C
<b>Coefficiente di temperatura alla potenza massima</b>	-0,29 %/°C
<b>NOCT</b>	45 ± 2 °C
<b>Riduzione della potenza annuale</b>	0,40 %/anno

Si riportano inoltre le caratteristiche dimensionali di questa tipologia di modulo.

Tabella 16 - Caratteristiche dimensionali dei moduli fotovoltaici impiegati

Lunghezza	2.278 mm
Larghezza	1.134 mm
Spessore	30 mm
Peso	32 kg

Tramite il software PVsyst è stato possibile individuare il modello ed il numero di inverter pertinenti al progetto, oltre che il numero di moduli in serie e in parallelo.

Per ottenere un giusto dimensionamento dell'array è necessario andare a rispettare una serie di requisiti [66]:

- La tensione minima dell'array (tensione alla temperatura massima del modulo) deve presentare un valore maggiore rispetto alla tensione operativa minima dell'inverter (la  $V_{\min}$  dell'intervallo MPPT);
- La tensione operativa massima dell'array (tensione alla temperatura operativa minima del modulo) deve presentare un valore minore rispetto alla tensione operativa massima dell'inverter (la  $V_{\max}$  dell'intervallo MPPT);
- La tensione assoluta massima dell'array (la tensione a vuoto  $V_{oc}$  alla temperatura minima) non deve superare il valore della tensione d'ingresso massima assoluta dell'inverter;
- La tensione assoluta massima dell'array (la tensione a vuoto  $V_{oc}$  alla temperatura minima) non deve superare la tensione massima del sistema indicata per il modulo fotovoltaico utilizzato.

Per quanto riguarda il dimensionamento dell'inverter, deve essere definita una perdita di sovraccarico (overload loss) che sia tollerabile durante la fase di funzionamento. Tale condizione si verifica ponendo un inverter lievemente sottodimensionato rispetto alla potenza nominale dell'impianto. Il rapporto tra la potenza nominale dell'impianto e la potenza nominale AC dell'inverter deve riportare un valore compreso tra 1,0 e 1,1.

Di seguito si riportano i parametri tecnici e dimensionali del modello di inverter scelto per il progetto [52].

Tabella 17 - Caratteristiche tecniche e dimensionali dell'inverter impiegato

Potenza nominale AC	4.400 kVA
Tensione nominale AC	660 V
Range tensione MPPT a piena potenza	962 / 1.325 V
Efficienza massima	98,80 %
Efficienza europea	98,70 %
Fattore di potenza	1,00
Temperatura di esercizio	-25 / +60 °C
Dimensioni	2.815 / 2.318 / 1.588 mm
Peso	3.700 kg

Riassumendo quanto considerato sin ora, si ripropongono le principali caratteristiche dell'impianto in esame.

Tabella 18 - Caratteristiche principali dell'impianto con strutture tracker

Potenza nominale dei moduli	580 Wp
Numero di moduli	80.616
Potenza nominale dell'impianto	46,76 MWp
Distanza di pitch	10,5 m
Potenza nominale degli inverter	4.400 kVA
Numero di inverter	10
Potenza complessiva degli inverter	44 MVA
Rapporto potenze nominali	1,06

## 5.1 Calcolo di producibilità

Per ottenere il valore della potenza prodotta dall'impianto in un determinato momento della giornata la formula di riferimento è la seguente:

$$P_{AC} = P_{STC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot \eta_{lowG} \cdot \eta_{omb} \cdot \eta_{temp} \cdot \eta_{cavi} \cdot \eta_{mis} \cdot \eta_{s\&r} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{MPPT} \cdot \eta_{\frac{DC}{AC}} \cdot \eta_{trasf} \quad [kW] \quad (18)$$

I termini presenti nella formula indicano rispettivamente:

- $P_{AC}$  potenza prodotta in corrente alternata [kW].
- $P_{STC}$  potenza nominale dell'impianto in Standard Test Conditions [kW].
- $G$  irradianza incidente sul modulo nell'istante considerato [kW/m<sup>2</sup>].
- $G_{STC}$  irradianza in Standard Test Conditions, pari a 1 kW/m<sup>2</sup>.
- $\eta_{lowG}$  considera la minima irradianza richiesta per consentire la produzione di energia elettrica dall'impianto, e si ottiene come:

$$\eta_{lowG} = 1 - \frac{G_0}{G} \quad [-] \quad (19)$$

Il valore dell'irradianza minima  $G_0$  viene considerato pari a 0,015 kW/m<sup>2</sup>.

- $\eta_{omb}$  tiene in considerazione il fenomeno di mutuo ombreggiamento fra le file di moduli. Essendo il sistema in questione progettato con una distanza mutua tra i moduli tale da permettere che l'ombra di una fila non lambisca la fila adiacente anche nella situazione di massima inclinazione dell'inseguitore, il contributo di questo termine non è stato preso in considerazione.
- $\eta_{temp}$  considera le modalità con cui al variare della temperatura della cella fotovoltaica, variano le performance dei moduli. Si ottiene tramite:

$$\eta_{temp} = 1 + \gamma_T \cdot (T_c - T_{STC}) \quad [-] \quad (20)$$

Nella formula, il termine  $\gamma_T$  rappresenta il coefficiente di temperatura della potenza e assume un valore di -0,29 %/°C per i moduli scelti.  $T_{STC}$  ha valore 25 °C, temperatura di cella in Standard Test Conditions.  $T_c$  è la temperatura della cella, ottenuta tramite la formulazione:



$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20 \text{ }^\circ\text{C}}{800 \text{ W/m}^2} \cdot G \quad [^\circ\text{C}] \quad (21)$$

Dove  $T_a$  e  $G$  rappresentano i valori della temperatura dell'aria e dell'irradianza reale ottenuti su base oraria tramite il software PVGIS.  $NOCT$  indica la Normal Operating Cell Temperature e per i moduli impiegati vale  $45 \text{ }^\circ\text{C}$ .

- $\eta_{cavi}$  tiene in considerazione le perdite per effetto Joule nei cavi. In tal caso viene considerato un valore di 0,99.
- $\eta_{mis}$  tiene in considerazione le perdite di mismatch dovuto all'interconnessione di moduli con performance elettriche non identiche. In tal caso viene considerato un valore di 0,98.
- $\eta_{s\&r}$  considera il contributo delle perdite per sporco e riflessione. Il deposito di polvere, polline, sabbia, foglie o altri detriti sui pannelli solari riduce la quantità di luce solare che raggiunge le celle fotovoltaiche, causando una diminuzione dell'efficienza [67]. Questo fenomeno è chiamato "soiling". Negli impianti agrivoltaici, l'ambiente agricolo potrebbe amplificare gli effetti dello sporco. Ad esempio, il suolo sollevato durante le operazioni agricole o l'uso di macchinari potrebbe aumentare il deposito di particelle sui pannelli [68]. Si sceglie di considerare un valore di perdite per soiling del 6-7%. La riflessione è un altro fattore che riduce la quantità di luce assorbita dai pannelli fotovoltaici. Con l'uso di tecnologie avanzate antiriflettenti, le perdite possono essere ridotte al 1-2% [69]. Complessivamente il valore di questo termine viene considerato pari a 0,92.
- $\eta_{inv}$  considera la diminuzione delle performance dovute all'invecchiamento dell'impianto. Può essere ottenuto considerando:

$$\eta_{inv} = 1 - \gamma_{inv\%} \cdot n \quad [-] \quad (22)$$

In cui  $n$  indica il numero di anni trascorsi dall'entrata di attività dell'impianto e  $\gamma_{inv\%}$  indica il fattore di invecchiamento dei moduli impiegati, in tal caso pari a  $0,40 \text{ \%/anno}$ . Essendo in questa analisi la producibilità calcolata indipendentemente nei diversi anni, l'impianto viene considerato come se fosse sempre al primo anno di attività. Tale fattore avrà un ruolo più importante nell'analisi economica, in cui si considererà la vita dell'impianto e il suo invecchiamento.

- $\eta_{MPPT}$  tiene in considerazione le perdite di inaccuracy del sistema di Maximum Power Point Tracking (MPPT). In tal caso viene considerato un valore di 0,99.

- $\eta_{DC/AC}$  rappresenta l'efficienza degli inverter utilizzati. Tiene conto quindi delle perdite legate alla conversione della corrente da DC a AC. Per valutarne il contributo si considera un inverter equivalente con un modello quadratico.

$$\eta_{DC/AC} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} = \frac{P_{DC,\%} - 0,1\% \cdot P_{inv,\%} - 0,015 \cdot P_{DC,\%}}{P_{DC,\%}} \quad [-] \quad (22)$$

$P_{DC}$  rappresenta la potenza lato DC, mentre  $P_{inv}$  la potenza nominale dell'inverter. Questi termini sono stati considerati normalizzati rispetto alla potenza nominale dell'impianto. Si ottiene per il parametro un valore di 0,975.

- $\eta_{trasf}$  tiene in considerazione le perdite nel trasformatore. In tal caso viene considerato un valore di 0,99.

Come già specificato, tale calcolo si riferisce alla potenza prodotta in un certo istante temporale. In dati di irradianza media incidente e temperatura dell'aria ottenuti dal software PVGIS hanno base oraria, per cui il calcolo di producibilità si effettua per ogni ora dell'anno e si vanno a sommare i risultati al fine di ottenere la produzione energetica annuale. Avendo considerato un intervallo temporale di un'ora, l'energia oraria corrisponde numericamente alla potenza oraria.

È necessario introdurre un fattore di perdita addizionale che tenga conto della disponibilità dell'impianto.

$$AEP = \eta_{av} \cdot \sum_{t=1}^{8760} P_{AC}(t) \cdot \Delta t \quad \left[ \frac{kWh}{anno} \right] \quad (23)$$

I termini presenti nella formula indicano rispettivamente:

- AEP produzione annuale di energia dell'impianto [kWh/anno].
- $\eta_{av}$  availability factor, che prende in considerazione l'inattività dell'impianto a causa di attività di manutenzione. In tal caso viene considerato un valore di 0,98.
- $t$  indica le ore dell'anno. I valori di irradianza  $G(t)$  e temperatura dell'aria  $T_{air}(t)$  variano al variare delle ore, allo stesso modo si avranno valori di potenza  $P_{AC}(t)$  orari.
- $\Delta t$  è l'intervallo temporale (pari ad 1 h) per convertire la potenza media oraria in energia prodotta in un'ora.

Ulteriori parametri utili al fine delle valutazioni di producibilità dell'impianto sono:

- Reference Yield o ore solari di picco:

$$Y_r = \frac{G_g}{G_{STC}} \quad \left[ \frac{h}{\text{anno}} \right] \quad (24)$$

In cui  $G_g$  indica l'irradiazione globale incidente sul piano del collettore [kWh/m<sup>2</sup>] in un determinato periodo temporale, in tal caso si considera un periodo di un anno.  $G_{STC}$  indica l'irradianza in Standard Test Conditions, pari a 1 kW/m<sup>2</sup>.

- Final Yield o producibilità specifica:

$$Y_f = \frac{AEP}{P_{nom}} \quad \left[ \frac{kWh}{kWp \cdot \text{anno}} \right] \quad (25)$$

Dove  $P_{nom}$  rappresenta la potenza nominale dell'impianto, pari a 46.757 kWp.

- Capacity factor o fattore di capacità:

$$C_f = \frac{AEP}{8.760 \cdot P_{nom}} = \frac{Y_f}{8.760} \quad [-] \quad (26)$$

Calcolato come il rapporto tra la produzione di energia elettrica nel periodo di un anno e la massima produzione teorica nello stesso periodo. Le ore in un anno sono 8.760; per gli anni bisestili è stato invece considerato il valore 8.784.

- Performance Ratio:

$$PR = \frac{AEP}{P_{nom} \cdot Y_r} \quad [-] \quad (27)$$

Tale parametro è indice delle prestazioni di un sistema fotovoltaico.

Si riportano in tabella i risultati del calcolo dei parametri sopra descritti, per ognuno degli anni presi in esame.

Inoltre, si traferiscono in forma grafica i livelli di produzione annuale di energia dell'impianto (AEP) (figura 46).

