



**Politecnico  
di Torino**

# Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare – Renewable Energy Systems

## **STUDIO DI FATTIBILITÀ E PROGETTAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO A SUPPORTO DI UNA PIATTAFORMA POLIFUNZIONALE DI GESTIONE DI RIFIUTI SPECIALI PERICOLOSI**

**RELATORE:**

Prof. Filippo Spertino

**CANDIDATO:**

Matteo Repetto

A.A. 2022/2023

## Sommario

<b>1. Introduzione</b> .....	5
<b>2. Caratteristiche dei sistemi fotovoltaici</b> .....	8
2.1 La radiazione solare.....	8
2.2 Il meccanismo della cella fotovoltaica .....	10
2.3 Caratteristiche della cella fotovoltaica .....	13
2.4 Connessione tra celle.....	17
2.4.1 Connessioni in serie.....	17
2.4.2 Connessione in parallelo.....	18
2.4.3 Matching.....	19
2.5 STC, NOTC & test vari.....	22
2.6 Inverter .....	23
<b>3. Studio del caso</b> .....	26
3.1 Impianto su tetto.....	27
3.1.1 Scelta dei moduli fotovoltaici.....	30
3.1.2 Scelta dell'inverter e disposizione dei moduli.....	32
3.1.3 Verifiche di accoppiamento.....	34
3.1.4 Calcolo della producibilità e confronto con dati ricavati da PVGIS .....	36
3.1.5 Integrazione lato nord .....	42
3.1.6 Operazioni di manutenzione .....	44
3.1.7 Cablaggi.....	45
3.2 Impianto a terra .....	46
3.2.1 Terreno 1.....	48
3.2.2 Terreno 2.....	51
3.2.3 Cablaggi impianto a terra.....	53
3.2.4 Manutenzione .....	54
3.3 Confronti tra impianti di generazione FV .....	54

<b>4. Analisi economica</b> .....	56
4.1 Prezzo energia immessa .....	57
4.2 VAN – Valore Attualizzato Netto .....	59
4.2.1 Calcolo della spesa iniziale.....	59
4.2.2 Calcolo dei flussi di cassa.....	61
4.3 Analisi dei diversi casi .....	62
4.3.1 Caso tetto falda sud.....	62
4.3.2 Caso tetto falda sud + nord .....	64
4.3.3 Caso terreno 1 .....	66
4.3.4 Caso terreno 2 .....	68
4.4 Confronto tra i casi .....	70
<b>5. Conclusione</b> .....	72
<b>Indice figure</b> .....	73
<b>Indice tabelle</b> .....	75
<b>Bibliografia</b> .....	76
<b>Sitografia</b> .....	77
<b>Ringraziamenti</b> .....	79



# 1. Introduzione

Negli ultimi anni le politiche energetiche europee e mondiali si sono poste come obiettivo quello di rallentare il riscaldamento globale limitandolo entro fine secolo a circa 1.5 °C rispetto ai livelli preindustriali. Diversi accordi internazionali sono stati firmati con lo scopo di ottenere questo risultato: tra i più recenti, la Cop26 di Glasgow che ha rinnovato alcuni impegni presi con l'accordo di Parigi del 2015 sancendone anche di nuovi come raggiungere la carbon neutrality entro il 2050.

Lo strumento attraverso il quale perseguire tali obiettivi sono le politiche di transizione energetica che mirano a ridurre l'utilizzo di combustibili fossili sostituendoli con fonti rinnovabili. In tale ottica un grande contributo è costituito dall'energia elettrica e per questo nell'ultimo decennio hanno assunto maggiore rilevanza le tecnologie rinnovabili che producono energia elettrica diretta (sistemi eolici e fotovoltaici).

La transizione energetica coinvolge tutti i settori della società e sono stati creati incentivi che agevolano tali soluzioni spingendo aziende, industrie e privati cittadini a muoversi in tal senso. Tra le fonti rinnovabili, il solare fotovoltaico è la tecnologia più versatile poiché permette la creazione di impianti di tutte le dimensioni che possono essere fruibili e utili a tutte le categorie sopracitate.

Tra il 2010 e il 2019 il fotovoltaico è cresciuto a livello globale passando da 40 a 580 GW di capacità e questo incremento è dovuto principalmente all'innovazione tecnologica nei materiali utilizzati per la produzione delle celle fotovoltaiche: secondo l'IRENA (International Renewable Energy Agency), i costi del fotovoltaico si sono ridotti di oltre l'80% negli ultimi dieci anni e in futuro si prevede che il margine di miglioramento per quanto riguarda la produttività sarà ancora alto

In Italia il fotovoltaico raggiunge 22.5 GW di potenza installata con circa 25.5 TWh prodotti che equivalgono a poco meno del 10% della produzione netta nazionale: nell'ultimo anno, considerando il mese di luglio (il più produttivo), la generazione di energia elettrica è aumentata del 19.7% rispetto all'anno precedente. Entro il 2030 il PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) prevede un target di 52 GW installati, circa due volte e mezzo l'attuale capacità: in altre parole, la tecnologia svolgerà un ruolo cruciale nel sistema elettrico nazionale.

Circa 900.000 sono il totale degli impianti in Italia e nonostante le regioni del Sud Italia siano quelle con maggiore potenzialità, solo il 28% degli impianti totali è situato in quell'area geografica mentre la maggior concentrazione è nel Nord Italia dove si contano il 55% degli impianti totali. Infine, il Centro ne conta il 17%. La regione col maggior numero di installazioni è la Lombardia con 145.000 impianti e l'11.7% circa della potenza totale installata. A seguire, il Veneto con 134.000 impianti

circa. Per quanto riguarda la potenza installata invece al primo posto c'è la Puglia con 2.9 GW, il 13.4% del totale.

La situazione è in continuo miglioramento come dimostrano i dati delle nuove installazioni del 2021.

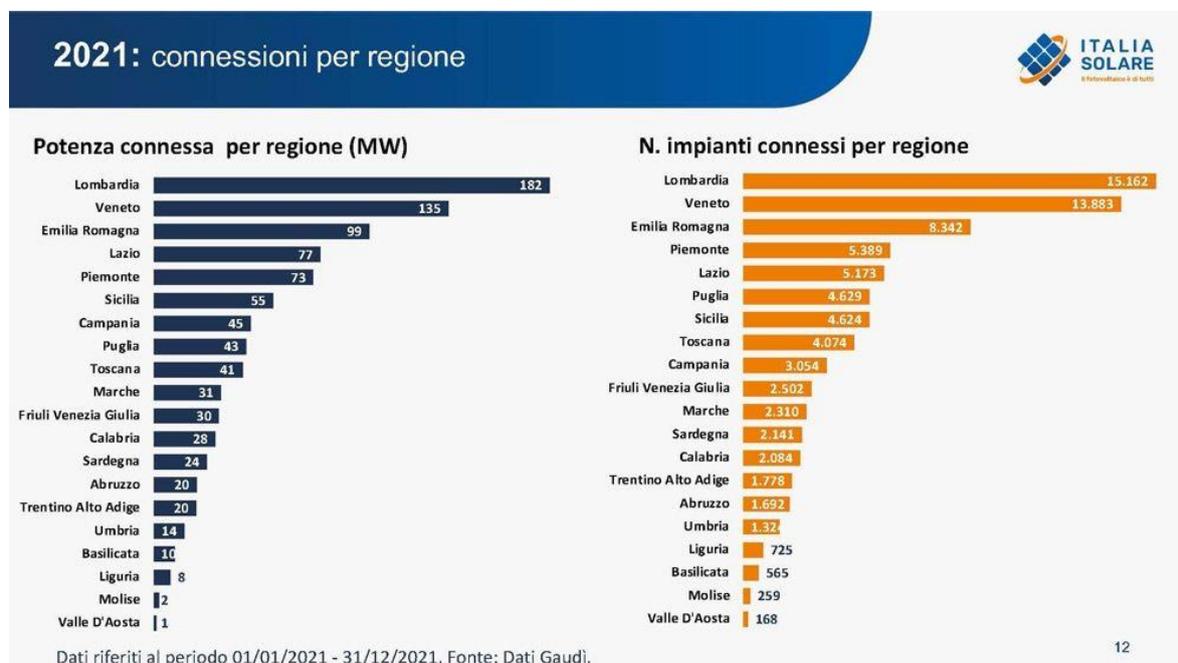


Figura 1 - Connessioni di impianti FV aggiornata al 2021

In Piemonte, che è la zona che interessa la presente tesi di laurea, il numero di impianto installati negli ultimi anni è cresciuto molto fin a posizionare la regione tra le prime del nostro paese. La seguente tabella mostra i dati più rilevanti riferiti alla regione Piemonte.

Numero totale impianti fotovoltaici residenziali	54.141
Produzione di energia totale	3281 GWh
Potenza installata	253 MW
% immobili con impianto fotovoltaico	5,73%
% di energia elettrica consumata prodotta dal fotovoltaico	7,95%

Figura 2 - Situazione del fotovoltaico in Piemonte

La media di produzione di energia in varia tra i 1.250 e i 1.350 kWh per kWp (kilowatt picco) installato, valori leggermente più alti della regione Lombardia e di molte città europee del Nord Europa.

La seguente trattazione si occuperà di valutare l'installazione di un impianto fotovoltaico per l'azienda Grassano S.p.A. che supporti le loro attività di trattamento di rifiuti pericolosi. L'Azienda è situata in provincia di Alessandria e più precisamente nel comune di Predosa.

## 2. Caratteristiche dei sistemi fotovoltaici

In questo paragrafo saranno riassunte le principali caratteristiche della tecnologia fotovoltaica mettendo in evidenza la fonte utilizzata, il meccanismo della cella fotovoltaica, i collegamenti ottimali tra le celle le componenti principali degli impianti.

### 2.1 La radiazione solare

Il sole produce radiazioni elettromagnetiche a diverse frequenze e lunghezze d'onda tramite le reazioni termonucleari di fusione che avvengono all'interno del suo nucleo. Queste radiazioni forniscono energia e calore al pianeta Terra e sono state fondamentali per il processo di formazione e mantenimento della vita. Il sole si comporta come un corpo nero che emette, a una temperatura di 5800 K, la radiazione espressa in  $\left[\frac{W}{m^2 \mu m}\right]$ , ha una lunghezza d'onda  $\lambda$  che va da 0.2 a circa  $2.5 \mu m$  e raggiunge valori massimi nel campo del visibile (tra 0.4 e  $0.7 \mu m$ ).

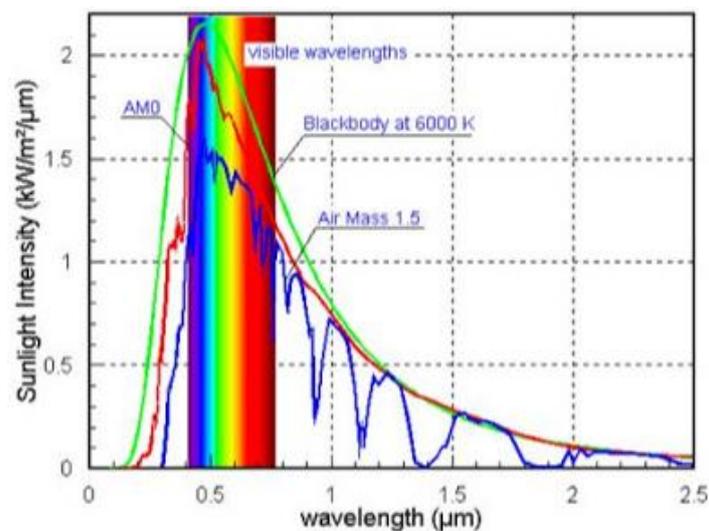


Figura 3 - Spettro della radiazione solare

La radiazione espressa dalla linea rossa (AM 0) esprime la densità di potenza incidente su un'area unitaria perpendicolare al raggio, prende il nome di costante solare ed è uguale a circa  $1367 \left[\frac{W}{m^2}\right]$ .

Si definisce irradianza la potenza per unità di superficie proveniente dal sole espressa in  $\left[\frac{W}{m^2}\right]$  e può raggiungere valori fino a  $1000 \left[\frac{W}{m^2}\right]$ . Non è possibile raggiungere valori vicini alla costante solare poiché ci sono perdite per riflessione, dispersione e assorbimento.

La radiazione globale che raggiunge la terra si divide in tre parti:

- Radiazione diretta: che raggiunge direttamente la superficie terrestre seguendo una traiettoria pressoché rettilinea;
- Radiazione diffusa: che raggiunge la superficie terrestre tramite diffusione ed è condizionata dalle condizioni metereologiche. Varia da un valore intorno al 20% in caso di cielo sereno ad essere quasi totalmente diffusa in caso di cielo completamente coperto;
- Albedo: rappresenta la parte della radiazione riflessa dal terreno che può investire un ricevitore. Questa quantità dipende dal coefficiente di riflessione  $\rho$  del terreno in questione.

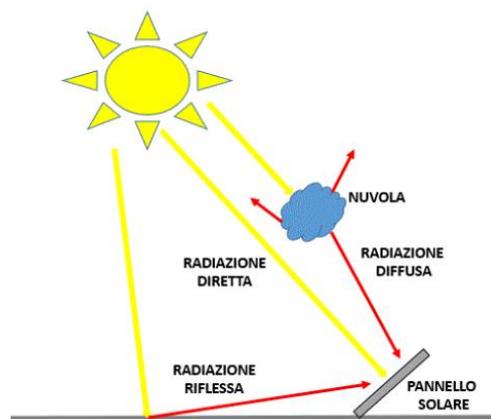


Figura 4 - Schema di come si divide la radiazione solare che raggiunge un pannello solare

Per questo motivo la radiazione è variabile e per calcolare la quantità che riceve un'unità di superficie è necessario considerare l'altitudine a cui tale superficie è posta e l'angolo di tilt, ovvero l'inclinazione della superficie rispetto all'orizzontale.