Tabella 19 – Valutazione dei parametri utili all'analisi di producibilità per gli anni in esame, impianto con strutture tracker

Anno	AEP [MWh/anno]	Reference Yield $Y_r$ [h/anno]	Produzione specifica $Y_f$ [kWh/kWp/anno]	Fattore di capacità $C_f$ [-]	PR [-]
2005	78.667	2.200	1.682	0,192	0,765
2006	78.364	2.187	1.676	0,191	0,766
2007	82.260	2.301	1.759	0,201	0,765
2008	80.318	2.243	1.718	0,196	0,766
2009	77.284	2.162	1.653	0,189	0,765
2010	79.129	2.210	1.692	0,193	0,766
2011	81.456	2.276	1.742	0,199	0,765
2012	82.825	2.323	1.771	0,202	0,763
2013	80.391	2.246	1.719	0,196	0,766
2014	77.520	2.158	1.658	0,189	0,768
2015	80.115	2.238	1.713	0,196	0,766
2016	77.225	2.153	1.652	0,188	0,767
2017	83.981	2.352	1.796	0,205	0,764
2018	77.469	2.165	1.657	0,189	0,765
2019	81.017	2.265	1.733	0,198	0,765
2020	83.459	2.326	1.785	0,203	0,767
2021	78.961	2.211	1.689	0,193	0,764
2022	83.522	2.335	1.786	0,204	0,765
2023	80.420	2.247	1.720	0,196	0,765

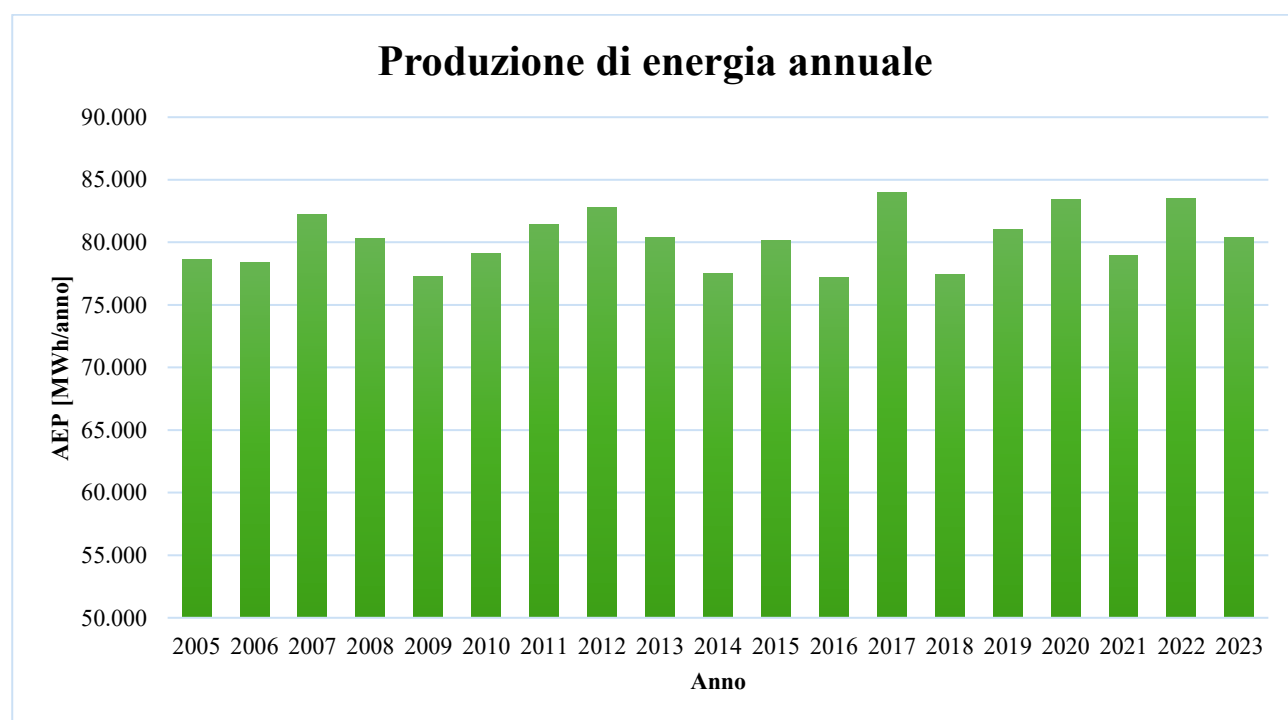


Figura 46 - Produzione di energia annuale dell'impianto con strutture tracker

È utile andare a definire dei valori medi considerando i parametri specifici ottenuti per ogni anno, al fine di avere un inquadramento migliore delle possibili caratteristiche di producibilità dell'impianto agrivoltaico in esame.

*Tabella 20 – Valori medi dei parametri utili all'analisi di producibilità, impianto con strutture tracker*

Potenza nominale	46,76 MWp
Produzione annuale AEP	80.231 MWh/anno
Reference Yield $Y_r$	2.242 h/anno
Produzione specifica $Y_f$	1.716 kWh/kWp/anno
Fattore di capacità $C_f$	0,196
PR	0,765

Impiegando la configurazione impiantistica scelta in fase progettuale risulta garantita una produzione di energia media annuale pari a 80.231 MWh.

I valori tipici del Performance Ratio (PR) per impianti agrivoltaici si aggirano generalmente tra 70% e 85%, simili a quelli di impianti fotovoltaici tradizionali su larga scala [70]. Il valore di 76,5% ottenuto per il caso in esame risulta in linea con le metriche di riferimento.

Il Capacity Factor per gli impianti agrivoltaici varia tipicamente tra il 10% e il 25%, a seconda di diversi fattori quali la posizione geografica, il tipo di tecnologia utilizzata e le condizioni climatiche [70]; risultano valori paragonabili a quelli ottenibili con impianti fotovoltaici standard di larga scala. Anche in tal caso, il valore di 19,6% ottenuto per l'impianto in esame rientra nel range dei valori medi globali.

## 5.2 Confronto con configurazione a strutture fisse

Anche per l'analisi di producibilità dell'impianto con configurazione a strutture fisse si sono estratti i dati meteo della zona di interesse tramite PVGIS, usando il database PVGIS-SARAH3.

Impostando la configurazione a struttura fissa, il software è in grado di fornire il valore ottimale dell'angolo di tilt. Nel caso della località in esame l'angolo ottimale risulta essere di 35°. Per quanto riguarda l'azimut, si è scelto di considerare un angolo di 0°; ciò corrisponde a considerare l'orientamento dei moduli in direzione Sud. Tale scelta è stata fatta in quanto la produzione di energia viene incrementata rivolgendo i collettori verso l'equatore.

Come nel caso precedente, si è interessati ai dati di irradianza [ $\text{W}/\text{m}^2$ ] media sul piano dei collettori e di temperatura dell'aria [ $^{\circ}\text{C}$ ].

Rielaborando su base annuale le informazioni scaricate, si sono ottenute le misure di irradiazione globale [ $\text{Wh}/\text{m}^2/\text{anno}$ ] sul piano dei moduli. I risultati ottenuti sono riassunti nel seguente grafico (figura 47).

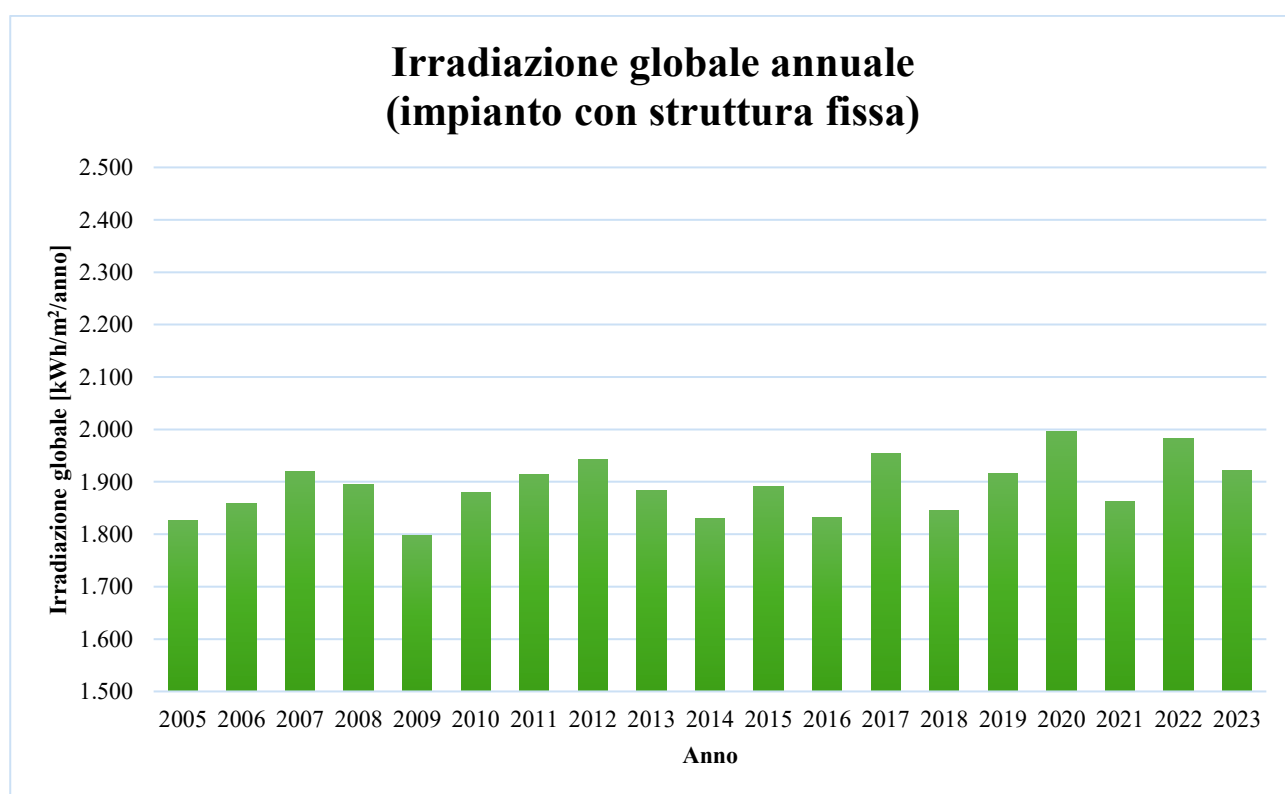


Figura 47 - Irradiazione globale annuale sul piano dei moduli fotovoltaici per impianto con strutture fisse

Come è possibile osservare, i dati di irradiazione globale annuale risultano avere valori minori usando questa scelta impiantistica, a testimonianza del fatto che tramite l'utilizzo di inseguitori solari si ottiene una migliore ricezione della radiazione solare.

Si è scelto di impiegare lo stesso numero e modello di collettori fotovoltaici, in quanto il confronto si incentra principalmente sull'influenza che la struttura di supporto dei pannelli può avere sulla loro capacità di produrre energia.

La distanza tra i moduli viene anch'essa considerata uguale al caso precedente, in modo che anche in questa situazione non si verifichi ombreggiamento reciproco tra le file adiacenti e venga garantito lo svolgimento delle attività agricole.

Allo stesso modo il modello e il numero di inverter impiegati nell'impianto non sono stati modificati per mantenere il valore del rapporto tra la potenza nominale dell'impianto e la potenza nominale in AC dell'inverter nel range ottimale.

Di seguito si riportano le principali caratteristiche di questo layout impiantistico.

*Tabella 21 - Caratteristiche principali dell'impianto con strutture fisse*

<b>Potenza nominale dei moduli</b>	580 W <sub>p</sub>
<b>Numero di moduli</b>	80.616
<b>Potenza nominale dell'impianto</b>	46,76 MW <sub>p</sub>
<b>Angolo di tilt</b>	35 °
<b>Angolo di azimuth</b>	0 °
<b>Distanza di pitch</b>	10,5 m
<b>Potenza nominale degli inverter</b>	4.400 kVA
<b>Numero di inverter</b>	10
<b>Potenza complessiva degli inverter</b>	44 MVA
<b>Rapporto potenze nominali</b>	1,06

Il calcolo di producibilità è stato ripetuto considerando i nuovi valori di irradianza e temperatura dell'aria e applicando gli stessi contributi di perdita di performance applicati nel caso precedente.

Si riportano in tabella i valori dei parametri per ognuno degli anni presi in esame.

Inoltre, si trasferiscono in forma grafica i livelli di produzione annuale di energia dell'impianto (AEP) per la configurazione con strutture fisse (figura 48).