Si utilizza il termine massa d'aria per definire il rapporto tra la massa dell'atmosfera attraverso la quale passa una radiazione solare diretta e la massa dell'atmosfera attraverso la quale passerebbe la stessa radiazione se il sole si trovasse allo zenith.

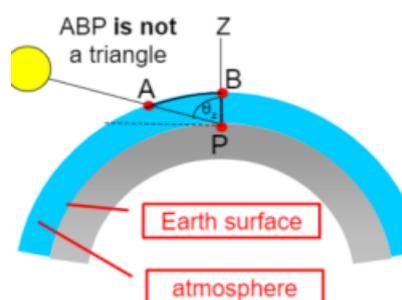


Figura 5 - Massa d'aria

$$AM = \frac{AP}{BP} = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (1)$$

Dove  $\theta_z$  è l'angolo di zenith, ovvero l'angolo compreso tra la posizione del sole e la perpendicolare al suolo.

Il coefficiente AM è utile per effettuare le prove di qualifica dei moduli fotovoltaici e in questo caso si assume un valore AM 1.5 e un'irradianza globale di  $1000 \left[ \frac{W}{m^2} \right]$ , valori ottenibili da marzo a settembre a mezzogiorno. Ovviamente per diversi valori di AM abbiamo diversi spettri emissivi, il valore massimo è per AM 1, mentre con AM 0 si intende lo spettro extra-atmosferico.

## 2.2 Il meccanismo della cella fotovoltaica

La cella fotovoltaica sfrutta le proprietà dei semiconduttori per il suo funzionamento.

Per capire a fondo il modo in cui queste proprietà vengono sfruttate è necessario introdurre il concetto di bande di energia, ovvero la gamma di energie che un elettrone può o meno possedere.

Si definisce:

- Banda di valenza: l'insieme degli elettroni che hanno un livello energetico che gli consente di formare il legame chimico;
- Banda di conduzione: l'insieme degli elettroni che hanno un livello energetico che è superiore a quello di valenza e gli permette di muoversi liberamente attraverso il reticolo cristallino;
- Banda proibita: costituisce il salto energetico che è presente tra la banda di valenza e quella di conduzione

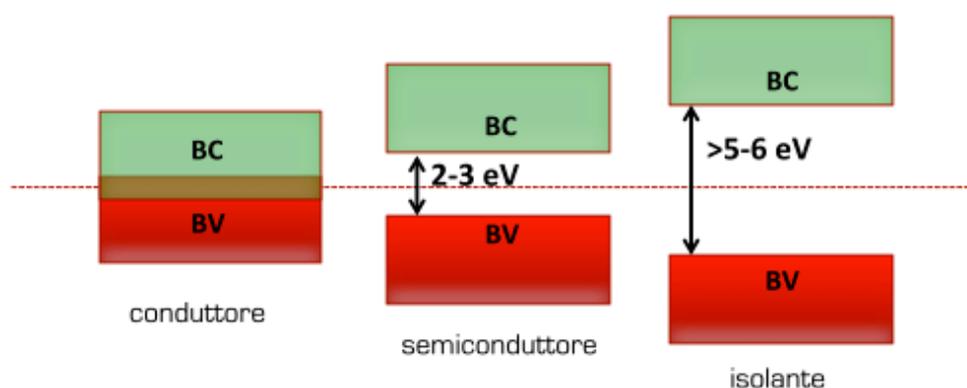


Figura 6 - Bande energetiche di conduttori, semiconduttori e isolanti

Il livello energetico che assumono queste bande per ogni materiale ne definisce le caratteristiche:

- Se la banda di valenza non è completamente piena, gli elettroni avranno la possibilità di spostarsi verso il livello energetico adiacente, che avrà valori leggermente più alti del precedente. In questo caso si avrà a che fare con buoni conduttori, generalmente metalli.
- Se la banda di valenza è completamente piena, non sarà possibile per gli elettroni spostarsi da essa verso il livello energetico successivo, poiché l'energy gap tra i due sarà troppo ampio. In questo caso si avrà a che fare con materiali isolanti.
- Se ci si trova in una situazione intermedia, ovvero l'energy gap è talmente piccolo che gli elettroni possono “saltare” da una banda all'altra per agitazione termica, allora si avrà a che fare con materiali semiconduttori.

Nel caso della cella fotovoltaica, il salto dalla banda di valenza a quella di conduzione è dovuto all'interazione con i fotoni presenti nella luce che cedono la loro energia permettendo l'emissione di elettroni.

Il materiale più utilizzato per la creazione di celle fotovoltaiche è il silicio sia per le sue proprietà di semiconduttore sia per la sua presenza in natura. La cella consiste in una giunzione P-N, ovvero due semiconduttori posti a contatto che hanno le seguenti caratteristiche: possiedono un elevato numero di elettroni (strato N) e hanno un elevato numero di cariche positive chiamate lacune o vacanze (strato P).

Per ottenere due semiconduttori con queste caratteristiche si opera la tecnica del drogaggio che consiste nel porre all'interno del reticolo cristallino del semiconduttore, (in questo caso il silicio (Si)), degli atomi che ne perturbino la struttura generando un eccesso di elettroni o di lacune.

Per ottenere uno strato P è necessario drogare il semiconduttore con atomi del terzo gruppo o trivalenti, che sono accettori e attrarranno gli elettroni del reticolo generando lacune; il boro (B) è spesso utilizzato a questo scopo. Per ottenere uno strato n è invece necessario drogare il semiconduttore con atomi del quinto gruppo o pentavalenti come il fosforo (P) o l'arsenico (As) che sono donatori e cederanno i propri elettroni generando una loro abbondanza all'interno del reticolo cristallino.

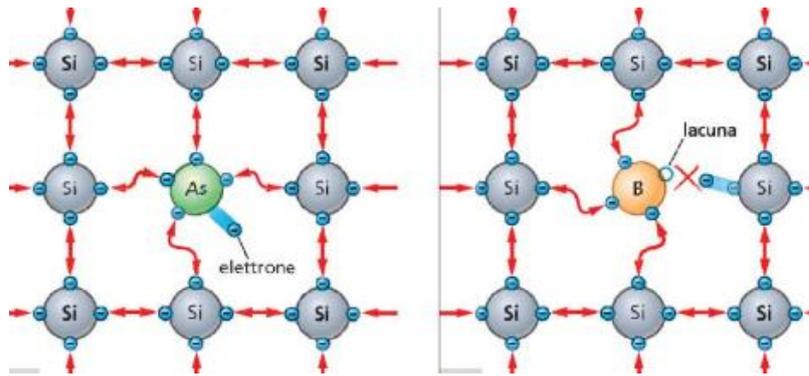


Figura 7 - Drogaggio

Quando i due strati vengono uniti per creare la giunzione P-N, gli elettroni liberi presenti nello strato N vengono attratti dalle lacune dello strato P e viceversa, per cui queste cariche si muovono per diffusione incontrandosi nella giunzione tra i due blocchi fino al raggiungimento dell'equilibrio elettrostatico. Questo fenomeno determina la presenza di un eccesso di cariche positive adiacente allo strato N e un eccesso di cariche negative adiacente allo strato P: tra questi due eccessi di carica, si forma una zona detta di svuotamento che genera un campo elettrico a cavallo di quest'ultima.

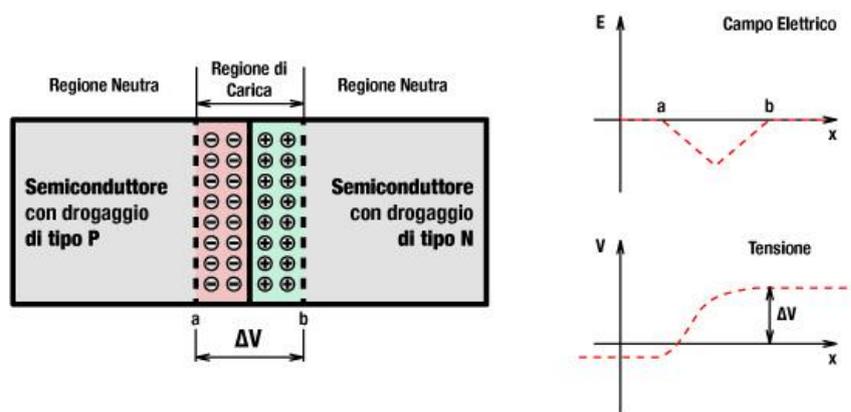


Figura 8 - Schema di una giunzione P-N

Se la cella viene investita dalla luce e quindi da un fascio di fotoni, può succedere che alcuni di questi fotoni (quelli con un'energia sufficiente per colmare l'energy gap) vengano assorbiti e promuovano un elettrone dalla banda di valenza a quella di conduzione. Si generano quindi coppie elettrone-lacuna sia nello strato P che in quello N e il campo elettrico permette di separare l'eccesso di elettroni dalle lacune dirigendoli verso lo strato opposto e, una volta raggiunto, la presenza del campo impedisce il

percorso inverso. Connettendo la giunzione con un conduttore esterno ed esponendolo alla luce, si ottiene un circuito chiuso attraversato da corrente elettrica che si muove dallo strato P allo strato N, fenomeno che accade in quanto tra i due strati è presente una differenza di potenziale.

I fotoni sono quanti di energia, contengono cioè una quantità definita di energia espressa dalla legge di Planck-Einstein:

$$E = h\nu \tag{2}$$

Dove:

- $E$  rappresenta l'energia del fotone;
- $h$  è la costante di Planck uguale a  $6.626 \cdot 10^{-34} \text{ [J} \cdot \text{s]}$ ;
- $\nu$  rappresenta la frequenza della radiazione elettromagnetica.

Se la quantità di energia del fotone è minore rispetto all'energy gap, essa viene dissipata producendo un aumento di temperatura della cella e lo stesso accade al surplus energetico che contiene il fotone nel caso in cui la sua energia fosse maggiore rispetto all'energy gap. Non tutti i fotoni riescono a penetrare all'interno dello strato di semiconduttore, alcuni vengono riflessi e ciò rappresenta un altro limite all'efficienza di conversione della cella. Altri fattori che condizionano l'efficienza di conversione sono:

- 1) Le correnti di dispersione che si generano lungo le 4 superfici laterali della cella;
- 2) La resistenza interna dell'elettrodo frontale che dissipa energia;
- 3) Il fenomeno della ricombinazione. Quest'ultimo consiste nel fatto che alcune coppie elettrone-lacuna si ricombinano tra loro e quindi non contribuiscono alla generazione di corrente elettrica.

### 2.3 Caratteristiche della cella fotovoltaica

Le celle fotovoltaiche sono realizzate generalmente in silicio monocristallino o policristallino, le prime ricavate da un unico cristallo di sezione circolare mentre le seconde derivano dalla fusione del silicio in un crogiolo di quarzo di forma parallelepipedica: esistono anche altri tipi di celle che utilizzano Solfuro e Tellururo di Cadmio (Cdte/CdS).

Ogni cella è realizzata partendo da uno strato che va dai 250 ai 350  $\mu\text{m}$  di spessore e tra i 10 e i 20 cm di lato. Sulla parte anteriore, quella esposta alla luce, è presente uno strato di materiali

antiriflettenti per massimizzare l'assorbimento dei fasci di luce; sempre sulla parte esposta, il contatto è formato da sottili deposizioni di argento (Ag) che vengono chiamate fingers o busbars. Sulla parte posteriore, quella non esposta alla luce, il contatto è esteso quanto la superficie della cella.

La cella può essere rappresentata dal seguente circuito equivalente:

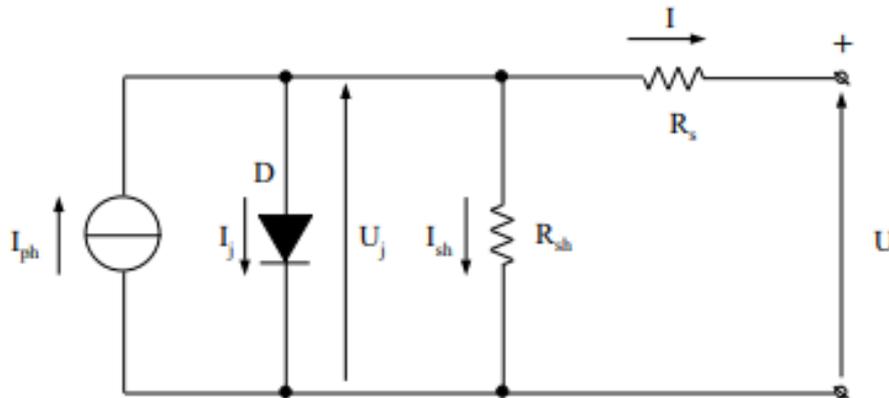


Figura 9 - Circuito equivalente di una cella fotovoltaica

Il circuito presenta un generatore ideale di corrente (proporzionale all'irradianza) e un diodo connessi tra loro in antiparallelo. A questi sono collegate due resistenze:

- $R_s$ : che rappresenta la somma delle resistenze dei busbar e dei finger cioè la resistenza dei sistemi utilizzati per collegare la cella ad altri sistemi elettrici;
- $R_{sh}$ : resistenza shunt che esprime la resistenza delle superfici laterali della piastra: deve essere grande in modo da ridurre il più possibile la corrente che la attraversa poiché è una perdita.