Tabella 22 - Valutazione dei parametri utili all'analisi di producibilità per gli anni in esame, impianto con strutture fisse

Anno	AEP [MWh/anno]	Reference Yield $Y_r$ [h/anno]	Produzione specifica $Y_r$ [kWh/kWp/anno]	Fattore di capacità $C_r$ [-]	PR [-]
2005	65.282	1.826	1.396	0,159	0,765
2006	66.440	1.858	1.421	0,162	0,765
2007	68.442	1.919	1.464	0,167	0,763
2008	67.657	1.895	1.447	0,165	0,764
2009	64.079	1.797	1.370	0,156	0,763
2010	67.215	1.881	1.438	0,164	0,764
2011	68.323	1.914	1.461	0,167	0,763
2012	69.107	1.942	1.478	0,168	0,761
2013	67.268	1.884	1.439	0,164	0,764
2014	65.514	1.830	1.401	0,160	0,766
2015	67.562	1.891	1.445	0,165	0,764
2016	65.507	1.831	1.401	0,159	0,765
2017	69.632	1.954	1.489	0,170	0,762
2018	65.886	1.846	1.409	0,161	0,764
2019	68.327	1.915	1.461	0,167	0,763
2020	71.396	1.996	1.527	0,174	0,765
2021	66.402	1.863	1.420	0,162	0,762
2022	70.759	1.983	1.513	0,173	0,763
2023	68.583	1.922	1.467	0,167	0,763

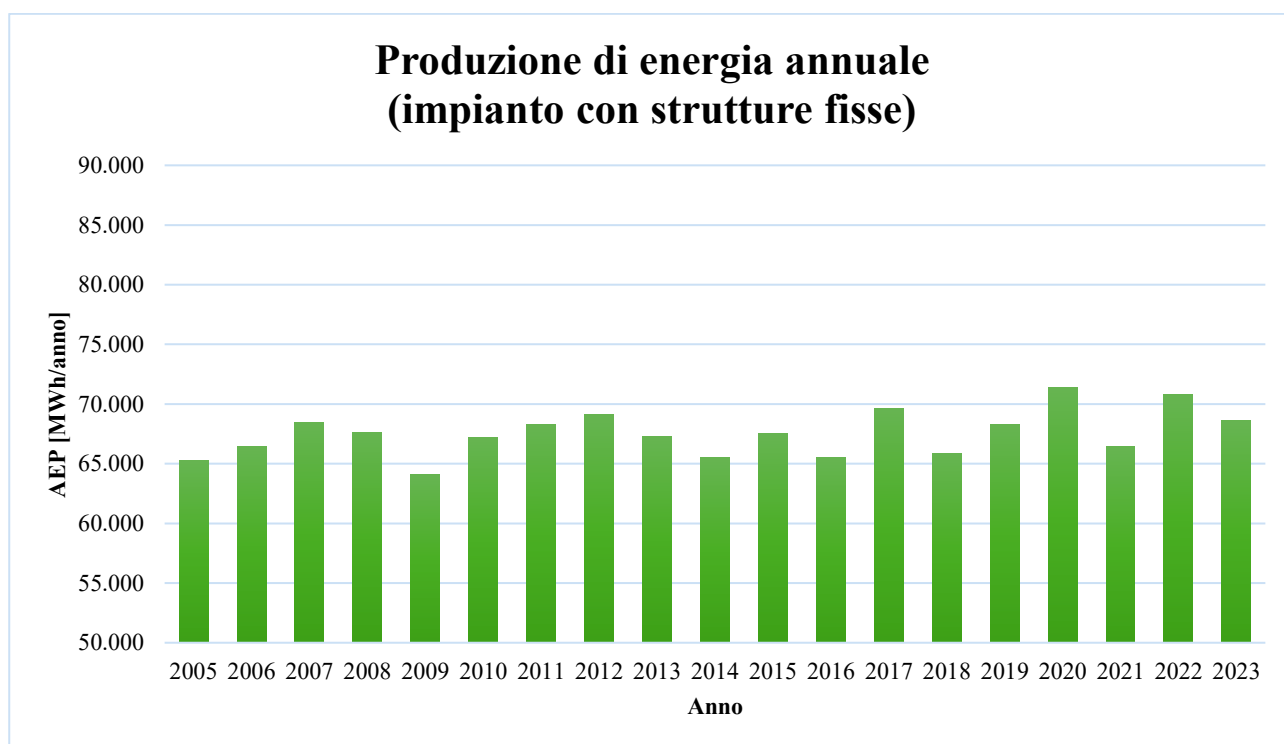


Figura 48 - Produzione di energia annuale dell'impianto con strutture fisse



Si sono calcolati i valori medi dei parametri ottenuti dall'analisi, per permettere un inquadramento migliore delle possibili caratteristiche di producibilità dell'impianto con configurazione a strutture fisse.

Tabella 23 - Valori medi dei parametri utili all'analisi di producibilità, impianto con strutture fisse

Potenza nominale	46,76 MWp
Produzione annuale AEP	67.546 MWh/anno
Reference Yield $Y_r$	1.892 h/anno
Produzione specifica $Y_f$	1.445 kWh/kWp/anno
Fattore di capacità $C_f$	0,165
PR	0,764

Ottenuti i parametri per entrambe le configurazioni è possibile effettuare un confronto al fine di valutare la validità della scelta progettuale.

Tabella 24 - Confronto tra impianto con strutture tracker e impianto con strutture fisse

	Impianto agrivoltaico con strutture tracker	Impianto agrivoltaico con struttura fissa
Potenza nominale [MWp]	46,76	46,76
Produzione annuale AEP [MWh/anno]	80.231	67.546
Reference Yield $Y_r$ [h/anno]	2.242	1.892
Produzione specifica $Y_f$ [kWh/kWp/anno]	1.716	1.445
Fattore di capacità $C_f$	0,196	0,165
Performance Ratio	0,765	0,764

Il parametro su cui ricade immediatamente l'attenzione è quello di produzione di energia annuale. La prima configurazione registra un maggior AEP in quanto i tracker, seguendo il movimento del sole, mantengono i pannelli sempre in un'angolazione ottimale, migliorando la cattura della luce solare; conseguentemente si ottiene una maggiore conversione in energia elettrica.

Il Performance Ratio per il layout con strutture tracker risulta leggermente maggiore rispetto al layout con strutture fisse. Si ha invece una grande differenza tra i fattori di capacità nelle due configurazioni. Il maggior Capacity Factor per la configurazione con strutture tracker dipende dalla maggiore producibilità specifica, per cui tale scelta progettuale risulta migliore in quanto garantisce che l'impianto lavori per maggior tempo a potenza nominale.

In definitiva, dall'analisi di producibilità risulta evidente che la scelta progettuale di impiegare una configurazione con strutture ad inseguimento sia ottimale in termini di performance energetiche.

Tuttavia, è importante considerare anche i costi di installazione e manutenzione, che sono più alti rispetto a un sistema fisso. La scelta di un sistema tracker può risultare conveniente a lungo termine, soprattutto in contesti di grandi impianti. I costi specifici per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico in esame verranno analizzati nel capitolo dedicato all'analisi economica.

## 5.3 Confronto con impianto fotovoltaico standard

Al fine di valutare il rispetto del requisito di producibilità elettrica minima richiesto dalle linee guida, si è effettuata l'analisi di producibilità di un impianto fotovoltaico standard posizionato nello stesso sito. Per essere conforme, l'impianto agrivoltaico deve produrre almeno il 60% dell'energia rispetto a questa tipologia di impianto standard.

Il comparto tecnico impiantistico rimane lo stesso impiegato per l'impianto agrivoltaico. Il numero e il modello di moduli e inverter vengono lasciati invariati. Anche le strutture di sostegno dedicate, composte da inseguitori solari mono assiali, sono le medesime. Avendo considerato la stessa configurazione impiantistica, la superficie di ingombro delle strutture tracker e dei cabinati non varia rispetto al caso progettuale.

La differenza sostanziale sta nel considerare una distanza tra le file di moduli inferiore rispetto al caso studio. Si è scelto di impiegare un pitch di 7 metri, un valore che può rappresentare un giusto compromesso tra ottimizzazione dello spazio e minimizzazione dell'ombreggiamento reciproco [71].

La diminuzione della distanza di pitch comporta naturalmente una diminuzione della superficie totale impiegata per la messa in opera dell'impianto, in quanto viene a ridursi l'area tra le file di moduli, come si evince dalla tabella seguente.

Tabella 25 - Superficie occupata dall'impianto fotovoltaico standard

Superficie di ingombro tracker e cabinati: $S_{pv}$	220.353 m <sup>2</sup>
Distanza di pitch	7 m
Superficie tra le file e nel contorno delle strutture	361.438 m <sup>2</sup>
Superficie totale recinzione al netto tare: $S_{tot}$	581.791 m <sup>2</sup>

Per valutare la producibilità dell'impianto fotovoltaico standard si fa riferimento ai dati meteorologici scaricati per la prima analisi, ottenuti impostando la variante "inclined axis" e ponendo uguale a zero l'angolo di tilt sul software.

Per ottenere il valore della potenza prodotta su base oraria, si considerano dei fattori di efficienza differenti per quanto riguarda il contributo per ombreggiamento mutuo e il contributo per sporco e riflessione:

- $\eta_{omb}$  prende in considerazione il fenomeno del mutuo ombreggiamento fra le file di moduli. Avendo diminuito la distanza di pitch il contributo di questo fenomeno deve essere preso in considerazione. Tale contributo viene applicato come radiazione solare persa. Vengono quindi a modificarsi i valori di irradianza globale annuale sul piano dei moduli. Svolgendo delle valutazioni tramite il software PVsyst si è scelto di considerare una perdita del 2%. Si riportano in figura 49 i valori di irradianza globale effettivi.

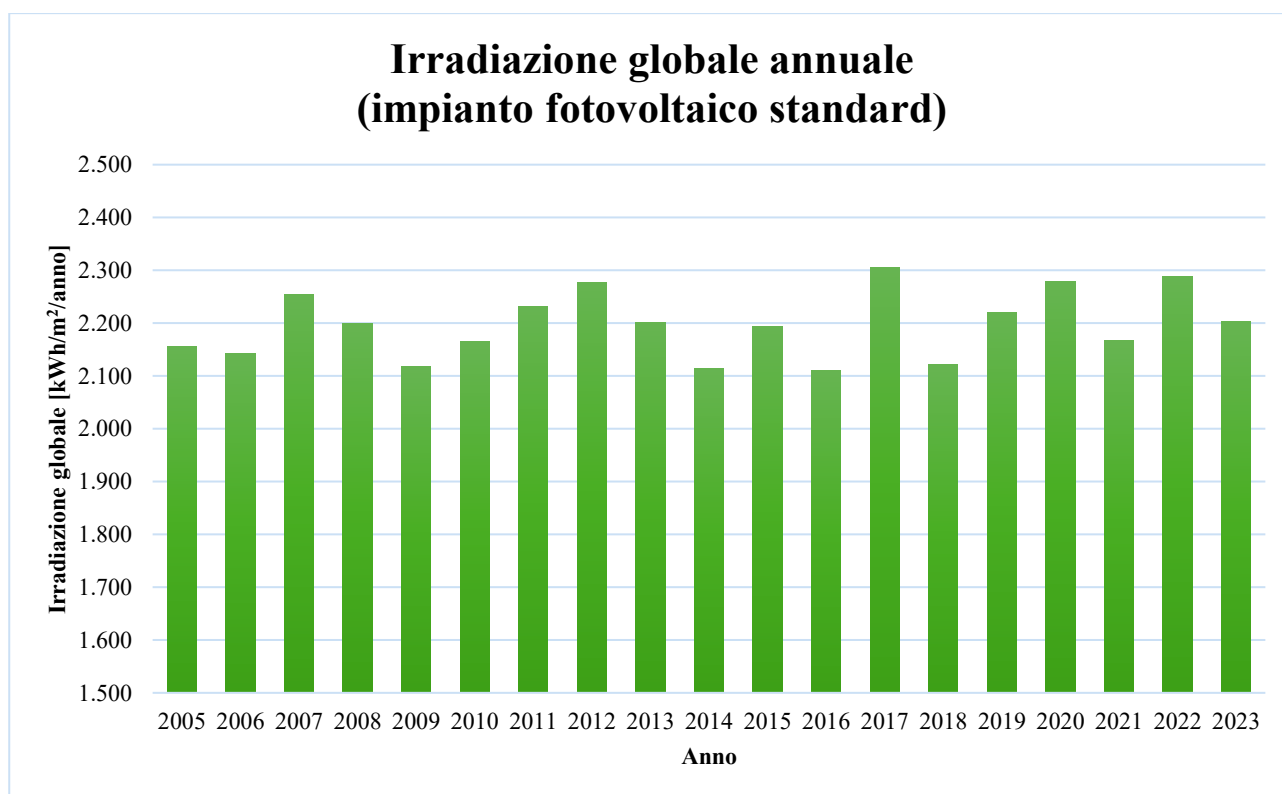


Figura 49 - Irradiazione globale annuale sul piano dei moduli fotovoltaici per impianto fotovoltaico standard

- $\eta_{s\&r}$  considera il contributo delle perdite per sporco e riflessione. Per quanto riguarda le "soiling losses" non essendo presenti operazioni agricole nelle immediate vicinanze dei moduli bisogna considerare un fattore di perdita meno accentuato rispetto al caso di impianto agrivoltaico. Le perdite per riflessione vengono invece considerate invariate, in quanto la tecnologia utilizzata è la stessa. Complessivamente il valore di questo termine viene considerato pari a 0,95.