Considerando  $I$  e  $U$  rispettivamente la corrente assorbita dal carico e la tensione ai suoi morsetti, si possono scrivere i bilanci di corrente e tensione per nodo e maglia:

$$\begin{cases} I = I_{ph} - I_j - \frac{U_j}{R_{sh}} \\ U = U_j - R_s \cdot I \end{cases} \quad (3)$$

Fissate irradianza e temperatura è possibile individuare una curva  $I(U)$ :

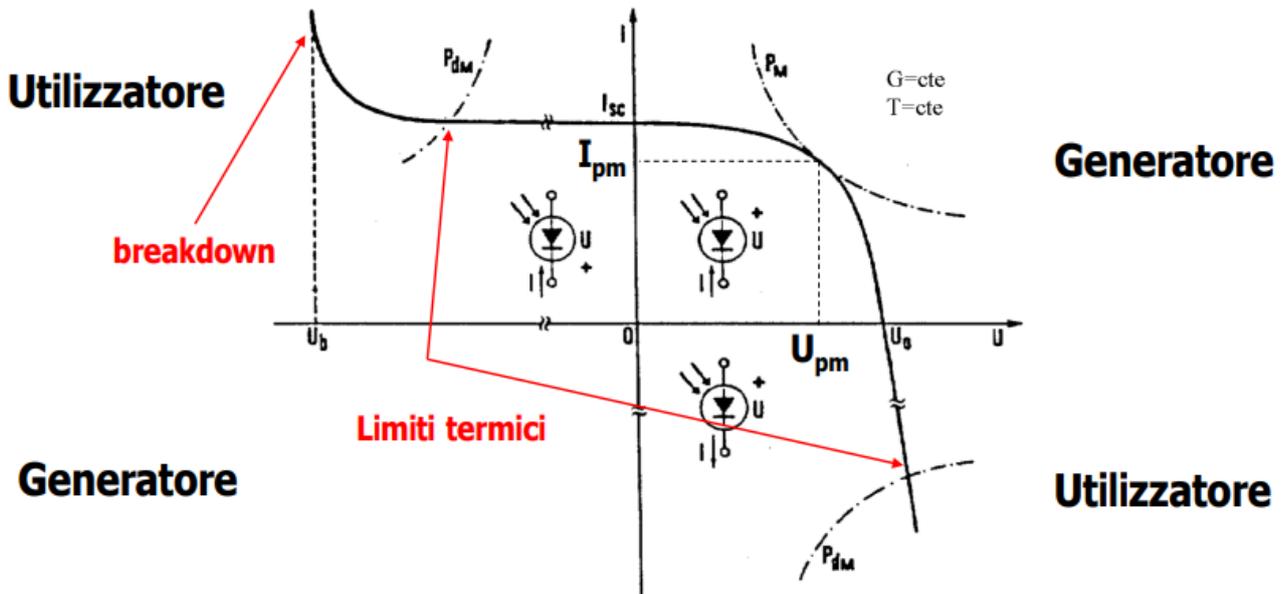


Figura 10 - Curva I-U per una cella FV

$I_{pm}$  e  $U_{pm}$  rappresentano la corrente e la tensione nel punto di massima potenza mentre  $I_{sc}$  è la corrente di corto circuito e  $U_{oc}$  la tensione a circuito aperto.

Ovviamente nel punto che ha coordinate  $I_{pm}$  e  $U_{pm}$  si ha un massimo per quanto riguarda la potenza erogata dalla cella mentre quando la corrente è uguale a  $I_{sc}$  o la tensione è uguale a  $U_{oc}$  e la potenza erogata è uguale a zero. Si può individuare un coefficiente adimensionale che prende il nome di Fill Factor (FF) che è molto utile per confrontare le prestazioni di una cella e si esprime con la formula:

$$FF = \frac{U_{pm}}{U_{oc}} \cdot \frac{I_{pm}}{I_{sc}} \quad (4)$$

Si può notare che la cella si comporta da generatore solo per valori positivi sia di tensione che di corrente, ovvero nel primo quadrante.

La curva dipende dall'irradianza e varia al variare di quest'ultima; di conseguenza si modificano anche tutti i valori precedentemente citati e l'effetto ha più rilevanza sulle correnti che seguono un andamento quasi proporzionale con l'irradianza mentre per le tensioni le variazioni sono minori. La proporzionalità è logaritmica.

Per valori costanti di irradianza, la curva varia al variare della temperatura provocando un lieve aumento della corrente fotovoltaica con conseguente aumento di quella di corto circuito nonché un aumento della corrente  $I_j$  nel diodo, con conseguente diminuzione della tensione di circuito aperto.

A livello pratico, si considera che la corrente di corto circuito dipenda solo e soltanto dall'irradianza, mentre la tensione di circuito aperto dipenda unicamente dalla temperatura.

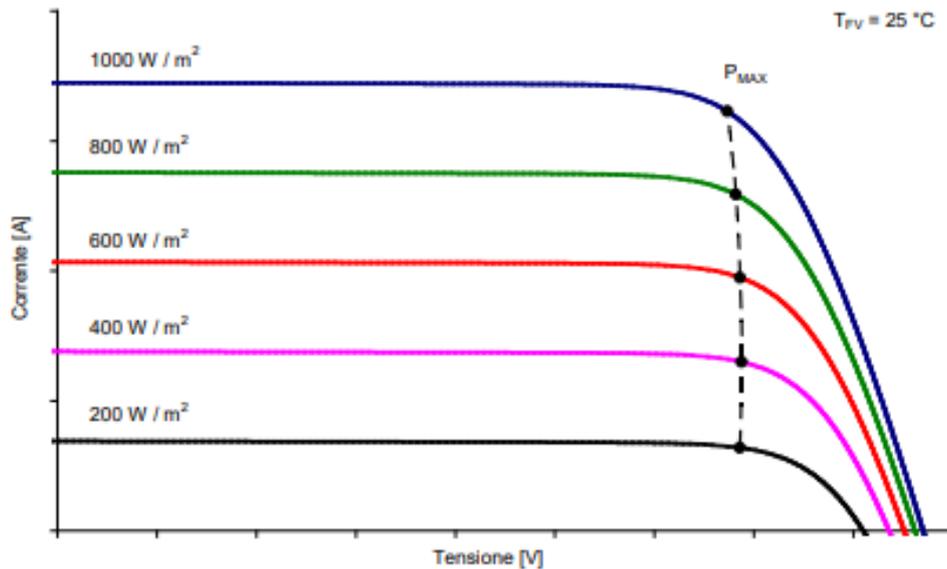


Figura 11 - Dipendenza di corrente e tensione al variare dell'irradianza con temperatura costante

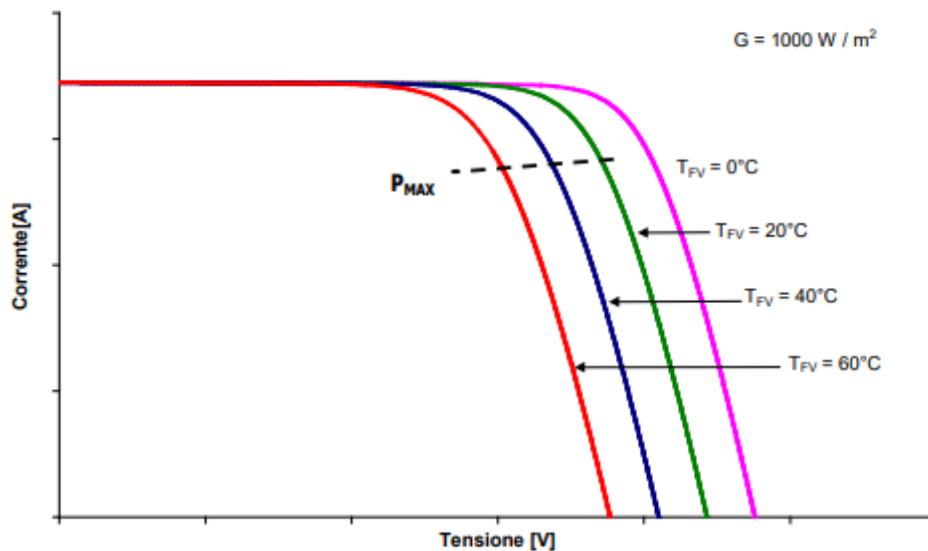


Figura 12 - Dipendenza di corrente e tensione al variare della temperatura con irradianza costante

La potenza erogata dalla cella è ovviamente inferiore rispetto a quella radiante in ingresso dal momento che si rilevano svariate perdite dovute a diversi fattori:

- Riflessione: non tutta la radiazione che raggiunge la cella viene assorbita. Una parte viene riflessa o colpisce la griglia frontale. Questo tipo di perdite rappresentano circa il 10%;

- Eccesso o difetto di energia dei fotoni incidenti: se i fotoni incidenti posseggono una quantità di energia superiore all'energy gap, l'eccesso di energia viene degradato in calore e costituisce una perdita equivalente a circa il 30%. Nel caso in cui invece l'energia posseduta dai fotoni incidenti non sia sufficiente essa viene tutta dissipata in calore e ciò costituisce una perdita di circa il 20%;
- Ricombinazione: il già citato effetto per cui non tutte le coppie elettrone-lacuna vengono mantenute separate dal campo elettrico, ma alcune si ricombinano cedendo la loro energia sotto forma di calore. L'entità di queste perdite è di circa il 2%;
- Fattore di forma: una parte dell'energia elettrica prodotta viene dissipata nel diodo e nelle resistenze. L'entità di queste perdite è di circa il 20%.

Considerando tutte queste perdite la cella fotovoltaica può raggiungere un'efficienza intorno al 20%.

## 2.4 Connessione tra celle

La potenza erogata dalla singola cella non è molto grande per cui, per raggiungere i livelli di potenza richiesti dai carichi, è necessario collegare diverse celle in serie o parallelo a seconda dell'esigenza.

Il collegamento può generare dei problemi di mismatch quando le celle collegate non hanno tutte la stessa curva caratteristica. Tale fattore può essere dovuto sia alle caratteristiche intrinseche del pannello sia alle condizioni di esercizio. Per esempio, una cella può trovarsi in condizione di ombatura e quindi di non esposizione alla luce. Il mismatching si verifica sia per connessioni in serie che per connessioni in parallelo.

### 2.4.1 Connessioni in serie

Le celle connesse in serie prendono il nome di stringa. Se ho  $N_S$  stringhe connesse in serie ed una di esse presenta una curva caratteristica diversa per difetto costruttivo o perché in condizione d'ombra, la curva caratteristica risultante presenterà una tensione totale uguale al prodotto del numero delle celle che sono in condizione operativa normale ovvero  $N_S - 1$  moltiplicato per la tensione della cella difettosa o ombrata. Ciò significa che il sistema si adatta alla cella in condizione di mismatch e ciò può provocare una sensibile riduzione della potenza erogata. In ogni caso la potenza totale sarebbe comunque inferiore rispetto alla somma delle potenze della singola cella. I valori di  $I_{sc}$  e  $U_{oc}$  sono esprimibili dalle seguenti relazioni:

$$U_{oc} = \sum_i U_{oc_i} \quad (5)$$

$$I_{sc} \cong (I_{sc_i})_{min} \quad (6)$$

La cella in realtà non si comporta da circuito aperto bensì da resistenza dell'ordine di grandezza di qualche decina di ohm. I problemi si verificano in condizione di corto circuito perché la cella più scadente subisce una tensione inversa equivalente al prodotto del numero di celle non oscurate per la tensione di quest'ultime ed è quindi chiamata a dissipare potenza. Se tale potenza è maggiore del limite massimo di potenza dissipabile, si generano hot spots che possono causare danni alla cella. Se invece la tensione inversa è maggiore della tensione di rottura della cella, si ha l'immediata rottura della cella. Un valore indicativo della tensione di rottura è tra i 25 e i 50 V: considerando che la tensione media di una singola cella è intorno 0.5 V, sarebbero necessarie 50-100 celle in serie per raggiungere tali valori.

Per risolvere queste problematiche vengono utilizzati dei diodi chiamati di by-pass, che, connessi in antiparallelo con la cella in ombra, impediscono che essa subisca una tensione inversa. I diodi, inoltre, hanno la funzione di evitare che la tensione di corto circuito sia limitata al valore della cella ombrata e ciò fa sì che la potenza totale sia ridotta soltanto del contributo della cella in ombra o difettosa.

Logicamente non è possibile applicare un diodo di by-pass per ogni cella, poiché i costi sarebbero eccessivi per cui si applicano a gruppi di celle in serie ovvero a moduli fotovoltaici.

In conclusione, se una cella è interrotta, l'intera serie non eroga potenza mentre se una cella è in corto circuito, l'intera serie eroga una potenza ridotta del solo contributo della cella in corto circuito.

#### 2.4.2 Connessione in parallelo

Si possono fare considerazioni analoghe per la connessione in parallelo di un numero  $N_p$  di celle. In questo caso valgono le relazioni:

$$I_{sc} = \sum_i U_{sc_i} \quad (7)$$

$$U_{oc} \cong (U_{oci})_{min} \quad (8)$$

In caso di una cella difettosa od oscurata e per una data tensione, la caratteristica risultante presenta una corrente totale equivalente al prodotto della corrente della cella oscurata per il numero di celle non difettose.