Per tutti gli altri termini resta valido quanto consolidato per il calcolo di producibilità associato all'impianto agrivoltaico.

I calcoli dei parametri utili al fine delle valutazioni di producibilità dell'impianto vengono ripetuti come per i casi esposti in precedenza.

Si riportano in tabella i risultati per ognuno degli anni presi in esame.

Inoltre, si trasferiscono in forma grafica i livelli di produzione annuale di energia dell'impianto fotovoltaico standard (AEP) (figura 50).

Tabella 26 - Valutazione dei parametri utili all'analisi di producibilità per gli anni in esame, impianto fotovoltaico standard

Anno	AEP [MWh/anno]	Reference Yield $Y_r$ [h/anno]	Produzione specifica $Y_f$ [kWh/kWp/anno]	Fattore di capacità $C_f$ [-]	PR [-]
2005	82.087	2.156	1.756	0,200	0,814
2006	81.771	2.143	1.749	0,200	0,816
2007	85.836	2.255	1.836	0,210	0,814
2008	83.810	2.198	1.792	0,204	0,815
2009	80.644	2.118	1.725	0,197	0,814
2010	82.570	2.165	1.766	0,202	0,816
2011	84.997	2.231	1.818	0,208	0,815
2012	86.426	2.277	1.848	0,210	0,812
2013	83.886	2.201	1.794	0,205	0,815
2014	80.890	2.115	1.730	0,197	0,818
2015	83.599	2.193	1.788	0,204	0,815
2016	80.583	2.110	1.723	0,196	0,817
2017	87.633	2.305	1.874	0,214	0,813
2018	80.837	2.121	1.729	0,197	0,815
2019	84.540	2.219	1.808	0,206	0,815
2020	87.088	2.280	1.863	0,212	0,817
2021	82.394	2.167	1.762	0,201	0,813
2022	87.153	2.289	1.864	0,213	0,814
2023	83.917	2.202	1.795	0,205	0,815

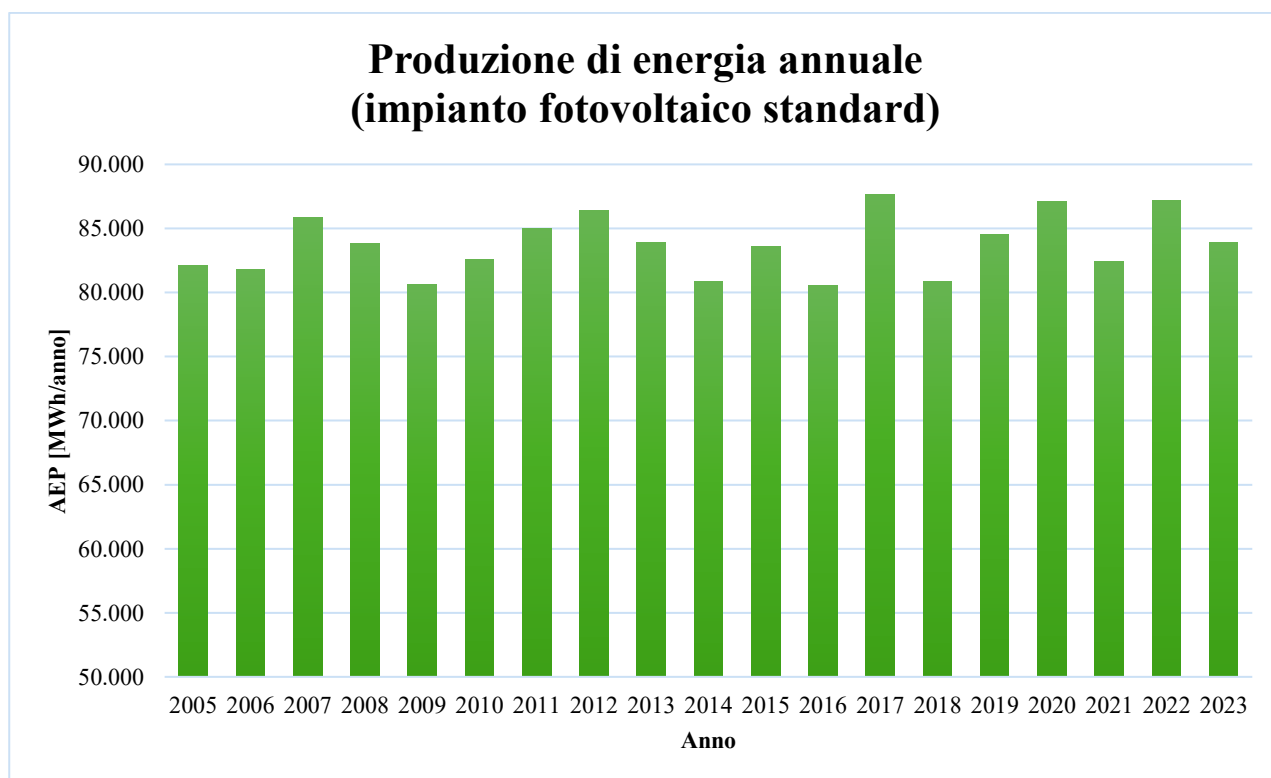


Figura 50 - Produzione di energia annuale dell'impianto fotovoltaico standard

Si sono calcolati i valori medi dei parametri ottenuti dall'analisi, per permettere un inquadramento migliore delle possibili caratteristiche di producibilità dell'impianto fotovoltaico standard.

Tabella 27 - Valori medi dei parametri utili all'analisi di producibilità, impianto fotovoltaico standard

Potenza nominale	46,76 MWp
Produzione annuale AEP	83.719 MWh/anno
Reference Yield $Y_r$	2.197 h/anno
Produzione specifica $Y_f$	1.791 kWh/kWp/anno
Fattore di capacità $C_f$	0,204
PR	0,815

Si può osservare come l'impianto fotovoltaico standard riporti valori di Performance Ratio e Capacity Factor superiori rispetto a quelli ottenuti per l'impianto agrivoltaico.

Tuttavia, ai fini della nostra valutazione bisogna portare l'attenzione sul valore di produzione annuale di energia. Confrontandolo con il risultato ottenuto per l'impianto agrivoltaico, considerando anche le superfici totale occupate dalle due tipologie impiantistiche, è possibile andare a verificare il requisito di producibilità elettrica.

Tabella 28 - Confronto tra impianto agrivoltaico e impianto fotovoltaico standard

	Impianto agrivoltaico	Impianto fotovoltaico standard
AEP [GWh/anno]	80,231	83,719
Superficie totale [ha]	76,251	58,179
Produzione specifica [GWh/ha/anno]	1,052	1,439

Elaborando i risultati si ottiene che l'impianto agrivoltaico produce il 73,1 % dell'energia rispetto a un impianto fotovoltaico standard posizionato nello stesso sito. Valore superiore al limite di 60 % imposto dalle linee guida [19]. Per cui si può affermare che il progetto in esame rispetta anche il requisito di producibilità elettrica.

## 6. Analisi economica

Un'analisi economica completa per questo tipo di impianto si concentra sull'investimento iniziale (CapEx), sui costi operativi (OpEx), e sulle fonti di ricavo derivanti dalla vendita dell'energia prodotta. L'investimento iniziale include principalmente i costi per l'acquisto e l'installazione dei moduli fotovoltaici, le strutture di sostegno, i sistemi di conversione e trasmissione, oltre alle opere civili per la preparazione del sito. I costi operativi, invece, comprendono la manutenzione ordinaria e straordinaria e il monitoraggio remoto.

Un aspetto cruciale per l'analisi economica è la stima dei ricavi annuali. Questi dipendono dalla produzione di energia fotovoltaica, influenzata dalle condizioni ambientali e dall'efficienza dell'impianto, nonché dal prezzo di vendita dell'energia elettrica. Gli impianti agrivoltaici possono optare per diverse modalità di vendita, come il Ritiro Dedicato, i contratti di acquisto di energia (PPA) o la vendita diretta sul mercato elettrico, ciascuna con diverse implicazioni economiche.

L'obiettivo dell'analisi economica è dunque determinare il tempo di ammortamento dell'investimento e valutare la redditività complessiva del progetto. Attraverso la valutazione di costi e ricavi, l'analisi economica fornisce un quadro chiaro della sostenibilità finanziaria che un impianto agrivoltaico può generare nel lungo termine.

I costi di capitale rappresentano l'investimento iniziale per la realizzazione del progetto e includono tutti i costi per l'acquisto delle attrezzature, i lavori di costruzione e le installazioni. Per la valutazione del CapEx (capital expenditure) si considera il computo metrico del progetto [72], riassunto per le diverse voci nella tabella 28.

La spesa più rilevante riguarda le opere legate al campo fotovoltaico, ovvero moduli fotovoltaici e inseguitori solari.

Ai fini di questa analisi il CapEx si prevede come interamente finanziato dall'azienda investitrice, non considerando quindi possibili finanziamenti. Considerando un finanziamento, andrebbero valutati sia le rate del mutuo sia il tasso di interesse applicato. L'affiancamento di una banca risulta quasi sempre vantaggioso, poiché consente di ridurre l'esborso iniziale e di suddividere il CAPEX in rate successive. Inoltre, questa scelta può comportare una riduzione delle imposte da pagare, grazie all'applicazione del tasso di ammortamento.

Tabella 29 - Riepilogo del computo metrico estimativo per l'impianto agrivoltaico in esame

<b>Opere preliminari</b>	<b>126.868,54 €</b>
<b>Opere civili</b>	<b>1.517.414,26 €</b>
Realizzazione viabilità interna	993.458,90 €
Realizzazione fondazioni cabine in calcestruzzo	61.247,22 €
Recinzioni e cancelli	462.708,14 €
<b>Opere di mitigazione arborea perimetrale</b>	<b>130.770,79 €</b>
<b>Campo fotovoltaico</b>	<b>20.154.744,00 €</b>
Strutture di sostegno moduli (inseguitori mono assiali)	6.792.284,16 €
Moduli fotovoltaici	13.362.459,84 €
<b>Sistema di potenza</b>	<b>11.542.463,34 €</b>
Inverter	2.377.672,92 €
Trasformatori MT/BT	2.095.471,03 €
Sezione BT in DC e in AC	2.314.399,69 €
Sezione a 36 kV	3.397.678,94 €
Cabine di trasformazione BT/AT di campo, cabina di consegna, control room	948.908,66 €
Sistema di videosorveglianza e illuminazione	408.332,10 €
<b>Opere di connessione alla rete</b>	<b>11.120.200,79 €</b>
<b>Costi totali (CapEx)</b>	<b>44.592.461,72 €</b>

Il piano di manutenzione e gestione dell'impianto [73] permette di individuare i costi operativi che il progetto dovrà affrontare annualmente. L'OpEx include costi legati a:

- Manutenzione ordinaria e preventiva; comprende il lavaggio dei moduli, le ispezioni regolari moduli, stringhe fotovoltaiche, quadri elettrici, convertitori e cablaggi (eseguibili senza interrompere la produzione) e le ispezioni specifiche per verificare la funzionalità dei sistemi di sicurezza.
- Manutenzione straordinaria; gli inverter, che sono soggetti a maggiore usura, richiedono manutenzione straordinaria programmata; la manutenzione garantisce la continuità operativa e riduce i rischi legati ai malfunzionamenti.
- Monitoraggio e supervisione a distanza: la presenza di un sistema di monitoraggio remoto è cruciale per garantire tempi rapidi di intervento in caso di guasti o anomalie; questo può ridurre significativamente i costi di riparazione, evitando danni prolungati e perdite di produzione.



A lungo termine, la corretta implementazione di un piano di manutenzione aiuta a evitare guasti gravi, prolungare la vita utile dell'impianto e massimizzare l'efficienza operativa.

L'OpEx viene stimato come valore percentuale del CapEx. IRENA analizza i costi operativi standard per impianti fotovoltaici, evidenziando il range medio percentuale [74]. In tal caso si sceglie di impiegare un valore pari al 3%.

Per i costi operativi si considera dunque un costo annuale fisso espresso in €/anno.