La condizione peggiore per la cella oscurata è quella di carico nullo, poiché essa è costretta ad assorbire la corrente delle  $N_p - 1$  celle illuminate, ciò genera un grande aumento di temperatura che può mettere fuori uso la cella. La stringa riprende a funzionare se la cella difettosa si comporta come un circuito aperto.

Per quanto riguarda il carico, la connessione in parallelo è meno deleteria, ma anche molto meno utilizzata.

Per evitare la generazione di corrente inversa, si potrebbe utilizzare un diodo in serie alle singole celle, ma ciò è tecnicamente sconveniente poiché la caduta di tensione ai capi del diodo sarebbe dell'ordine di grandezza di quella generata e per questo motivo il diodo viene applicato in serie a diverse celle collegate in parallelo.

### 2.4.3 Matching

È chiaro che sia necessario impiegare celle con caratteristiche I-V simili e quindi, in sede costruttiva, scegliere celle con identici valori di  $I_{sc}$ ,  $U_{oc}$  e  $P_{max}$ . In ogni caso è prevista una perdita del 2-3% circa e ciò non esclude i fenomeni dovuti a cause esterne come lo shading.

La curva I-V di un generatore fotovoltaico completo è una replica ampliata di quella della cella. La temperatura è massima a circuito aperto e minima quando la potenza fornita al carico è massima; in generale i generatori fotovoltaici lavorano meglio a bassa temperatura, infatti, i rendimenti maggiori si hanno in inverno, ma il fattore più importante è la potenza prodotta che raggiunge il suo massimo in estate.

Onde evitare il mismatch delle curve dei singoli moduli, si utilizzano, come già citato, diodi di bypass ed eventualmente diodi di blocco, in serie a stringhe di moduli.

È possibile in alcuni casi evitare i diodi di blocco, in tal caso una stringa completamente oscurata si comporta passivamente assorbendo una corrente inversa e il valore di questa corrente è massimo nelle condizioni di circuito aperto. Se ci troviamo invece in condizione di funzionamento nel punto di

massima potenza delle altre stringhe, la potenza assorbita dalla stringa oscurata sarà trascurabile, a patto che, non ci siano guasti di corto circuito concomitanti.

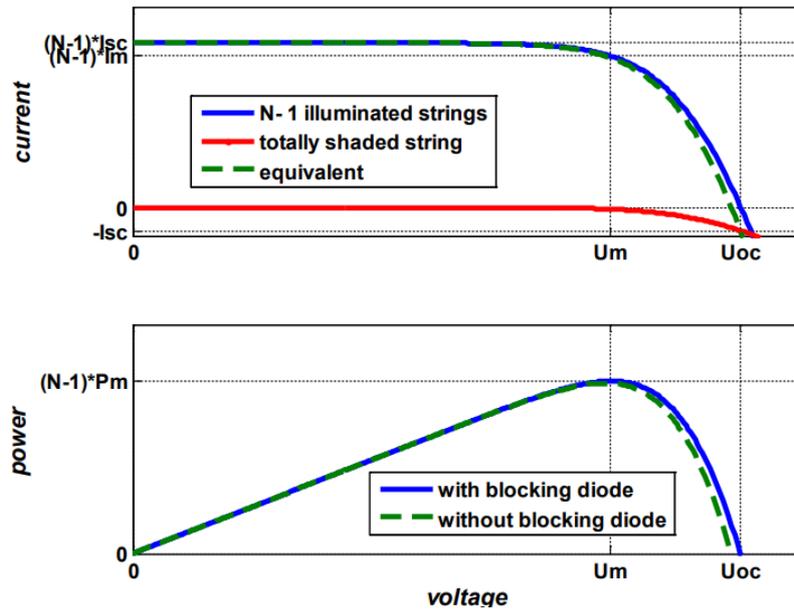


Figura 13 - Azione dei diodi di blocco

La corrente inversa dipende dal numero di stringhe in parallelo  $N_p$  e varia da un minimo equivalente a  $0.5 \cdot I_{sc}$  in caso di due stringhe in parallelo, fino a raggiungere il valore di  $I_{sc}$ .

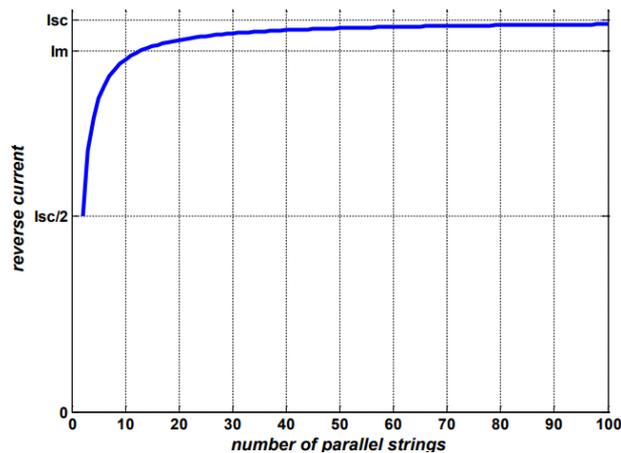


Figura 14 - Corrente inversa

In fase di progettazione bisogna tenere conto degli effetti delle ombre in modo da minimizzare l'effetto dei moduli non illuminati su quelli illuminati. La situazione ideale è l'ombratura di intere

stringhe, ciò permetterebbe di ottenere la massima potenza ad una tensione non troppo bassa, senza quindi uscire dal funzionamento a MPPT.

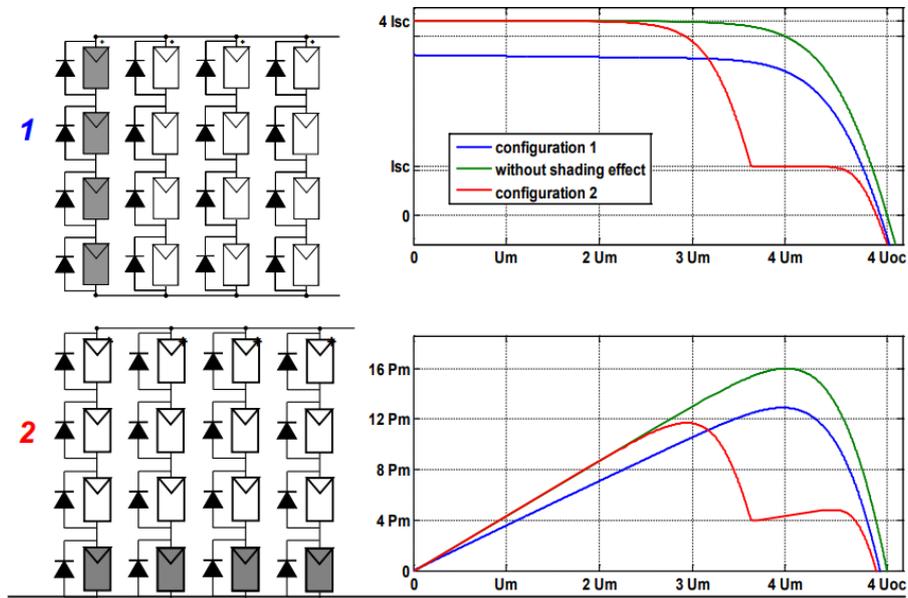


Figura 15 - Confronto tra lo shading di un'intera stringa e quello di un singolo modulo per ogni stringa

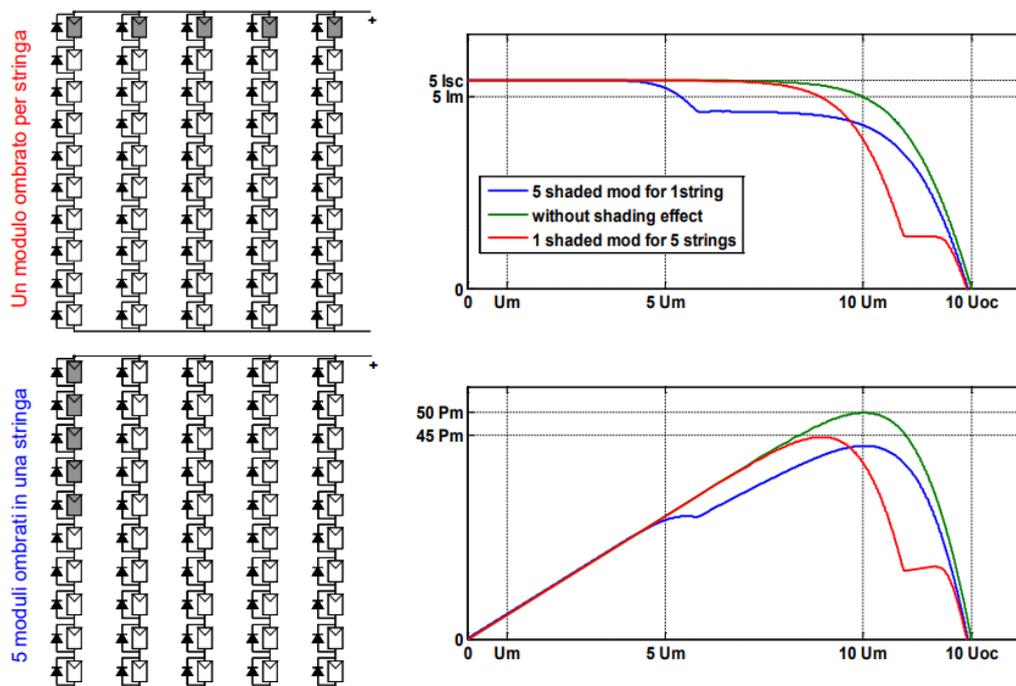


Figura 16 - Confronto tra lo shading di una porzione di stringa e quello di un singolo modulo per ogni stringa

Nel primo esempio ci sono in totale 16 moduli di cui 4, ovvero il 25%, (una percentuale consistente) sono in ombra: si può notare come opportuno concentrare l'ombratura su una singola stringa in modo

da ottenere una potenza più alta e fissare il valore di tensione di tale potenza allo stesso valore che si avrebbe per la potenza massima.

Nel secondo esempio ci sono 50 moduli di cui 5, ovvero il 10% (una percentuale meno significativa del caso precedente) sono in ombra. Si evince dai grafici che si può ottenere una potenza maggiore distribuendo l'ombratura sulle diverse stringhe, pur con lo svantaggio di ridurre la tensione relativa a tale potenza rispetto a quella corrispondente alla tensione massima.

In conclusione, non esiste una conformazione in assoluto migliore, è necessario considerare caso per caso per definire se sia meglio concentrare l'ombratura sulla singola stringa o ripartirla su diverse stringhe dell'array.

## 2.5 STC, NOTC & test vari

Con STC si intendono le Standard Test Conditions e sono le condizioni in cui vengono eseguiti i test per misurare il rendimento dei moduli fotovoltaici. Esse sono uguali a:

- Irradianza  $G = 1000 \left[ \frac{W}{m^2} \right]$ ;
- Massa d'aria  $AM = 1.5$ ;
- Temperatura di cella  $T = 25 [^{\circ}C]$ .

In queste condizioni viene anche misurata la potenza di picco del modulo che sarebbe la potenza massima erogata dal modulo nelle STC.

Poiché le STC sono condizioni di laboratorio viene calcolata e fornita dal produttore anche la NOCT, ovvero la Normal Operating Cell Temperature, che esprime la temperatura a cui si stabilizza il modulo, lavorando a circuito aperto, irraggiato da  $800 \left[ \frac{W}{m^2} \right]$ , con una velocità del vento di  $1 \left[ \frac{m}{s} \right]$  e una temperatura ambiente di  $20 [^{\circ}C]$ . La NOTC ha valori compresi tra  $42$  e  $50 [^{\circ}C]$  e, una volta nota, è possibile calcolare la temperatura operativa della singola cella  $T_C$  assumendo che la differenza di temperatura tra  $T_C$  e  $T_a$  (temperatura ambiente) sia direttamente proporzionale all'irradianza.

$$T_C = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot G [^{\circ}C] \quad (9)$$

Ci sono diverse prove che devono essere effettuate sui moduli fotovoltaici:

- Verifica delle prestazioni a STC;

- Prova di isolamento: si applica una tensione di 1000 V tra la cornice in alluminio e i morsetti in corto circuito e si misura la corrente dispersa;
- Misura dei coefficienti di temperatura  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$ : utili per calcolare la perdita di potenza dovuta alla temperatura;
- Misura del NOTC;
- Verifica delle prestazioni al NOTC;
- Verifica delle prestazioni a basso irraggiamento;
- Prova di esposizione in esterno;
- Prova di tenuta al surriscaldamento localizzato;
- Prova all'UV;
- Prova di cicli termici: 200 cicli tra  $-40 [^{\circ}C]$  e  $+85 [^{\circ}C]$ ;
- Prova di umidità e congelamento;
- Prova di caldo umido: moduli sottoposti ad alta temperatura e umidità relativa ( $85 [^{\circ}C]$ , UR = 85%);
- Prova di robustezza dei terminali;
- Prova di svergolamento;
- Prova di caricamento meccanico;
- Prova di grandine ( $\varnothing 2.5 [cm]$  e  $v = 90 \left[ \frac{km}{h} \right]$ ).

Tutte queste prove sono fatte in modo da garantire la qualità e l'operatività del sistema per tutta la sua vita che può raggiungere anche i 25 anni.

## 2.6 Inverter

I generatori fotovoltaici producono energia elettrica sotto forma di corrente continua, ma è necessario trasformare questa corrente in alternata per immetterla nella rete elettrica e utilizzarla. A questo scopo si utilizza un inverter.

Per trasformare la corrente continua in alternata è necessario utilizzare due bobine collegando la prima al generatore di corrente continua e invertendo il verso della corrente continuamente e con rapidità, nella seconda bobina, si formerà una corrente indotta di tipo alternato. Vengono utilizzati in detta operazione dei transistor MOSFET o IGBT che si comportano come interruttori elettronici e svolgono il compito utilizzando dei segnali arbitrari. Il numero minimo di interruttori è quattro e la forma d'onda della tensione d'uscita è un indice della qualità dell'inverter. Si possono ottenere onde quadre, trapezoidali e sinusoidali, in quest'ultimo caso si utilizza la tecnica del pulse width

modulation (PWM) che sfrutta il confronto tra un'onda triangolare (portante) generata da un clock al quarzo e la sinusoidale (modulante) da riprodurre. L'onda portante è in alta frequenza 1-500 kHz mentre quella modulante è a frequenza di rete. I parametri di regolazione sono l'indice di modulazione  $m$  e l'angolo di fase rispetto alla modulante. L'indice  $m$  rappresenta il rapporto tra l'ampiezza della sinusoide e l'ampiezza dell'onda triangolare ed è compreso tra 0 e 1.

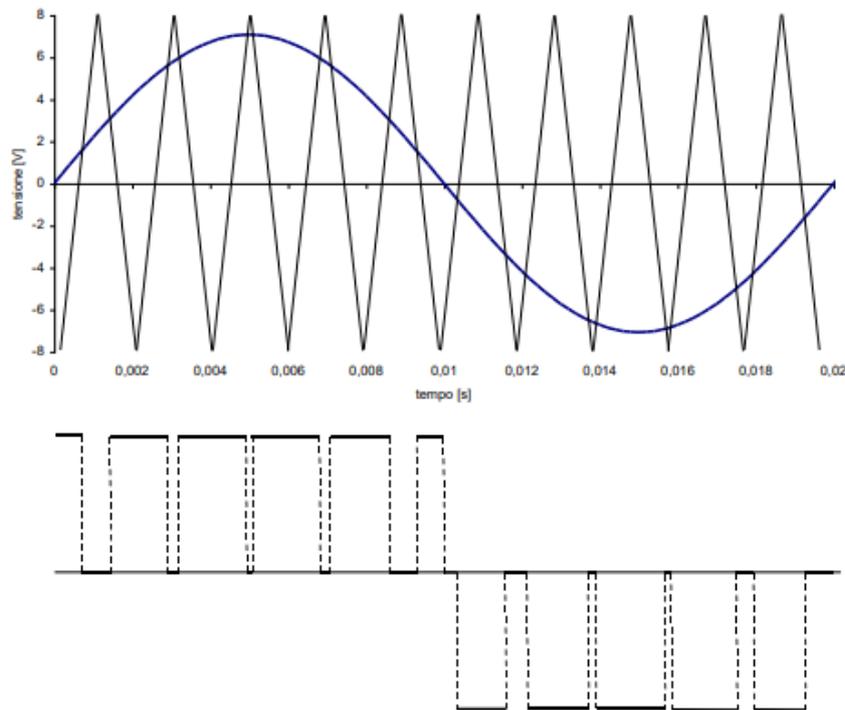


Figura 17 - PWM

Gli inverter a transistor si differenziano in base al trasformatore di interfaccia col carico, poiché i trasformatori eliminano eventuali componenti continue al secondario:

- Con trasformatore a bassa frequenza (50/60 Hz), con il quale si ottiene l'isolamento galvanico, ovvero la separazione elettrica tra il circuito primario e il circuito secondario. Possono essere ingombranti;
- Con trasformatore in alta frequenza (20-100 kHz) in ferrite e di ridotte dimensioni, in questo caso l'isolamento galvanico non è garantito a causa di parametri capacitivi parassiti tra primario e secondario;
- Senza trasformatore, ma con convertitore DC-DC con ampio campo di variazione di tensione.

Gli inverter connessi alla rete tipicamente sono dotati di alcune caratteristiche:

- Alto rendimento di conversione, superiore al 90% per potenze decrescenti fino al 10% della nominale;
- Fattore di potenza  $PF \approx \cos\varphi > 0.9$ ;
- Bassa distorsione armonica della corrente in uscita;
- Inseguimento del punto di massima potenza (MPPT);
- Capacità di limitare la potenza di ingresso dal generatore fotovoltaico spostandone il punto di funzionamento;
- Bassa ondulazione sulla tensione DC;
- Accensione e spegnimento automatici con basse soglie di irradianza.

Questi tipi di inverter possono erogare potenza attiva e reattiva e tendono a restare accesi in caso in cui la rete venga staccata, ma possedendo un sistema di inseguimento del punto di massima potenza e lavorando con PF vicino al valore unitario, si troverebbero impossibilitati a mantenere regolare il flusso di potenza con conseguenti instabilità. Per questo motivo, le perturbazioni di tensione vengono rilevate da un sistema costituito da un relè di sovra-tensione/sotto-tensione e di frequenza che disattiva l'inverter.

### 3. Studio del caso

Nel caso preso in esame si studia la fattibilità di un impianto fotovoltaico a supporto di una piattaforma polifunzionale di trattamento di rifiuti speciali pericolosi dell'azienda Grassano S.p.A. Le superfici messe a disposizione dall'azienda sono il tetto del lotto 1 (un capannone industriale) e alcuni terreni adiacenti allo stabilimento situati nei pressi di una tratta autostradale.

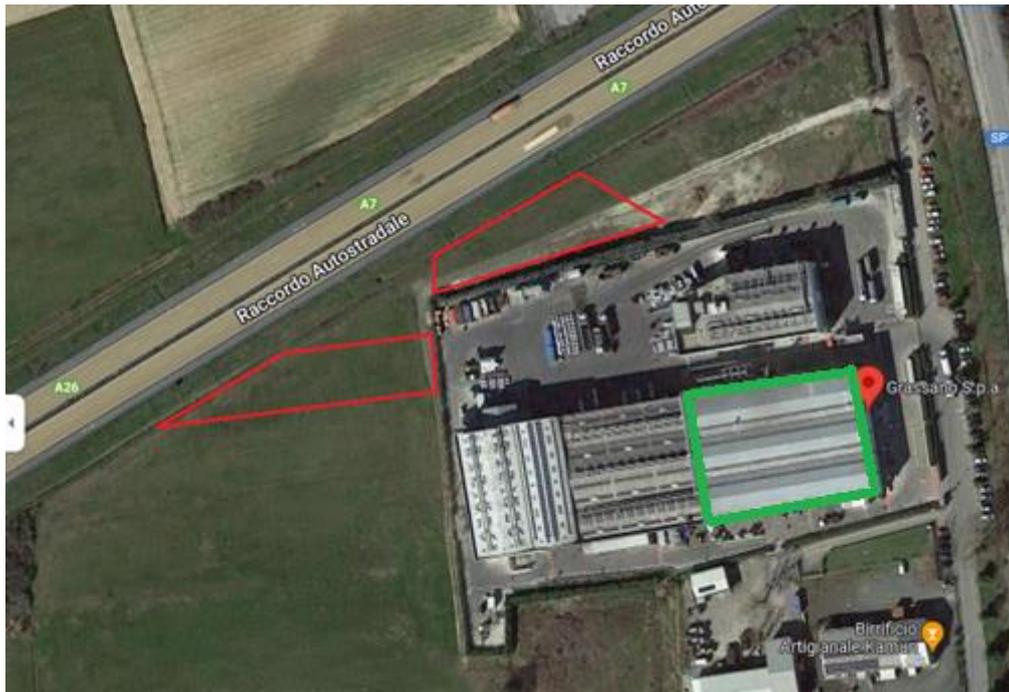


Figura 18 - Vista dall'alto dell'azienda Grassano spa

Nel sito è già presente un impianto fotovoltaico installato nel 2011 che ha una potenza nominale di 36 kW e tutta l'energia elettrica prodotta è auto consumata come si evince dall'analisi energetica fornita dall'azienda.

FABBISOGNO ENERGETICO						
	FOTOVOLTAICO			RETE		
	PRODOTTA	CEDUTA	AUTOCONSUMATA	PRELEVATA	TOTALE CONSUMO	
2019	31.761	-	31.761	1.897.447	1.929.208,00	
2020	30.985	-	30.985	1.713.184	1.744.169,00	
2021	21.256	-	21.256	2.025.101	2.046.357,47	
2022	23.996	-	23.996	1.378.043	1.402.038,58	

Tabella 1 - Schema dei consumi elettrici dell'azienda Grassano spa

Si può notare come l'azienda abbia ridotto notevolmente i consumi elettrici nell'ultimo anno grazie all'introduzione di tecnologie all'avanguardia che permettono il risparmio energetico. Il futuro impianto fotovoltaico in programma per il biennio 2023-2024 risponde ad assolvere a questa esigenza.

Attraverso l'analisi delle bollette per l'energia elettrica è possibile verificare che la maggior parte dei consumi avviene nella fascia 1, ovvero da lunedì a venerdì, dalle 7.00 alle 19.00. Ciò indica che, anche in caso di realizzazione di un impianto di taglia media, la maggior parte dell'energia verrà auto consumata, si sceglie quindi di non considerare nella seguente trattazione un sistema di accumulo.

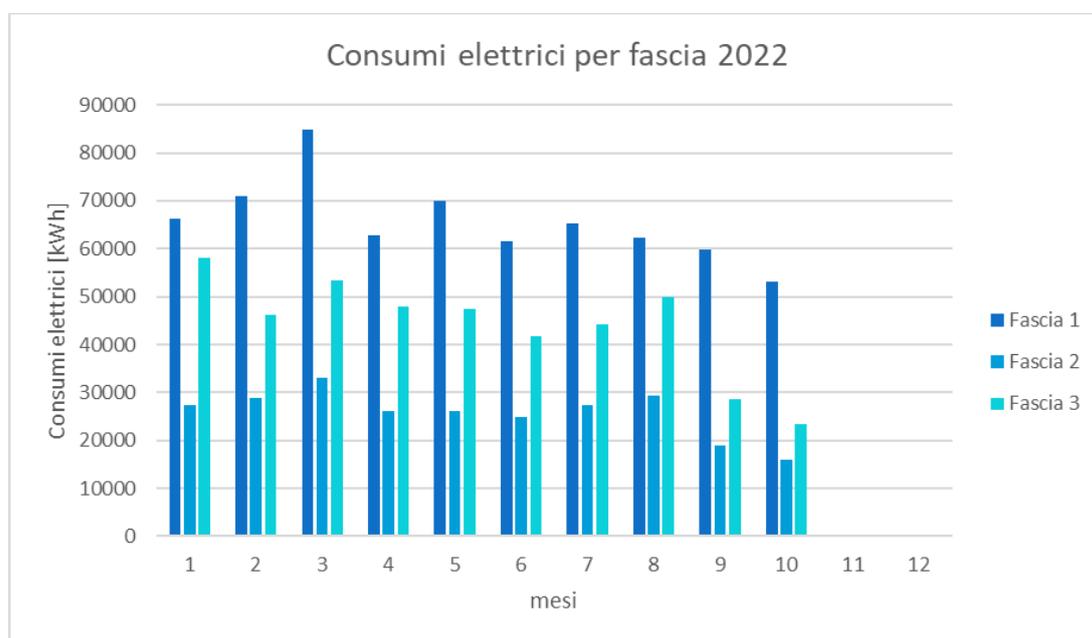


Figura 19 - Consumi elettrici per fascia oraria della Grassano spa anno 2022

Considerando la mole di energia di cui l'azienda ha bisogno l'obiettivo sarà quello di dimensionare un impianto il più grande possibile e quindi sfruttare al massimo lo spazio a disposizione.

### 3.1 Impianto su tetto

Per l'impianto su tetto il primo passo è effettuare un sopralluogo sullo stesso per verificare le condizioni, la copertura, lo spazio effettivamente disponibile e la presenza di ostacoli che possano generare qualche fenomeno di ombra.



*Figura 20 - Foto ricavata dal sopralluogo sul tetto del lotto 1 dell'azienda Grassano spa*



*Figura 21 - Foto ricavata dal sopralluogo sul tetto del lotto 1 dell'azienda Grassano spa*

Come si può vedere dalle immagini (foto scattate durante il sopralluogo) il tetto è coperto da lamiera grecata che è l'ideale poiché non presenta grosse difficoltà per l'installazione della struttura che sorreggerà i moduli fotovoltaici e inoltre, se già collegata all'impianto di terra, pone di fatto a terra sia i telai dei moduli che la struttura.

Il tetto è composto da tre sezioni a doppia falda ed è necessario capire quale lato del capannone è rivolto a sud.



Figura 22 - Angolo di azimut

Come si può osservare dall'immagine l'edificio presenta una buona inclinazione e risulta inclinato di solo  $10^\circ$  rispetto al sud; pertanto, l'angolo di azimut è uguale a  $-10^\circ$ . Ciò suggerisce che le falde poste in direzione sud verranno utilizzate per l'installazione dei moduli fotovoltaici, ma, considerando il piccolo angolo di inclinazione del tetto, si valuta anche l'ipotesi che vengano utilizzate anche quelle a nord, raddoppiando sostanzialmente la taglia dell'impianto.