L'indice EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) rappresenta l'utile operativo, calcolato prima di sottrarre interessi, imposte, ammortamenti e svalutazioni. È un indicatore comunemente utilizzato per valutare la redditività operativa, poiché si concentra esclusivamente sui guadagni prima delle variabili fiscali e finanziarie [75].

$$EBITDA = ricavi - OPEX \quad \left[ \frac{\text{€}}{\text{anno}} \right] \quad (28)$$

I ricavi dell'impianto derivano dalla vendita dell'elettricità in rete. Si sceglie di considerare la modalità di vendita per Ritiro Dedicato.

Il Ritiro Dedicato (RID) è un servizio gestito dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) in Italia, che consente ai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili e non di vendere l'energia direttamente al GSE. Il GSE, a sua volta, la immette nella rete nazionale. Questo sistema semplifica la vendita dell'energia, evitando al produttore di dover trovare autonomamente acquirenti o gestire le complessità del mercato elettrico [76]. L'accesso al ritiro dedicato può essere richiesto da impianti di qualsiasi potenza che producano energia elettrica da fonti rinnovabili quali eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica.

Il GSE fornisce tramite il proprio sito i prezzi medi mensili dell'energia elettrica per ogni anno. Al fine di ottenere un prezzo di vendita realistico si sono considerati i dati disponibili dal 2020 al 2024. Per l'anno corrente i dati disponibili coprono sino al mese di agosto.

La regione Molise fa parte della zona di mercato denominata 'Sud'. Tali zone sono state definite dalla società Terna S.p.A. nel proprio documento "Individuazione zone della rete rilevante" in relazione ai vincoli fisici di connessione presenti sulla rete [77].

I prezzi differiscono inoltre in base alle fasce orarie, definite in relazione agli orari giornalieri e ai giorni della settimana. Si riportano di seguito i prezzi medi mensili per le tre differenti fasce orarie, per gli anni presi in considerazione.

Tabella 30 - Prezzi medi mensili dell'energia elettrica per la fascia oraria F1, zona di mercato Sud

Fascia F1 [€/MWh]					
	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Gennaio</b>	50,49	61,70	228,42	171,47	100,85
<b>Febbraio</b>	35,39	58,43	201,05	161,73	85,04
<b>Marzo</b>	31,58	56,45	275,31	99,68	83,69
<b>Aprile</b>	22,32	63,73	226,66	117,90	73,86
<b>Maggio</b>	18,33	70,14	224,68	103,63	82,33
<b>Giugno</b>	28,84	88,41	278,10	104,60	99,82
<b>Luglio</b>	42,27	109,28	424,24	112,57	106,52
<b>Agosto</b>	40,66	117,09	528,54	102,40	116,72
<b>Settembre</b>	50,14	159,95	401,94	108,40	
<b>Ottobre</b>	43,85	213,20	212,22	126,57	
<b>Novembre</b>	52,60	246,59	220,86	120,24	
<b>Dicembre</b>	55,45	269,17	295,53	121,51	
<b>Media</b>	<b>134,63</b>				

Tabella 31 - Prezzi medi mensili dell'energia elettrica per la fascia oraria F2, zona di mercato Sud

Fascia F2 [€/MWh]					
	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Gennaio</b>	49,28	56,57	225,34	171,83	98,88
<b>Febbraio</b>	37,08	56,51	214,27	151,98	85,36
<b>Marzo</b>	34,55	62,19	299,33	112,40	73,00
<b>Aprile</b>	22,17	65,81	214,36	114,14	75,39
<b>Maggio</b>	21,91	69,93	212,32	91,21	82,16
<b>Giugno</b>	26,64	80,60	248,13	96,25	88,65
<b>Luglio</b>	34,96	103,48	373,05	100,03	107,37
<b>Agosto</b>	37,35	114,88	532,93	98,18	116,32
<b>Settembre</b>	42,27	153,62	401,11	100,86	
<b>Ottobre</b>	43,82	207,07	189,50	126,64	
<b>Novembre</b>	49,30	222,38	224,74	94,36	
<b>Dicembre</b>	56,65	259,44	272,01	111,06	
<b>Media</b>	<b>129,59</b>				

Tabella 32 - Prezzi medi mensili dell'energia elettrica per la fascia oraria F3, zona di mercato Sud

Fascia F3 [€/MWh]					
	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Gennaio</b>	40,06	50,12	192,09	145,86	83,34
<b>Febbraio</b>	32,46	38,92	187,28	125,01	71,73
<b>Marzo</b>	23,24	51,78	275,11	100,71	56,39
<b>Aprile</b>	14,52	55,28	189,32	113,35	59,03
<b>Maggio</b>	14,10	56,29	192,48	72,10	62,71
<b>Giugno</b>	20,97	72,27	204,45	77,73	74,38
<b>Luglio</b>	25,52	89,46	318,26	90,30	100,19
<b>Agosto</b>	28,69	98,79	439,90	87,08	116,25
<b>Settembre</b>	32,83	142,45	331,50	91,39	
<b>Ottobre</b>	32,48	181,71	150,31	101,57	
<b>Novembre</b>	42,15	195,17	157,34	98,31	
<b>Dicembre</b>	39,85	238,44	223,04	104,02	
<b>Media</b>	<b>110,37</b>				

Per valutare un prezzo medio valido ai fini dell'analisi economica è stato considerato il peso che hanno le diverse fasce orarie su base settimanale, considerando soltanto la finestra oraria che va dalle 6 alle 20, essendo la produzione di energia elettrica da fonte solare concentrata nelle sole ore diurne.

Il contributo maggiore deriva quindi dalla fascia oraria F1.

Tabella 33 - Fasce orarie per la vendita dell'energia elettrica in relazione ai giorni della settimana

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
lunedì-venerdì	F3						F2	F1										F2		F3				
sabato	F3						F2																F3	
domenica/festivi	F3																							

Si è ottenuto un valore di prezzo di vendita dell'energia elettrica pari a 129,03 €/MWh.

Il GSE richiede inoltre una tariffa annuale a copertura degli oneri di gestione, verifica e controllo ai produttori che aderiscono al servizio di Ritiro Dedicato [76]. Tale tariffa è differenziata in base alla fonte di alimentazione e alla potenza nominale; per la tipologia di impianto in esame assume un valore massimale di 10.000 €/anno. In tal caso questo costo annuale viene considerato all'interno dell'OpEx.

L'EBT (Earnings Before Taxes) è un parametro che rappresenta l'utile operativo di un progetto prima della detrazione delle imposte. Considerando il CapEx come interamente finanziato dall'azienda investitrice, l'EBT corrisponde all' EBITDA.

Il Cash Flow (flusso di cassa), detto anche utile netto si ottiene tramite:

$$Cash\ flow = EBT - tasse \quad \left[ \frac{\text{€}}{\text{anno}} \right] \quad (29)$$

L'Agenzia delle Entrate definisce l'aliquota di imposta sui redditi delle società (Ires) [78], la quale interessa il reddito prodotto dalle società e dagli enti. Le tasse assumono un valore pari al 24 % dell'EBT.

Il Net Present Value (NPV), o Valore Attuale Netto (VAN), è un parametro utilizzato per valutare la redditività di un investimento. Esso rappresenta la differenza tra il valore attuale dei flussi di cassa futuri generati dall'investimento e il costo iniziale dell'investimento stesso. Viene calcolato sommando tutti i flussi di cassa futuri attualizzati, ovvero riportati al valore presente attraverso un tasso di attualizzazione  $i$  che riflette il costo opportunità del capitale o il rischio associato all'investimento.

Per progetti come gli impianti di energia rinnovabile, l'NPV è essenziale per valutare se i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia superano il costo di realizzazione e di gestione dell'impianto. Un NPV positivo suggerisce che l'investimento genererà valore aggiunto, rendendo il progetto finanziariamente sostenibile nel lungo termine.

$$NPV = -CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{(Cash\ flow)_t}{(1+i)^t} \quad [€] \quad (30)$$

Si riportano di seguito i parametri impiegati per la stima dell'NPV per l'impianto agrivoltaico in esame.

Tabella 34 - Parametri impiegati per l'analisi economica dell'impianto agrivoltaico

Potenza dell'impianto	46.757 kW
CapEx	44.592.461,72 €
OpEx	1.347.773,85 €/anno
AEP	80.231 MWh/anno
Perdite per invecchiamento impianto	0,40 %/anno
Prezzo di vendita dell'elettricità	129,03 €/MWh
Vita dell'impianto	25 anni
Tasso di attualizzazione $i$	4 %

Questo tipo di impianto viene considerato come investimento a basso rischio, per cui viene impiegato un tasso di attuarizzazione pari al 4%. Inoltre, viene considerata una vita dell'impianto pari a 25 anni.

Per tale analisi viene considerata la diminuzione delle performance dovute all'invecchiamento dell'impianto, tramite un valore di efficienza applicato al valore di produzione energetica annuale (AEP).

$$\eta_{inv} = 1 - \gamma_{inv\%} \cdot n \quad [-] \quad (31)$$

In cui  $n$  indica il numero di anni trascorsi dall'entrata di attività dell'impianto e  $\gamma_{inv\%}$  indica il fattore di invecchiamento dei moduli impiegati, in tal caso pari a 0,40 %/anno. Ne consegue una diminuzione del flusso di cassa con gli anni.

Si riporta di seguito il calcolo dei flussi di cassa attualizzati e del Net Present Value per i 25 anni di vita considerati. Si fornisce inoltre la rappresentazione grafica della variazione del NPV (figura 51).

Tabella 35 - Cash flow attualizzato e Net Present Value per l'impianto agrivoltaico

Anno	Cash flow attualizzato [€/anno]	Net Present Value [€/anno]
0	-44.592.461,72	-44.592.461,72
1	6.549.901,61	-38.042.560,11
2	6.268.885,88	-31.773.674,23
3	5.999.797,54	-25.773.876,69
4	5.742.134,81	-20.031.741,88
5	5.495.416,84	-14.536.325,04
6	5.259.182,90	-9.277.142,14
7	5.032.991,48	-4.244.150,66
8	4.816.419,55	572.268,89
9	4.609.061,74	5.181.330,63
10	4.410.529,66	9.591.860,29
11	4.220.451,13	13.812.311,42
12	4.038.469,58	17.850.781,00
13	3.864.243,33	21.715.024,34
14	3.697.445,04	25.412.469,38
15	3.537.761,05	28.950.230,43
16	3.384.890,85	32.335.121,28
17	3.238.546,52	35.573.667,80
18	3.098.452,22	38.672.120,02
19	2.964.343,64	41.636.463,66
20	2.835.967,61	44.472.431,27
21	2.713.081,53	47.185.512,80
22	2.595.453,00	49.780.965,80
23	2.482.859,39	52.263.825,20
24	2.375.087,40	54.638.912,60
25	2.271.932,70	56.910.845,30

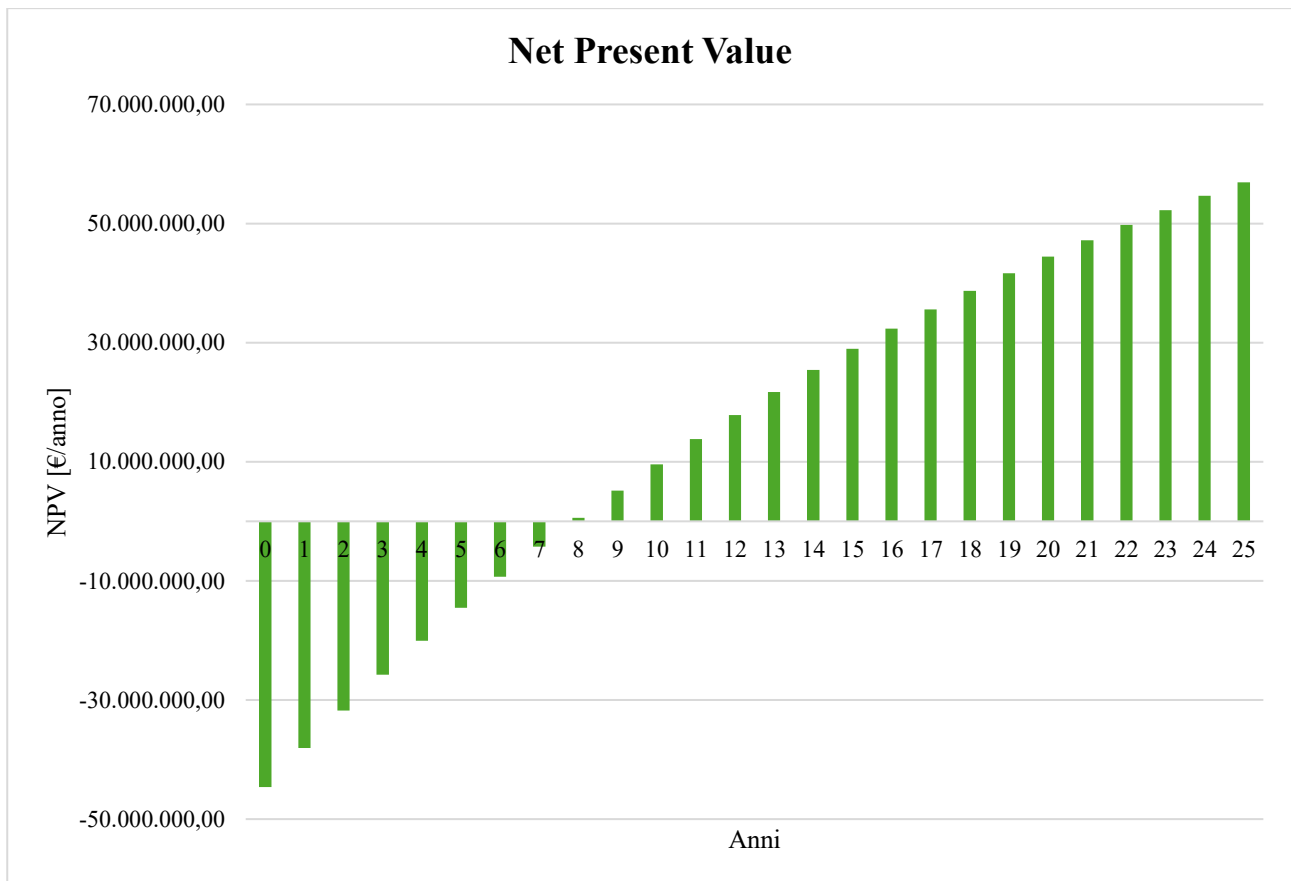


Figura 51 - Cash flow cumulato e attualizzato per i 25 anni di vita dell'impianto agrivoltaico