L'edificio è di forma rettangolare e misura  $60.5 [m]$  il lato lungo e  $45.6 [m]$  il lato corto. La superficie disponibile per l'installazione dei moduli fotovoltaici è solo la metà della totale ed equivale a circa  $1380 [m^2]$  divisi in tre parti ciascuna da circa  $460 [m^2]$ . Non sono presenti grosse ombre, ma bisogna tenere in considerazione la paratia e un comignolo presente che apparteneva ad un impianto di aerazione ormai in disuso e che quindi potrà essere rimosso. Tutte le strutture esterne alla paratia sono sul lato nord dell'edificio per cui non sono influenti, inoltre non sono presenti edifici molto alti nei dintorni che possono interferire e generare ombre sul tetto.

È necessario calcolare l'ombra generata dalla paratia poiché essa si estende lungo tutto il lato lungo della superficie disponibile. Per calcolare la lunghezza dell'ombra si utilizza la formula:

$$l_{ombra} = h \cdot \cot \alpha \tag{10}$$

Dove:

- $l_{ombra}$  è la lunghezza della proiezione dell'ombra;
- $h$  è l'altezza dell'ostacolo che genera l'ombra uguale a  $80 \text{ cm}$ ;

- $\alpha$  è l'angolo che esprime l'altezza del sole.

L'altezza solare si può calcolare conoscendo la latitudine l'angolo orario e la declinazione attraverso la formula:

$$\sin \alpha = \sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega \quad (11)$$

Per semplicità si è scelto di calcolare l'altezza solare a mezzogiorno del solstizio d'inverno, giorno in cui il sole è più basso rispetto alla linea dell'orizzonte.

Si ottiene quindi il valore di  $22^\circ$ .

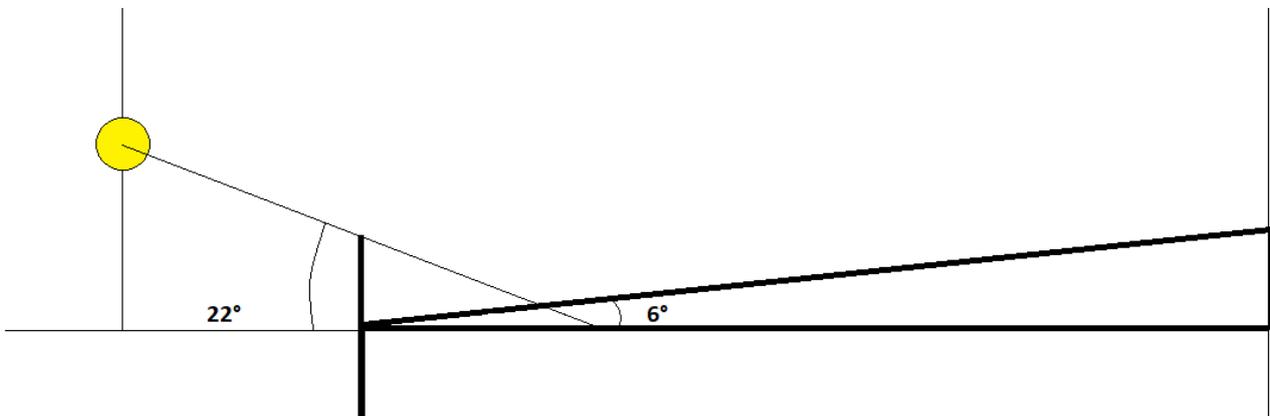


Figura 23 - Schema dell'ombreggiamento dovuto alla paratia del tetto del lotto 1 dell'azienda Grassano spa

È possibile quindi calcolare la proiezione dell'ombra sul piano orizzontale equivalente a circa 2 [m], ma è necessario riportare tale proiezione sul lato obliquo come in figura. Eseguendo qualche piccolo calcolo trigonometrico si ottiene un valore di circa 1.60 [m] d'ombra sul lato obliquo. Si ritiene di non considerare tale sezione durante il dimensionamento dell'impianto onde evitare possibili problematiche dovute allo shading, ciò avviene solo per la prima falda, quella esposta più a sud, le altre non presentano ostacoli.

### 3.1.1 Scelta dei moduli fotovoltaici

Considerando i consumi di energia elettrica dell'azienda si è deciso di procedere cercando di ottenere il progetto preliminare di un impianto che abbia la potenzialità massima. Sono stati scelti i moduli

Tiger Neo N-type 78HL4-(V), moduli monocristallini di alta qualità e resa, da 615 W della Jinko Solar un'azienda leader del settore.

L'azienda produttrice offre la garanzia per 12 anni e assicura una riduzione lineare della potenza erogata dello 0.40% per 30 anni, che corrisponde alla vita della tecnologia. Inoltre, sono utilizzate tecnologie all'avanguardia che permettono di ottimizzare i processi di produzione di corrente e di resistenza alle intemperie, il carico massimo dichiarato contro vento e neve è rispettivamente 2400 e 5400 Pa.

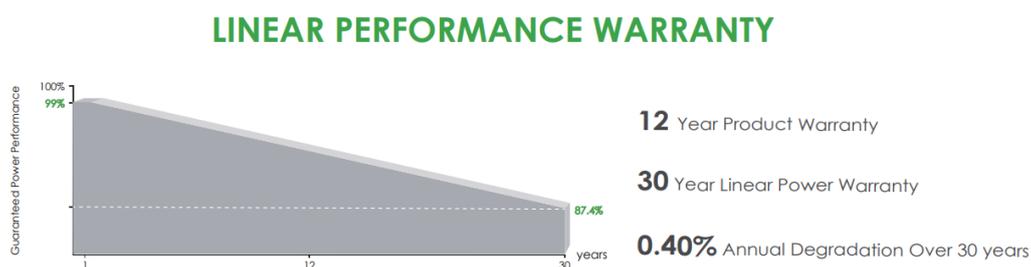


Figura 24 - Grafico della perdita di prestazione del modulo fotovoltaico negli anni

Vengono di seguito illustrate le caratteristiche del prodotto in questione ricavate direttamente dalla scheda tecnica fornita dall'azienda produttrice.

SPECIFICATIONS		
Module Type	JKM615N-78HL4 JKM615N-78HL4-V	
	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	615Wp	462Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	45.69V	42.39V
Maximum Power Current (Imp)	13.46A	10.91A
Open-circuit Voltage (Voc)	55.40V	52.62V
Short-circuit Current (Isc)	14.18A	11.45A
Module Efficiency STC (%)	22.00%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C	
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)	
Maximum series fuse rating	30A	
Power tolerance	0~+3%	
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C	
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C	
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C	
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C	

Figura 25 - Scheda tecnica del modulo fotovoltaico

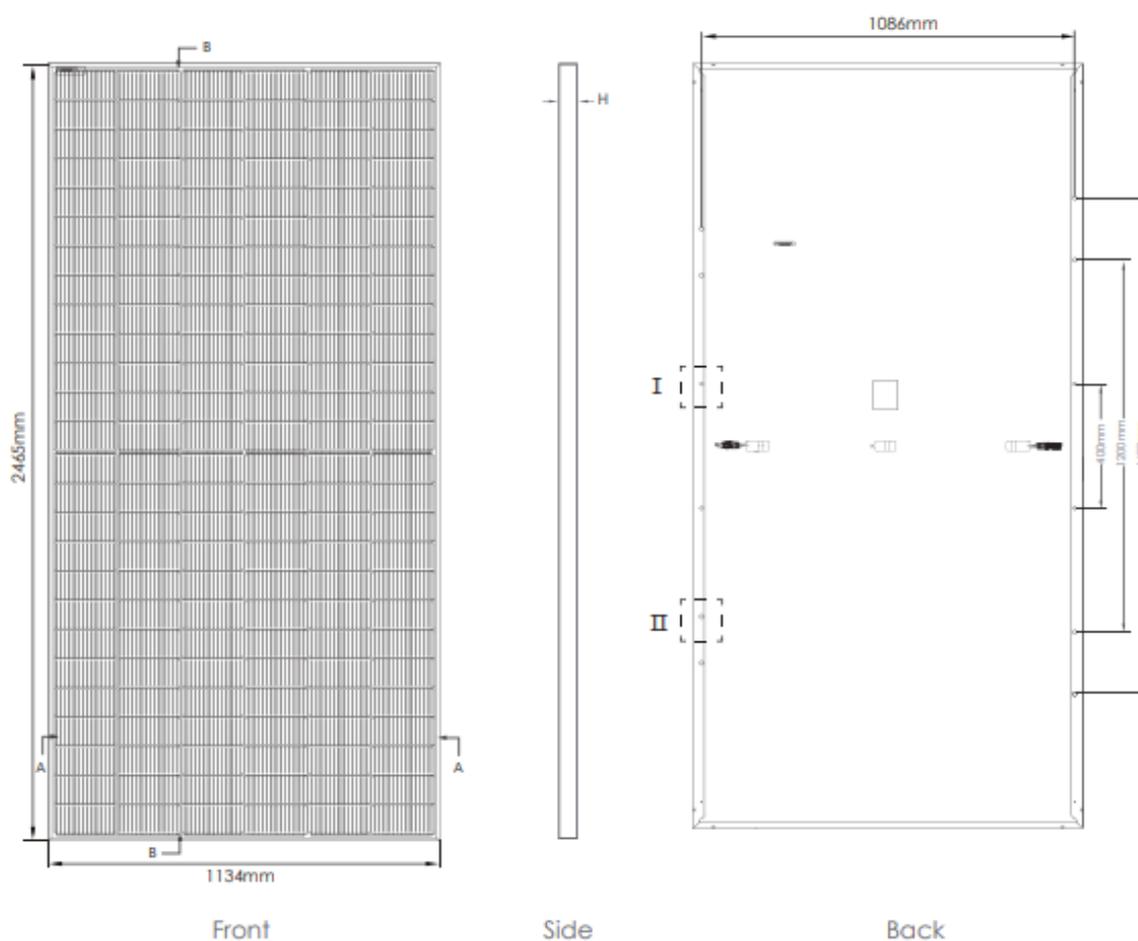


Figura 26 - Proiezione del modulo fotovoltaico

### 3.1.2 Scelta dell'inverter e disposizione dei moduli

Per capire la quantità ottimale e il numero di pannelli da posizionare è necessario stimare a priori la taglia dell'impianto e scegliere l'inverter che verrà utilizzato, in questo caso si considera che l'impianto possa raggiungere una taglia totale, considerando tutte le falde, di oltre 400 kWp. È stato scelto il modello blueplanet 105 TL3 -INT della KACO new energy, un inverter con una potenza in uscita di 100 kW, di seguito viene esposta la scheda tecnica dell'inverter.

**Basic Data**

Name	blueplanet 105 TL3 - INT
Description	Nennspannung 400V (3P+PE) Line voltage 400V (3P+PE)
Number of Trackers	1

**Electrical Data - DC**

Nominal DC Output	105 kW	Max. DC power	157.5 kW
Nominal DC Voltage	620 V	Max. Input Voltage	1500 V
Max. Input Current	183 A	Number of DC Inlets	1

**Electrical Data - AC**

Nominal AC Power	99.9 kW	Max. AC Power	105 kVA
Nominal AC Voltage	230 V	Number of Phases	3
With Transformer	-		

**Electrical Data - Other**

Change in Efficiency when Input Voltage deviates from Rated Voltage	-0.1 %/100V	Min. Feed-in Power	200 W
Standby Consumption	10 W	Night Consumption	2.5 W

**MPP Tracker Data**

Output Range < 20% of Power Rating	98.86 %	Output Range > 20% of Power Rating	98.89 %
Max. Input Power per MPP Tracker	157.5 kW	Max. Input Current per MPP Tracker	183 A
Max. MPP Voltage	1300 V	Min. MPP Voltage	591 V

*Figura 27 - Scheda tecnica dell'inverter caso tetto*

Per soddisfare le esigenze di spazio del tetto e quelle tecniche dell'inverter, per le falde rivolte verso sud la disposizione pensata per i pannelli è quella di 16 stringhe formate da 21 pannelli disposte in modo da generare un corridoio centrale che agevoli le operazioni di pulizia e manutenzione. Ad ogni inverter saranno collegate otto stringhe poste in parallelo tra di loro.

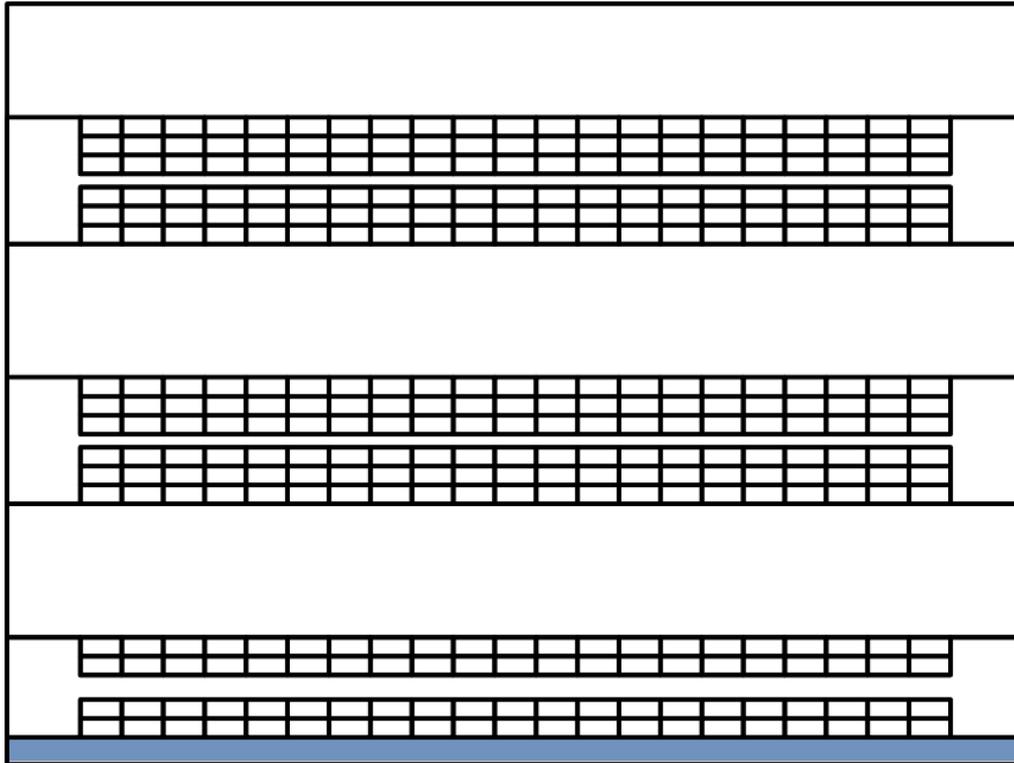


Figura 28 - Schema della disposizione dei moduli fotovoltaici nel caso in cui si usi solo la falda a sud del tetto

Come si può notare dal disegno, la falda più a sud ospiterà meno stringhe poiché la parte evidenziata in azzurro rappresenta la zona potenzialmente in ombra che si è scelto di escludere dalla superficie disponibile. Nelle altre due falde, con superficie disponibile maggiore sono state aggiunte altre due stringhe. La disposizione è stata scelta in modo da favorire l'accoppiamento del sistema fotovoltaico con l'inverter, ma anche per lasciare sufficiente spazio agli operatori che si occuperanno delle fasi di installazione e manutenzione, riducendo il rischio di danni al sistema e agli stessi.

### 3.1.3 Verifiche di accoppiamento.

Innanzitutto, è necessario verificare che impianto e inverter siano accoppiabili per quanto riguarda la taglia, per fare ciò si ricorre al fattore di dimensionamento  $FD$ :

$$FD = \frac{\text{taglia generatore FV}}{\text{taglia inverter}} \quad (12)$$

Il fattore di dimensionamento è un numero adimensionale e, per avere due sistemi compatibili, deve essere compreso tra 0.9 e 1.2, in questo caso:

$$FD = \frac{336 \cdot 615}{99.9 \cdot 2 \cdot 1000} = 1.0342 \approx 1.03$$

È necessario ora verificare che i valori di tensione e corrente in ingresso all'inverter siano entro limiti esposti sulla scheda tecnica di quest'ultimo, in questo caso la tensione di circuito aperto totale delle stringhe non deve eccedere il valore di 1500 V, per quanto riguarda il valore minimo, esso deve essere superiore a 567 V.

Si noti dal seguente grafico come la tensione di circuito aperto del singolo modulo dipenda considerevolmente dalla temperatura, in particolare al diminuire di quest'ultima la tensione di circuito aperto aumenta.

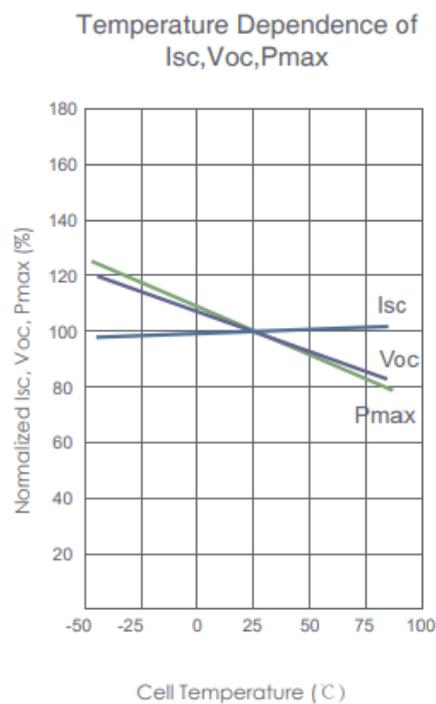


Figura 29 - Andamento della tensione di circuito aperto, della corrente di cortocircuito e della potenza massima con la temperatura

La relazione che lega la tensione di circuito aperto e la temperatura è la seguente:

$$U_{OC}(T_C) = U_{OC}(STC) \cdot (1 + \beta_{U_{OC}} \cdot \Delta T_C) \quad (13)$$

Dove:

- $U_{OC}$  è la tensione di circuito aperto;

- $T_C$  è la temperatura di cella;
- $STC$  rappresenta la condizione standard, ovvero 25 °C;
- $\beta_{U_{OC}}$  è il coefficiente di temperatura della cella, equivalente a  $-0.25 \left[ \frac{\%}{^\circ C} \right]$ .

Bisogna fare riferimento al caso in cui la tensione di circuito aperto è massimo, ovvero quando la temperatura è minima. Considerando i dati atmosferici della zona presa in considerazione, questa temperatura è uguale a -10 °C. Si ottiene quindi il valore di 60.2475 V e considerando i 21 moduli in serie un valore totale di tensione in ingresso massima uguale a 1265.2 V circa. Questo valore è inferiore al limite imposto dall'inverter.

Si verifica ora il valore minimo: è uguale a 46.59 V per il singolo modulo e uguale 978.42 V per la stringa superiore al limite imposto dall'inverter.

Per quanto riguarda la corrente di corto circuito dal grafico si nota come essa sia poco suscettibile alla variazione di temperatura per cui è possibile considerare il valore espresso sulla scheda tecnica del modulo fotovoltaico. Tale valore è uguale a 14.18 A: considerando sette stringhe connesse in parallelo, si ottiene una corrente totale equivalente a circa 113.4 A inferiore ai valori massimi in entrata per l'inverter.

Si verificano i valori di potenza massima: per quanto riguarda la tensione massima vale la formula utilizzata in precedenza e si ottiene un valore totale di 1043.4 V, per quella minima si ottiene un valore di 806.93 che è compreso nel range dell'inseguitore del punto di massima potenza. Per la corrente, il valore totale 107.7 A ed anche questo si trova nel range disponibile.

Inverter e sistema fotovoltaico, nella configurazione in cui è stato concepito, risultano perfettamente accoppiabili.

#### 3.1.4 Calcolo della producibilità e confronto con dati ricavati da PVGIS

Nel seguente paragrafo si procederà calcolando analiticamente la producibilità dell'impianto precedentemente descritto per poi confrontarla con una simulazione ottenuta dal software PVGIS.

PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) è un software online fornito dal sito principale dell'European Commission's Joint Research Centre che, sfruttando i dati meteorologici raccolti in tutto il mondo in diversi database, permette di svolgere simulazioni per quanto riguarda sistemi solari fotovoltaici e termici. Il software permette di impostare soltanto il tipo di tecnologia da utilizzare (per esempio fotovoltaico monocristallino) senza precisare il tipo di pannello e di

conseguenza tutte le caratteristiche ad esso associate. Per questo motivo per verificare l'attendibilità dei dati ottenuti da PVGIS è stato svolto un calcolo analitico della potenza prodotta dall'inverter, sfruttando i dati metereologici sempre ottenuti dal software.

La formula che consente di eseguire il calcolo è la seguente:

$$P = P_{nom} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot (1 + \gamma \Delta T_C) \cdot \eta_{loss} \cdot \eta_{AC-DC} \cdot \eta_{euro} \quad (14)$$

Dove:

- $P$  è la potenza in uscita del singolo inverter;
- $P_{nom}$  è la taglia dell'inverter;
- $G$  l'irradianza;
- $G_{STC}$  l'irradianza nelle condizioni standard uguale a  $1000 \left[ \frac{W}{m^2} \right]$ ;
- $\gamma$  è il coefficiente di perdita di potenza per grado centigrado proprio del pannello fotovoltaico e per i pannelli considerati equivalente a  $-0.3 \left[ \frac{\%}{^\circ C} \right]$ ;
- $\Delta T_C$  è la differenza di temperatura tra la cella e l'ambiente e si calcola attraverso la formula:

$$\Delta T_C = (NOCT - 20) \cdot \frac{G}{800} \quad (15)$$

Dove la NOCT (normal operating cell temperature) equivale a  $45 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

- $\eta_{loss}$  è un coefficiente di perdita legato alla sporcizia dei pannelli e alle perdite nei cavi che trasportano la corrente elettrica e si stima equivalente a 0.89;
- $\eta_{AC-DC}$  è il rendimento di conversione dell'inverter;
- $\eta_{euro}$  è il rendimento europeo.

È necessario fare alcune precisazioni per quanto riguarda il rendimento di conversione. La casa produttrice fornisce solo il rendimento massimo uguale a 98.9% e quello europeo che è una media pesata di alcuni rendimenti a diverse potenze ed è uguale a 98.6%. Considerando che solitamente il rendimento massimo si ottiene intorno al 30% della potenza nominale, si ipotizza che:  $\eta_{AC-DC}(0.3P_n) = \eta_{AC-DC_{max}} = 0.989$ .

Si esplicita ora l'espressione esprime il rendimento di conversione:

$$\eta_{AC-DC} = \frac{P_{DC} - (P_0 + C_q P_{DC}^2)}{P_{DC}}$$

Dove:

- $P_{DC}$  è la potenza in ingresso lato DC;
- $P_0$  è la potenza minima da immettere per ricavare una conversione, essa è espressa sulla scheda tecnica ed è uguale a 200 W;
- $C_q$  è un fattore di conversione.

L'unico valore incognito è il fattore di conversione  $C_q$  e una volta calcolato è possibile tracciare un grafico che esprime il rendimento di conversione in funzione della potenza immessa.

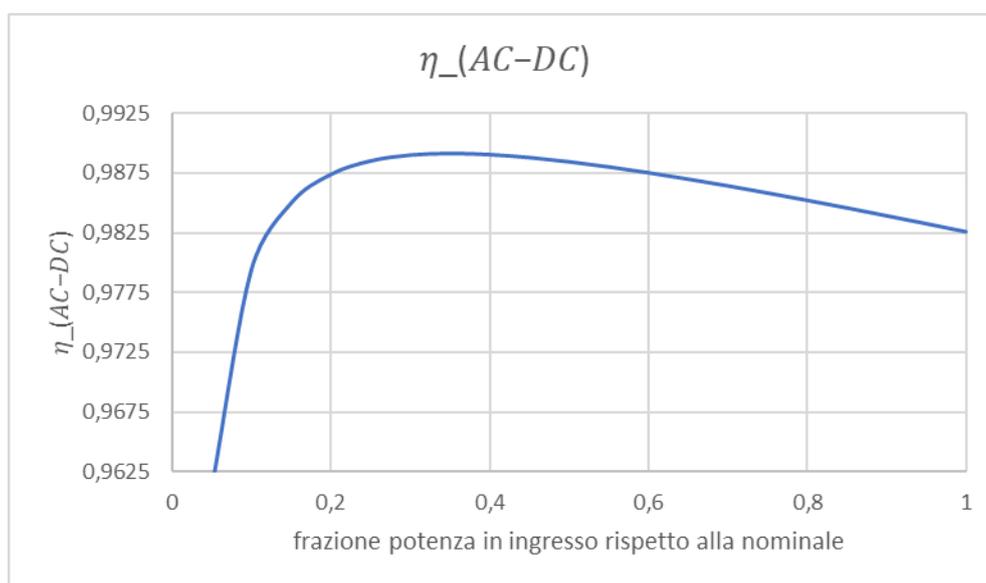


Figura 30 - Grafico del rendimento dell'inverter al variare della potenza in ingresso (lato DC)

Il grafico rispetta l'andamento tipico e per verificare la sua attendibilità si calcola il rendimento europeo e lo si confronta con quello fornito dalla casa produttrice:

$$\eta_{euro} = 0.03 \cdot \eta_{5\%} + 0.06 \cdot \eta_{10\%} + 0.13 \cdot \eta_{20\%} + 0.1 \cdot \eta_{30\%} + 0.48 \cdot \eta_{50\%} + 0.2 \cdot \eta_{100\%} \quad (17)$$

Si ottiene come risultato 0.986 e si procede calcolando il termine:

$$P = P_{nom} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot (1 + \gamma \Delta T_C) \cdot \eta_{loss} \cdot \eta_{euro} \quad (18)$$

Una volta calcolato, si ricava da esso il rendimento di conversione e di conseguenza la potenza realmente emessa (lato AC).