Al venticinquesimo anno di attività dell'impianto, il Net Present Value assume un valore di circa 57 milioni di euro. I guadagni attualizzati corrispondono a circa il 128 % dell'investimento iniziale.

Tramite il Net Present Value è possibile individuare il Payback Time. Il PBT o periodo di ritorno dell'investimento, misura il tempo necessario affinché un investimento generi flussi di cassa netti cumulativi sufficienti a ripagare il costo iniziale dell'investimento. In pratica, indica quanti anni occorrono per recuperare l'investimento iniziale attraverso i ricavi generati. È individuabile come l'anno in cui il NPV assume un valore positivo, ed in tal caso equivale a 8 anni.

L' Internal Rate of Return (IRR), o Tasso Interno di Rendimento, è un indicatore che rappresenta il tasso di attualizzazione al quale l'NPV di un investimento è pari a zero. In altre parole, è il tasso di rendimento annuale che rende i flussi di cassa futuri generati dall'investimento uguali al costo iniziale dell'investimento stesso.

Valori di IRR superiori al tasso di attualizzazione indicano un impianto profittevole. Più alto è l'Internal Rate of Return, più l'impianto è economicamente vantaggioso.

L'IRR è stimato matematicamente considerando:

$$-CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{(Cash\ flow)_t}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad (32)$$

Si ottiene un valore di IRR pari al 9,93 %. Avendo ottenuto un risultato superiore al tasso di attualizzazione il progetto in esame viene considerato profittevole.

L'ultima valutazione riguarda il Levelized Cost of Energy. Il LCOE è un indicatore che misura il costo medio di produzione di energia elettrica per un impianto su tutto il suo ciclo di vita. È utilizzato per confrontare l'efficienza economica di diverse tecnologie di produzione di energia e per valutarne la sostenibilità economica.

Viene calcolato come il rapporto tra la somma dei costi totali e la quantità totale di energia prodotta durante la vita utile dell'impianto.

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{(OPEX)_t}{(1 + i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{(AEP)_t}{(1 + i)^t}} \quad \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] \quad (33)$$

Per l'impianto agrivoltaico in esame, il LCOE risulta essere di 52,40 €/MWh.

L'IRENA riporta 49 \$/MWh ovvero 45,35 €/MWh come valore medio di LCOE per impianti fotovoltaici utility scale. Il maggior valore ottenuto è legato alle configurazioni specifiche necessarie per l'implementazione della coesistenza tra produzione di energia e attività agricola.

## 6.1 Incentivi

L'analisi economica sin ora descritta non prende in considerazione eventuali incentivi applicabili per la realizzazione del progetto. Sono disponibili diversi incentivi a livello nazionale ed europeo, mirati a sostenere sia l'energia rinnovabile che l'uso agricolo del terreno.

Il Decreto FER 1 è una normativa italiana introdotta per incentivare la produzione di energia da fonti rinnovabili [79]. Il decreto stabilisce contingentati di capacità installabile per ciascuna fonte energetica incentivata, assegnati tramite procedure di asta o registri. Gli impianti che rientrano nei contingentati stabiliti possono accedere a tariffe differenziate per fonte e per taglia. Il decreto prevede una tariffa fissa per l'energia prodotta, il cui importo varia in base alla tecnologia e alla potenza dell'impianto.

Tra gli impianti incentivati rientrano anche i sistemi agrivoltaici, i quali hanno accesso prioritario ai registri, data la doppia funzione di generare energia pulita e mantenere produttivi i terreni agricoli. Gli incentivi sono garantiti per un periodo fino a 20 anni, con una durata che varia a seconda della tecnologia utilizzata. Il Decreto FER 1 è compatibile con alcuni regimi di finanziamento regionali e nazionali, purché non vi sia duplicazione di incentivi. Esclude tuttavia la possibilità di cumulare altre tariffe incentivanti sulle stesse produzioni energetiche.

Il credito d'imposta è una forma di incentivo fiscale che permette alle imprese di recuperare parte delle spese sostenute in determinati investimenti attraverso la riduzione delle imposte dovute [80]. In Italia, il credito d'imposta per investimenti in impianti di produzione di energia rinnovabile è una misura particolarmente rilevante per promuovere la transizione energetica e incentivare le tecnologie sostenibili. La percentuale del credito d'imposta varia in funzione della tipologia di bene e della zona geografica in cui l'impresa è situata (con agevolazioni maggiori per il Mezzogiorno).

Per gli impianti agrivoltaici, i beni ammissibili includono pannelli solari, sistemi di stoccaggio e componenti necessari all'integrazione tra attività agricola ed energetica. La percentuale di credito d'imposta può variare, ma generalmente copre una parte significativa delle spese sostenute, specialmente se l'investimento contribuisce agli obiettivi di sostenibilità definiti dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Il credito d'imposta riduce l'esborso iniziale di capitale richiesto e migliora il tempo di ritorno dell'investimento, incentivando le imprese a intraprendere progetti di transizione ecologica.

Il Fondo Europeo Agricolo per lo Sviluppo Rurale (FEASR) è uno dei principali strumenti finanziari dell'Unione Europea, creato per sostenere lo sviluppo delle aree rurali, l'agricoltura sostenibile e la gestione delle risorse naturali nei Paesi membri [81]. I fondi FEASR sono gestiti in modo decentralizzato, con ciascun Paese membro che sviluppa i propri Programmi di Sviluppo Rurale



(PSR) [82], adattati alle esigenze specifiche del territorio. In Italia, le Regioni gestiscono l'assegnazione e l'utilizzo dei fondi tramite i PSR regionali

Tra le iniziative sostenibili e finanziabili dal FEASR ci sono gli impianti agrivoltaici, poiché combinano la produzione agricola con quella di energia rinnovabile.

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) è il programma con cui l'Italia ha deciso di investire i fondi messi a disposizione dall'Unione Europea nell'ambito del programma Next Generation EU [83]. Il PNRR prevede bandi pubblici, finanziamenti diretti e agevolazioni gestiti dai ministeri competenti, dalle regioni e dagli enti locali, che consentono alle imprese, ai comuni e agli enti pubblici di accedere ai fondi. Il monitoraggio dell'attuazione è coordinato dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF) e dalla Ragioneria Generale dello Stato.

I Certificati Bianchi, o Titoli di Efficienza Energetica (TEE), sono uno strumento di incentivazione destinato a promuovere interventi di risparmio energetico in Italia [84]. Questi certificati attestano i risparmi energetici conseguiti e possono essere emessi anche per impianti agrivoltaici, a condizione che tali impianti dimostrino un'effettiva riduzione dei consumi energetici rispetto a pratiche convenzionali.

Ogni certificato bianco equivale a una tonnellata equivalente di petrolio (TEP) risparmiata grazie a interventi di efficienza energetica. Gli operatori devono presentare progetti di efficienza energetica all'ENEA (Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie, l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile), che verifica e certifica i risparmi energetici.

## 7. Conclusioni e prospettive

Dalle trattazioni effettuate, si evince che l'impianto agrivoltaico oggetto della tesi rispetta i requisiti fondamentali stabiliti nelle "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici", per cui il progetto garantisce l'efficienza e la coesione tra produzione energetica e agricola.

La progettazione dell'impianto è stata effettuata considerando l'ottimale disposizione spaziale e integrazione tra le componenti agricole ed energetiche; infatti, la superficie agricola percentuale risulta essere del 74,9%, mentre il Land Area Occupation Ratio risulta essere del 28,9 %.

Si garantisce un'efficace produzione di energia elettrica, in quanto risulta che l'impianto agrivoltaico produca il 73,1 % dell'energia rispetto a un impianto fotovoltaico standard posizionato nello stesso sito. Anche la continuità dell'attività agricola viene garantita in quanto le disposizioni e le altezze delle strutture consentono lo svolgimento delle normali attività.

Il progetto predispone di un sistema di monitoraggio al fine di valutare l'impatto sulle colture, le rese agronomiche e il consumo idrico, assicurando che l'installazione non comprometta le attività agricole. Inoltre, il monitoraggio si estende alla valutazione della fertilità del suolo e al microclima generato dall'impianto.

Impiegando la configurazione impiantistica scelta in fase progettuale risulta garantita una produzione di energia media annuale pari a 80.231 MWh. Inoltre, il Performance Ratio assume un valore di 76,5%, mentre il Capacity Factor assume un valore di 19,6%; valori in linea con impianti fotovoltaici standard di larga scala.

Considerando un investimento iniziale di circa 44,6 milioni di euro ed un prezzo medio di vendita dell'elettricità pari a 129,03 €/MWh, ne risulta che, al venticinquesimo anno di attività dell'impianto, il Net Present Value assume un valore di circa 57 milioni di euro. Per cui, i guadagni attualizzati corrispondono a circa il 128 % dell'investimento iniziale. Risulta inoltre che occorrono 8 anni per recuperare l'investimento iniziale attraverso i ricavi generati. Si è ottenuto un valore di IRR pari al 9,93 %, ciò garantisce che il progetto in esame venga considerato profittevole.

Per l'impianto agrivoltaico in esame, il costo medio di produzione di energia elettrica su tutto il suo ciclo di vita (LCOE) risulta essere di 52,40 €/MWh.

La potenza e la localizzazione dell'impianto comportano la necessità di andare incontro alla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA).

La Valutazione di Impatto Ambientale è un processo normativo che valuta le potenziali conseguenze ambientali di un progetto prima della sua realizzazione. Lo scopo è quello di identificare, prevenire

o ridurre l'impatto ambientale negativo di nuove opere o attività, assicurando al contempo che le decisioni siano prese in modo consapevole e trasparente [85].

Per il progetto è stato realizzato uno Studio di Impatto Ambientale, in cui si sono analizzati in dettaglio gli effetti su elementi quali l'atmosfera, l'ambiente idrico, il suolo, la biodiversità, e la salute umana, considerando anche l'impatto socioeconomico.

Sulla base delle valutazioni, delle analisi e degli approfondimenti effettuati, risulta che la compatibilità territoriale del progetto agrivoltaico sito in località "Convento Vecchio" del Comune di Campomarino (CB) può essere assicurata grazie alla bassa invasività dell'intervento.

Pur modificando il territorio, il paesaggio e l'ambiente su scala locale, le scelte progettuali sono state condotte con attenzione e massimo rispetto dell'ambiente nella sua globalità. In definitiva la stima qualitativa e quantitativa dei principali effetti indotti dall'opera, nonché le interazioni individuate con le diverse componenti e fattori ambientali, permettono di concludere che l'opera in progetto risulta compatibile con il sistema paesistico-ambientale analizzato.

La documentazione è stata fornita alla Regione Molise e al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) per andare incontro alle valutazioni necessarie [86].

Al momento i documenti atti allo Studio di Impatto Ambientale e gli elaborati di progetto sono sottoposti all'esaminazione delle autorità competenti per la formulazione del giudizio riguardo l'approvazione del progetto.



# Bibliografia

- [1] ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile. *Analisi trimestrale del sistema energetico italiano 2023*. <https://www.pubblicazioni.enea.it/le-pubblicazioni-enea/analisi-trimestrale-del-sistema-energetico-italiano/fascicoli-2024/analisi-trimestrale-del-sistema-energetico-italiano-anno-2023.html>
- [2] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE). *Relazione annuale sulla situazione energetica nazionale 2023*. <https://www.mase.gov.it>
- [3] Infobuildenergia. *Energia 2023: in Italia meno dipendenza dall'estero e più rinnovabili*. <https://www.infobuildenergia.it>
- [4] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. (2023). *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)*.
- [5] Ingenio. *Energie rinnovabili nel 2023: record di installazioni, ma gli obiettivi 2030 restano lontani*. <https://www.ingenio-web.it>
- [6] GSE - Gestore dei Servizi Energetici. *Rapporto Statistico 2023 sul Solare Fotovoltaico*. [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202023.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202023.pdf)
- [7] GSE - Gestore dei Servizi Energetici. *Fotovoltaico, pubblicato il Rapporto Statistico GSE 2023*. <https://www.gse.it/servizi-per-te/news/fotovoltaico-pubblicato-il-rapporto-statistico-gse-2023>
- [8] QualEnergia.it. *I numeri del fotovoltaico italiano del 2023. Superati i 30 GW, ma la strada è lunga*. <https://www.qualenergia.it/articoli/numeri-fotovoltaico-italiano-2023-superati-30-gw-strada-ancora-lunga/>
- [9] SOStariffe.it. *Fotovoltaico in Italia: gli ultimi dati GSE sulla rivoluzione green*. <https://www.sostariffe.it/news/fotovoltaico-in-italia-gli-ultimi-dati-gse-sulla-rivoluzione-green-389130/>
- [10] Valore Solare. *Fotovoltaico in Italia: i dati aggiornati a novembre 2023*. <https://www.valoresolare.it/fotovoltaico-in-italia-i-dati-aggiornati-a-novembre-2023/>
- [11] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. (2024). *Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili*. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, Serie Generale, n. 153 del 2 luglio 2024. <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2024/07/02/24A03360/SG>
- [12] Spertino F., "Solar Photovoltaic Systems", dispense dell'insegnamento, corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare, Politecnico di Torino, A.a 2022-2023.

- [13] Spinelli, F., Cogliani, E. G., Maccari, A., & Milone, M. (2007). *La misura e la stima della radiazione solare: l'archivio dell'ENEA e il sito Internet dell'Atlante italiano della radiazione solare*. Archivio Radiazione e Solaritaly, Rapporto SOLTERM Rev1.
- [14] Rosato, M. A. (2021). *Serre fotovoltaiche semi trasparenti: il focus*. AgroNotizie. <https://agronotizie.imaginenetwork.com/bio-energie-rinnovabili/2021/09/24/serre-fotovoltaiche-semi-trasparenti/71676>
- [15] Koehl, M., Hoffmann, S., Wiesmeier, S., & Wirth, J. (2012). “Modeling of conditions for accelerated lifetime testing of humidity impact on PV-modules based on monitoring of climatic data.” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 99, 282-291.
- [16] Parida, B., Iniyani, S., & Goic, R. (2011). “A review of solar photovoltaic technologies.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(3), 1625-1636
- [17] Tyagi, V. V., Rahim, N. A., & Rahim, N. Z. (2013). “Progress in solar PV technology: Research and achievement.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20, 443-461
- [18] IMP.E. *Manutenzione impianti fotovoltaici*. <https://www.impesrl.it/it/manutenzione-impianti-fotovoltaici.html>
- [19] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. (2022). *Linee guida in materia di impianti agrivoltaici*. <https://www.mase.gov.it/content/impianti-agri-voltaici-pubblicate-le-linee-guida>.
- [20] Fi-Group. (2024). *Bando agrivoltaico 2024*. FI Group Italy. <https://it.fi-group.com/grants/bando-agrivoltaico-2024/>
- [21] Infobuildenergia. (2023). *Le potenzialità dell'agrivoltaico in Europa centrale*. Infobuildenergia. Recuperato da <https://www.infobuildenergia.it/agrivoltaico-europa-centrale-benefici/>.
- [22] Governo italiano. (2021). *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)*. Versione approvata dal Consiglio dei ministri.
- [23] Innovasol. (2024). *Agrivoltaico: Guida completa*. Innovasol. <https://innovasol.it/agrivoltaico-guida-completa/>
- [24] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. (2023). *Decreto ministeriale Agrivoltaico firmato*.
- [25] PwC TLS. (2024) *Decreto Agrivoltaico “Innovativo”*: incentivi e contributi a valere sul PNRR in arrivo. PwC TLS Blog. <https://blog.pwc-tls.it/it/2024/01/24/decreto-agrivoltaico-innovativo-incentivi-e-contributi-a-valere-sul-pnrr-in-arrivo/>
- [26] Di Simine Damiano e Zanchini Edoardo. (2020). *Agrivoltaico: le sfide per un'Italia agricola e solare*. Legambiente. Ottobre 2020.
- [27] Colantoni Andrea, Cecchini Massimo, Monarca Danilo, Ruggeri Roberto, Rossini Francesco, Bernabucci Umberto, Cortignani Raffaele, Primi Riccardo, Di Stefano Valerio, Bianchini Leonardo, Alemanno Riccardo, Speranza Stefano, Danieli Pier Paolo, Mosconi Enrico M., Parenti Antonio,

Guerriero Ettore, Di Stefano Marco Berardo, Papili Roberta. (2021). *Linee guida per l'applicazione dell'agro-fotovoltaico in Italia*. Università degli Studi della Tuscia.

[28] Gianni Origoni. (2022). *Impianti agrivoltaici: Novità e linee guida*. Energia e Infrastrutture.

[29] Gianluca Medulli, *Inquadramento impianto su catastale*, Studio Eko' srl.

[30] Gianluca Medulli, *Inquadramento impianto su CTR*, Studio Eko' srl.

[31] Gianluca Medulli, *Inquadramento area di intervento su satellitare*, Studio Eko' srl.

[32] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. (2003). *Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 - Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*. Gazzetta Ufficiale, 31 gennaio 2004.

[33] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. (2010). *Decreto interministeriale 10 settembre 2010 - Autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*. Gazzetta Ufficiale, 18 settembre 2010.

[34] Gianluca Medulli, *Relazione paesaggistica*, Studio Eko' srl.

[35] Consiglio regionale del Molise. *Legge regionale 1° dicembre 1989, n. 24. Disciplina dei piani territoriali paesistico – ambientali*.

[36] Regione Molise, Piani paesistici

<https://www.regione.molise.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/4818>

[37] Regione Molise, Servizio Beni Ambientali. Piano territoriale paesistico-ambientale di area vasta n.1. *Tav. S1 – Carta delle qualità del Territorio*.

[38] Regione Molise, Servizio Beni Ambientali. Piano territoriale paesistico-ambientale di area vasta n.1. *Tav. P1 – Carta delle Trasformabilità del territorio – Ambiti di Progettazione e Pianificazione Paesistica Esecutiva*.

[39] Unione Europea. (1992). *Direttiva 92/43/CEE del Consiglio del 21 maggio 1992 relativa alla conservazione degli habitat naturali e della flora e della fauna selvatiche*.

[40] Unione Europea. (2009). *Direttiva 2009/147/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 novembre 2009, concernente la conservazione degli uccelli selvatici*.

[41] Unione Europea. (2006). *Decisione della Commissione del 19 luglio 2006 che adotta l'elenco dei siti di importanza comunitaria per la regione biogeografica mediterranea, ai sensi della Direttiva 92/43/CEE (2006/613/CE)*. Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, L 259, 21 settembre 2006.

[42] Regione Molise. Piani di Gestione dei relativi Siti Natura 2000.

<https://www.regione.molise.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/13191>

- [43] Italia. (1999). *Decreto Legislativo 29 ottobre 1999, n. 490 - Testo unico delle disposizioni legislative in materia di beni culturali e ambientali, a norma dell'articolo 1 della legge 8 ottobre 1997, n. 352*. Gazzetta Ufficiale, 27 dicembre 1999
- [44] Italia. (1939). *Legge 29 giugno 1939, n. 1497 - Protezione delle bellezze naturali*. Gazzetta Ufficiale, 14 luglio 1939, n. 184.
- [45] Gianluca Medulli, *Inquadramento impianto su satellitare*, Studio Eko' srl.
- [46] Jinko Solar Co., Ltd. (2023). *Scheda tecnica del modulo bifacciale Tiger Neo N-type 72HL4-BDV (JKM560-580N-72HL4-BDV-F6-EN)*. <https://www.jinkosolar.com/uploads/JKM560-580N-72HL4-BDV-F6-EN.pdf>
- [47] Trina Solar. (2022). *Vertex DE19R EU IT: Scheda tecnica*. [https://static.trinasolar.com/sites/default/files/Datasheet\\_VerTEX\\_DE19R\\_EU\\_IT\\_2022A.pdf](https://static.trinasolar.com/sites/default/files/Datasheet_VerTEX_DE19R_EU_IT_2022A.pdf)
- [48] VP Solar. *JinkoSolar: elevata efficienza, affidabilità e sicurezza*. <https://www.vpsolar.com/jinkosolar-elevata-efficienza-affidabilita-sicurezza/>
- [49] Gianluca Medulli, *Relazione calcolo preliminare strutture*, Studio Eko' srl.
- [50] Gianluca Medulli, *Particolare struttura di sostegno moduli fotovoltaici*, Studio Eko' srl.
- [51] Gianluca Medulli, *Fotosimulazioni*, Studio Eko' srl.
- [52] SMA Solar Technology AG. (2023). *Sunny Central UP - SC4xxxUP Technical Data Sheet*.
- [53] Gianluca Medulli, *Particolare cabina Power Station*, Studio Eko' srl.
- [54] Gianluca Medulli, *Particolare cabina MT*, Studio Eko' srl.
- [55] Gianluca Medulli, *Tipici scavi interni al campo*, Studio Eko' srl.
- [56] Gianluca Medulli, *Layout mitigazione e aree verdi*, Studio Eko' srl.
- [57] Gianluca Medulli, *Layout impianto planimetria generale*, Studio Eko' srl.
- [58] Luciano Grilli, *Relazione agronomica*, Studio Eko' srl.
- [59] Agostini, A., Colauzzi, M., & Amaducci, S. (2021). *Innovative agrivoltaic systems to produce sustainable energy: An economic and environmental assessment*. Applied Energy, 281.
- [60] Allison T.D., Root T.L., Frumhoff P.C. (2014). *Thinking globally and siting locally – renewable energy and biodiversity in a rapidly warming world*. Clim. Change 126, 1–6.
- [61] Dupraz, C., Marrou, H., Talbot, G., Dufour, L., Nogier, A., & Ferard, Y. (2011). *Combining solar photovoltaic panels and food crops for optimising land use: Towards new agrivoltaics schemes*. Renewable Energy, 36(10), 2725–2732.
- [62] Khanal, U., Stott, K. J., Armstrong, R., Nuttall, J. G., Henry, F., Christy, B. P., Mitchell, M., Riffkin, P. A., Wallace, A. J., McCaskill, M., Thayalakumaran, T., & O'Leary, G. J. (2021). *Intercropping- Evaluating the Advantages to Broadacre Systems*. Agriculture, 11(5), 453.



- [63] Gianluca Medulli, Relazione descrittiva. Opere di rete per la connessione 36 kV, Studio Eko' srl.
- [64] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). EU Science Hub. [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en)
- [65] EUMETSAT Satellite Application Facility on Climate Monitoring (CM SAF). (2020). *Surface Solar Radiation Data Set – Heliosat (SARAH), Edition 3*.  
[https://www.cmsaf.eu/EN/Products/AvailableProducts/SARAH/SARAH3\\_node.html](https://www.cmsaf.eu/EN/Products/AvailableProducts/SARAH/SARAH3_node.html)
- [66] PVsyst. Grid connected systems. <https://www.pvsyst.com/help/index.html?systemgrid.htm>
- [67] Jordan, D. C., Kurtz, S. R., VanSant, K., & Newmiller, J. (2013). Photovoltaic degradation rates - An analytical review. National Renewable Energy Laboratory (NREL).  
<https://www.nrel.gov/publications/>
- [68] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE). (2020). *Agrophotovoltaics: Synergies between agriculture and photovoltaics*.  
<https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/agrophotovoltaics.html>
- [69] Richter, A., Hermle, M., & Glunz, S. W. (2013). Improved anti-reflection coatings for solar cells. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21(4), 620-627.
- [70] Aly, A. M. (2024). *A Review of Agrivoltaic Systems: Addressing Challenges and Enhancing Sustainability*. <https://doi.org/10.3390/su16188271>
- [71] Soltec Team. (2018). Bifacial tracker pitch: An important design factor in maximizing energy gain. *PV Magazine International*. <https://www.pv-magazine.com/2018/12/03/bifacial-tracker-pitch-an-important-design-factor-in-maximizing-energy-gain/>
- [72] Gianluca Medulli, *Computo metrico estimativo*, Studio Eko' srl.
- [73] Gianluca Medulli, *Piano di manutenzione e gestione dell'impianto*, Studio Eko' srl.
- [74] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2024). *Renewable power generation costs in 2023*. <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>
- [75] Corporate Finance Institute (CFI). *What is EBITDA?* Corporate Finance Institute.  
<https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/what-is-ebitda/>
- [76] Gestore Servizi Energetici (GSE). *Ritiro Dedicato*. <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/ritiro-dedicato>
- [77] Terna. (2021). *Allegato A.24 al Codice di Rete: Individuazione delle zone della rete rilevante (Rev. 05)*. [https://download.terna.it/terna/Allegato%20A.24%20-%20Individuazione%20zone%20della%20rete%20rilevante\\_8d8bc86c78365d0.pdf](https://download.terna.it/terna/Allegato%20A.24%20-%20Individuazione%20zone%20della%20rete%20rilevante_8d8bc86c78365d0.pdf)
- [78] Agenzia delle Entrate. *Imposta sui redditi delle società - Ires*.  
<https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/imposta-sui-redditi-societa-ires/infogen-imposta-sui-redditi-societa-ires>

- [79] Gestore dei Servizi Energetici. *Decreto FER 1 – Incentivi per la produzione di energia da fonti rinnovabili*.
- [80] Agenzia delle Entrate. *Guida al credito d'imposta per investimenti in beni strumentali*.
- [81] Commissione Europea. *Politica Agricola Comune e Sviluppo Rurale 2021-2027*. [https://ec.europa.eu/agriculture/rural-development-2021-2027\\_it](https://ec.europa.eu/agriculture/rural-development-2021-2027_it)
- [82] Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali (MIPAAF). *Programmi di Sviluppo Rurale (PSR) e accesso ai fondi FEASR*. MIPAAF. <https://www.politicheagricole.it>
- [83] Ministero dell'Economia e delle Finanze. (2021). *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza – Italia Domani*. MEF. <https://www.mef.gov.it>
- [84] ENEA - Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie, l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile. *Certificati Bianchi – Titoli di Efficienza Energetica (TEE)*. <https://www.enea.it>
- [85] Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA). *Valutazione di Impatto Ambientale (VIA)*. <https://www.isprambiente.gov.it/it/attivita/autorizzazioni-e-valutazioni-ambientali/valutazione-di-impatto-ambientale-via>
- [86] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. *Commissione Valutazione Impatto Ambientale - VIA e VAS*. <https://www.mase.gov.it/pagina/commissione-valutazione-impatto-ambientale-e-vas>

# Indice delle figure

Figura 1 - Distribuzione regionale della produzione di energia da impianti fotovoltaici [6] .....	5
Figura 2 - Produzione di energia da fotovoltaico, evoluzione negli anni e prospettive future del PNIEC .....	6
Figura 3 - Densità spettrale di potenza della radiazione solare (adattato da [14]).....	10
Figura 4 - Circuito equivalente di una cella fotovoltaica [12] .....	14
Figura 5 – Curva corrente-tensione I(U) e curva di potenza P(U) di una cella fotovoltaica (adattato da [12]).....	15
Figura 6 - Dipendenza dall'irradianza della caratteristica I(U) [12] .....	17
Figura 7 - Dipendenza dalla temperatura di cella della caratteristica I(U) [12] .....	18
Figura 8 - Schematizzazione dei layer costituenti di un modulo fotovoltaico (adattato da [18]) .....	22
Figura 9 – Efficienza dell'inverter DC/AC e efficienza MPPT in relazione alla potenza di ingresso [12].....	24
Figura 10 – Esempio di un impianto agrivoltaico [21] .....	25
Figura 11 - Prima tipologia impiantistica, coltivazione su tutta la superficie [28] .....	29
Figura 12 - Seconda tipologia impiantistica, modalità combinata [28] .....	29
Figura 13 - Terza tipologia impiantistica, moduli verticali [28] .....	29
Figura 14 - Schema riassuntivo dei criteri delle “Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici” [19] .....	31
Figura 15 - Localizzazione dell'area di impianto su catastale - fogli di mappa 39 e 45 (elaborato fornito da Studio Eko' srl [29]) .....	33
Figura 16 - Localizzazione dell'area d'impianto su stralcio Carta Tecnica Regionale (elaborato fornito da Studio Eko' srl [30]) .....	34
Figura 17 - Localizzazione degli interventi progettuali su ortofoto (elaborato fornito da Studio Eko' srl [31]).....	34
Figura 18 - Cartografia d'insieme a scala regionale contenente i P.T.P.A.A.V che compongono il Piano territoriale paesistico [36] .....	36
Figura 19 - Localizzazione su stralcio PTPAAV – Tavola P1 [37] .....	38
Figura 20 - Localizzazione su stralcio PTPAAV – Tavola S1 [38] .....	38
Figura 21 – Sistema delle aree naturali protette della Regione Molise [42].....	40
Figura 22 – Planimetria di progetto, inquadramento dell'impianto su satellitare (elaborato fornito da Studio Eko' srl [45]).....	42
Figura 23 - Particolare della struttura dei moduli impiegati [46] .....	44
Figura 24 - Performance elettrica dei moduli impiegati, curve corrente-tensione e potenza-tensione [46].....	44
Figura 25 - Particolare della struttura di sostegno moduli (elaborato fornito da Studio Eko' srl [50]) .....	45
Figura 26 – Particolare della struttura di sostegno moduli (elaborato fornito da Studio Eko' srl [50]) .....	46

Figura 27 - Particolare di struttura, rotazione del sistema tracker (elaborato fornito da Studio Eko' srl [50]).....	48
Figura 28 - Particolare di struttura, distanza tra i tracker (elaborato fornito da Studio Eko' srl [50]) .....	48
Figura 29 - Foto simulazione, punto di ripresa 1, foto drone (elaborato fornito da Studio Eko' srl [51]) .....	49
Figura 30 - Foto simulazione, punto di ripresa 2, foto drone (elaborato fornito da Studio Eko' srl [51]) .....	49
Figura 31 - Sezione Power Station (elaborato fornito da Studio Eko' srl [53]).....	51
Figura 32 - Sezione Control Room (elaborato fornito da Studio Eko' srl [54]) .....	51
Figura 33 - Particolari degli scavi interni al campo (elaborato fornito da Studio Eko' srl [55]) .....	52
Figura 34 - Tipico strada interna e fascia arborea perimetrale (elaborato fornito da Studio Eko' srl [56]).....	55
Figura 35 - Tipico strada e fascia arborea perimetrale - vista in sezione (elaborato fornito da Studio Eko' srl [56]) .....	55
Figura 36 - Particolare planimetria generale layout impianto (elaborato fornito da Studio Eko' srl [57]).....	56
Figura 37 - Planimetria generale layout impianto (elaborato fornito da Studio Eko' srl [57]).....	57
Figura 38 - Sezione tipo dell'area A - opere di mitigazione visiva, confine tra l'impianto e il tratturo (elaborato fornito da Studio Eko' srl [56]).....	59
Figura 39 - Sezione tipo dell'area B - opere di mitigazione visiva, confine tra l'impianto e la strada sterrata (elaborato fornito da Studio Eko' srl [56]) .....	59
Figura 40 - Sezione tipo dell'area C - opere di mitigazione visiva, confine tra l'impianto e altre proprietà private (elaborato fornito da Studio Eko' srl [56]) .....	59
Figura 41 - Planimetria di progetto SE Larino, indicazione area futuro ampliamento (elaborato fornito da Studio Eko' srl [63]).....	70
Figura 42 - Disposizione elettromeccanica della stazione esistente e degli interventi previsti (elaborato fornito da Studio Eko' srl [63]).....	71
Figura 43 - Modalità di posa del cavidotto su strada asfaltata ed in terra battuta (elaborato fornito da Studio Eko' srl [63]).....	73
Figura 44 - Planimetria del cavidotto riportata su Carta Tecnica Regionale (elaborato fornito da Studio Eko' srl [63]) .....	73
Figura 45- Irradiazione globale annuale sul piano dei moduli fotovoltaici per impianto con strutture tracker.....	75
Figura 46 - Produzione di energia annuale dell'impianto con strutture tracker .....	82
Figura 47 - Irradiazione globale annuale sul piano dei moduli fotovoltaici per impianto con strutture fisse .....	84
Figura 48 - Produzione di energia annuale dell'impianto con strutture fisse .....	86
Figura 49 - Irradiazione globale annuale sul piano dei moduli fotovoltaici per impianto fotovoltaico standard .....	90
Figura 50 - Produzione di energia annuale dell'impianto fotovoltaico standard.....	91
Figura 51 - Cash flow cumulato e attualizzato per i 25 anni di vita dell'impianto agrivoltaico.....	100

# Indice delle tabelle

Tabella 1 - Classificazione delle aree per l'installazione di impianti fotovoltaici.....	7
Tabella 2 - Componenti dell'irradianza globale su un ricevitore terrestre .....	10
Tabella 3 - Fattori di perdita nella conversione di energia di una cella fotovoltaica .....	19
Tabella 4 - Layer costituenti di un modulo fotovoltaico .....	21
Tabella 5 – parametri dimensionali fondamentali in materia di agrivoltaico.....	26
Tabella 6 - Requisiti fondamentali delle “Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici” .....	27
Tabella 7 - Modalità di tutela per le aree vaste in oggetto .....	37
Tabella 8 - Categorie d'uso per le opere di progetto .....	39
Tabella 9 - Specifiche dimensionali per le strutture di supporto moduli .....	47
Tabella 10 - Tipologie di cavi impiegato in funzione delle condizioni di posa .....	53
Tabella 11 – Valutazione della superficie occupata dai moduli e dalle strutture di sostegno .....	61
Tabella 12 – Valutazione della superficie occupata dai cabinati .....	61
Tabella 13 - valutazione della superficie totale e della superficie agricola.....	62
Tabella 14 - Piano culturale ipotizzato in progetto .....	64
Tabella 15 - Caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici impiegati .....	75
Tabella 16 - Caratteristiche dimensionali dei moduli fotovoltaici impiegati.....	76
Tabella 17 - Caratteristiche tecniche e dimensionali dell'inverter impiegato .....	77
Tabella 18 - Caratteristiche principali dell’impianto con strutture tracker .....	77
Tabella 19 – Valutazione dei parametri utili all’analisi di producibilità per gli anni in esame, impianto con strutture tracker .....	82
Tabella 20 – Valori medi dei parametri utili all’analisi di producibilità, impianto con strutture tracker .....	83
Tabella 21 - Caratteristiche principali dell’impianto con strutture fisse.....	85
Tabella 22 - Valutazione dei parametri utili all’analisi di producibilità per gli anni in esame, impianto con strutture fisse .....	86
Tabella 23 - Valori medi dei parametri utili all’analisi di producibilità, impianto con strutture fisse.....	87
Tabella 24 - Confronto tra impianto con strutture tracker e impianto con strutture fisse .....	87
Tabella 25 - Superficie occupata dall'impianto fotovoltaico standard .....	89
Tabella 26 - Valutazione dei parametri utili all’analisi di producibilità per gli anni in esame, impianto fotovoltaico standard.....	91
Tabella 27 - Valori medi dei parametri utili all’analisi di producibilità, impianto fotovoltaico standard .....	92
Tabella 28 - Confronto tra impianto agrivoltaico e impianto fotovoltaico standard.....	92
Tabella 29 - Riepilogo del computo metrico estimativo per l'impianto agrivoltaico in esame.....	94
Tabella 30 - Prezzi medi mensili dell’energia elettrica per la fascia oraria F1, zona di mercato Sud.....	96
Tabella 31 - Prezzi medi mensili dell’energia elettrica per la fascia oraria F2, zona di mercato Sud.....	96
Tabella 32 - Prezzi medi mensili dell’energia elettrica per la fascia oraria F3, zona di mercato Sud.....	97
Tabella 33 - Fasce orarie per la vendita dell'energia elettrica in relazione ai giorni della settimana.....	97
Tabella 34 - Parametri impiegati per l'analisi economica dell'impianto agrivoltaico .....	98

Tabella 35 - Cash flow attualizzato e Net Present Value per l'impianto agrivoltaico .....99