Per eseguire il calcolo sono stati ricavati da PVGIS i dati relativi all'irradianza media per ogni ora di luce per ogni mese dell'anno riferiti ad una superficie inclinata di 6° e con azimut uguale a -10°, da questi si è potuto calcolare il  $\Delta T_c$  e la potenza media prodotta per ogni ora di luce per ogni mese dell'anno. Di seguito sono riportati i dati:

IRR [W/m <sup>2</sup> ]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
05:00	0	0	0	0	2,78	14,92	3,58	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	24,72	89,82	119,22	101,02	43,78	2,11	0	0	0
07:00	0	0	40,84	148,77	222,41	266,62	255,11	191,49	108,19	31,05	0	0
08:00	2,55	63,75	174,88	291,5	369,96	427,97	424,16	355,2	255,12	143,81	60,12	4,85
09:00	11,82	179,07	313,54	430,58	520,44	577,24	593,16	513,87	404,69	244,52	147,55	110,98
10:00	195,17	268,04	425,7	543,86	636,48	693,14	718,01	638,2	525,41	321,63	207,98	187,34
11:00	254,16	319,61	500,18	607,49	699,4	784,5	811,22	729,73	606,2	382,71	256,14	238,18
12:00	283,33	362,31	547,41	649,71	751,95	820,39	853,16	769,82	639,9	410,69	275,46	259,61
13:00	284,82	352,09	534,21	640,46	729,54	809,14	854,2	757,32	616,32	395,2	266,23	251,58
14:00	245,4	324,9	494,15	589,73	667,41	741,11	783,51	700,21	559,59	351,99	226,03	210,96
15:00	188,7	265,84	407,86	485,39	559,27	634,29	666,21	586,5	447,53	261,4	153,9	140,21
16:00	91,43	175,03	285,06	368,05	434,28	496,81	526,58	444,14	318,81	157,01	65,19	44,46
17:00	0,82	58,83	151,48	226,83	288,41	341,79	361,97	286,99	165,77	36,46	0	0
18:00	0	0	18,58	84,61	144,03	192,18	196,95	130,64	28,88	0	0	0
19:00	0	0	0	0,44	27,28	62,91	61,37	14,34	0	0	0	0

Tabella 2 - Irradianza media alle diverse ore del giorno per ogni mese dell'anno

delta Tc [°C]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
05:00	0	0	0	0	0,08688	0,4663	0,1119	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0,7725	2,80688	3,7256	3,1569	1,36813	0,06594	0	0	0
07:00	0	0	1,2763	4,6491	6,95031	8,3319	7,9722	5,98406	3,38094	0,9703	0	0
08:00	0,0797	1,9922	5,465	9,1094	11,5613	13,374	13,255	11,1	7,9725	4,4941	1,87875	0,15156
09:00	0,3694	5,5959	9,7981	13,456	16,2638	18,039	18,536	16,0584	12,6466	7,6413	4,61094	3,46813
10:00	6,0991	8,3763	13,303	16,996	19,89	21,661	22,438	19,9438	16,4191	10,051	6,49938	5,85438
11:00	7,9425	9,9878	15,631	18,984	21,8563	24,516	25,351	22,8041	18,9438	11,96	8,00438	7,44313
12:00	8,8541	11,322	17,107	20,303	23,4984	25,637	26,661	24,0569	19,9969	12,834	8,60813	8,11281
13:00	8,9006	11,003	16,694	20,014	22,7981	25,286	26,694	23,6663	19,26	12,35	8,31969	7,86188
14:00	7,6688	10,153	15,442	18,429	20,8566	23,16	24,485	21,8816	17,4872	11	7,06344	6,5925
15:00	5,8969	8,3075	12,746	15,168	17,4772	19,822	20,819	18,3281	13,9853	8,1688	4,80938	4,38156
16:00	2,8572	5,4697	8,9081	11,502	13,5713	15,525	16,456	13,8794	9,96281	4,9066	2,03719	1,38938
17:00	0,0256	1,8384	4,7338	7,0884	9,01281	10,681	11,312	8,96844	5,18031	1,1394	0	0
18:00	0	0	0,5806	2,6441	4,50094	6,0056	6,1547	4,0825	0,9025	0	0	0
19:00	0	0	0	0,0138	0,8525	1,9659	1,9178	0,44813	0	0	0	0

Tabella 3 – Delta T della cella medio alle diverse ore del giorno per ogni mese dell'anno

eta_AC_DC	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
05:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,187	0,848	0,369	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
06:00	0,000	0,000	0,000	0,908	0,973	0,979	0,976	0,948	0,000	0,000	0,000	0,000
07:00	0,000	0,000	0,944	0,983	0,987	0,988	0,988	0,986	0,978	0,927	0,000	0,000
08:00	0,114	0,964	0,985	0,988	0,989	0,989	0,989	0,989	0,988	0,982	0,961	0,534
09:00	0,809	0,985	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,987	0,983	0,978
10:00	0,986	0,988	0,989	0,989	0,988	0,988	0,988	0,988	0,989	0,989	0,986	0,985
11:00	0,988	0,989	0,989	0,989	0,988	0,987	0,987	0,988	0,989	0,989	0,988	0,987
12:00	0,988	0,989	0,989	0,988	0,988	0,987	0,987	0,987	0,988	0,989	0,988	0,988
13:00	0,988	0,989	0,989	0,988	0,988	0,987	0,987	0,988	0,989	0,989	0,988	0,988
14:00	0,987	0,989	0,989	0,989	0,988	0,988	0,987	0,988	0,989	0,989	0,987	0,986
15:00	0,985	0,988	0,989	0,989	0,989	0,988	0,988	0,989	0,989	0,988	0,983	0,982
16:00	0,974	0,985	0,988	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,983	0,964	0,948
17:00	0,000	0,961	0,983	0,987	0,988	0,989	0,989	0,988	0,984	0,937	0,000	0,000
18:00	0,000	0,000	0,878	0,972	0,982	0,986	0,986	0,981	0,921	0,000	0,000	0,000
19:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,917	0,963	0,962	0,842	0,000	0,000	0,000	0,000

Tabella 4 – Rendimento medio dell'inverter alle diverse ore del giorno per ogni mese dell'anno

P_AC [kWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
05:00	0	0	0	0	45,46426	1103,468	115,269	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	1955,536	7570,358	10080,31	8528,417	3607,601	0	0	0	0
07:00	0	0	3353,211	12586,95	18763,52	22423,74	21474,26	16182,26	9140,526	2504,952	0	0
08:00	25,39319	5331,294	14788,36	24467,85	30839,95	35479,15	35176,33	29649,79	21475,09	12167,33	5018,525	226,0595
09:00	833,5632	15140,46	26269,16	35686,44	42748,17	47136,75	48356,38	42236,8	33624,73	20598,53	12483,78	9378,454
10:00	16490,4	22540,71	35298,76	44564,72	51652,14	55912,15	57763,93	51782,31	43134,49	26928,13	17561,06	15834,47
11:00	21395,79	26763,7	41168,76	49450,32	56379,3	62660,68	64606,42	58632,77	49352	31864,84	21559,33	20073,26
12:00	23797,86	30223,59	44839,21	52651,98	60273,3	65271,26	67635,01	61586,3	51910,9	34103,61	23151,32	21845,76
13:00	23920,14	29398,51	43817,42	51953,25	58618,7	64455,41	67709,72	60668,46	50122,56	32865,96	22391,61	21182,58
14:00	20671,38	27194,15	40697,24	48094	53984,73	59474,06	62588,34	56439,69	45779,26	29390,43	19064,57	17809,7
15:00	15948,48	22359,48	33877,82	40011,09	45754,59	51486,34	53894,55	47846,71	37029,64	21993,44	13020,47	11862,49
16:00	7708,222	14800,97	23939,83	30686,16	35980,09	40905,32	43225,37	36761,42	26698,56	13283,05	5455,3	3666,416
17:00	0	4907,317	12816,02	19131,07	24214,59	28565,05	30196,17	24098,15	14021,7	2973,924	0	0
18:00	0	0	1421,898	7123,897	12185,95	16240,06	16639,35	11050,95	2316,689	0	0	0
19:00	0	0	0	0	2177,822	5258,939	5126,255	1052,983	0	0	0	0

Tabella 5 – Potenza media in uscita dall'inverter (lato AC) alle diverse ore del giorno per ogni mese dell'anno

Eseguendo la sommatoria per ogni mese e dividendo per un fattore mille si ottiene l'energia prodotta in kWh mediamente in un singolo giorno del mese preso in considerazione e moltiplicando per il numero di giorni del mese otteniamo la produzione totale media di energia per ogni mese la cui somma ci darà una stima della producibilità dell'impianto considerato.

Per il singolo inverter la produzione risulta uguale a 124909.4 kWh annui e considerando la coppia si ottengono 249818.7 kWh annui.

MESI	N GIORNI MESE	TOT POTENZA MEDIA GIORNALIERA [kWh]	TOT POTENZA MESE [kWh]
Gennaio	31	130,8	4054,5
Febbraio	28	198,7	5562,5
Marzo	31	322,3	9990,9
Aprile	30	418,4	12550,9
Maggio	31	501,2	15536,8
Giugno	30	566,5	16993,6
Luglio	31	583,0	18074,1
Agosto	31	501,6	15549,5
Settembre	30	384,6	11538,2
Ottobre	31	228,7	7088,9
Novembre	30	139,7	4191,2
Dicembre	31	121,9	3778,3
		<b>TOTALE ANNUO</b>	<b>124909,4</b>

Tabella 6 - Producibilità media calcolata considerando 8 stringhe in parallelo

SI procede ora con la simulazione di PVGIS per un sistema fotovoltaico connesso alla rete, il software chiede di inserire diversi dati:

- Posizione: è necessario per prima cosa inserire la posizione desiderata sulla mappa per poter procedere con l’inserimento dei dati successivi;
- Database meteorologico da cui prelevare i dati: è stato scelto il “PVGIS-SARAH2” che raccoglie dati dal 2005 al 2020 coprendo diverse aree, tra cui il Nord Africa, l’Europa, alcune parti dell’Asia e del Sud America;
- Tecnologia fotovoltaica: sono stati scelti pannelli in silicio monocristallino. Da notare che in questa sezione non è possibile selezionare nel dettaglio la marca e il modello del pannello, il software contiene dati medi relativi al tipo di tecnologia;
- Potenza di picco del sistema: sono stati selezionati 206.640 kWp, dato ottenuto in precedenza;
- Perdite di sistema: viene chiesto di indicare un valore percentuale relativo alle perdite del sistema legate alle connessioni, all’inverter, alla sporcizia e alla riduzione di prestazione negli anni del sistema. PVGIS propone un valore di riferimento uguale al 14% che è una buona stima anche per il caso in questione e quindi non è stato modificato;
- Tipo di installazione: ciò serve a considerare gli effetti dell’aria e del vento che possono raffreddare il pannello e migliorarne le prestazioni. Nel caso in questione è stata selezionata la spunta che indica che i pannelli sono installati su tetto;

- Angolo di tilt: viene chiesto di indicare l'angolo di tilt dei pannelli, 6° nel caso in questione. Il software dà anche l'opzione di ottimizzare tale angolo;
- Angolo di azimut: -10° nel caso in questione, anche per quanto riguarda questo angolo l'ottimizzazione è possibile.

La produzione annuale ottenuta da PVGIS è 234718.41 kWh, valore pressoché uguale a quelli ottenuti precedentemente. È possibile confrontare gli andamenti produttivi mensili che sono leggermente diversi e ciò è dovuto al fatto che la taglia dell'inverter è leggermente più grande del necessario. La scelta è stata fatta per evitare che esso lavori a pieno regime e si surriscaldi troppo o sovraccarichi.

Si ritiene quindi accettabile un valore che si aggira intorno 240000 kWh prodotti annualmente, che corrispondono a circa il 17% del fabbisogno elettrico aziendale.

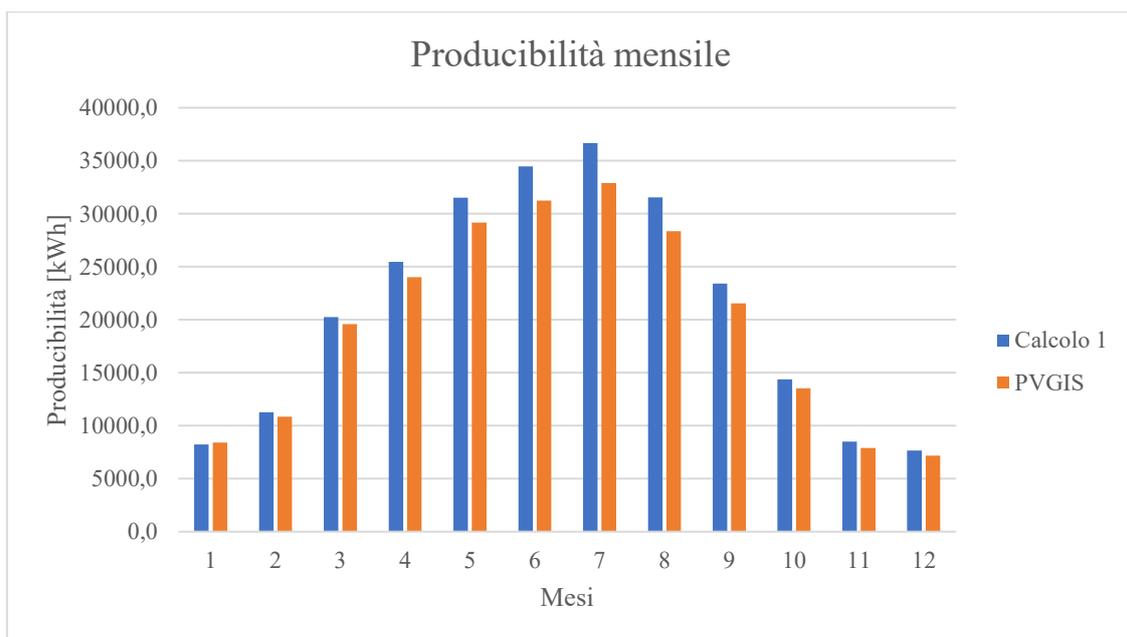


Figura 31 - Grafico che confronta la producibilità calcolata con quella ricavata da PVGIS

### 3.1.5 Integrazione lato nord

Considerando l'inclinazione delle falde del tetto (6°) è possibile considerare di utilizzare anche le falde esposte a nord per posizionare i moduli fotovoltaici. Data la geometria del tetto, falde a nord potrebbero ospitare 378 moduli fotovoltaici suddivisi in 18 stringhe da 21 ognuna.

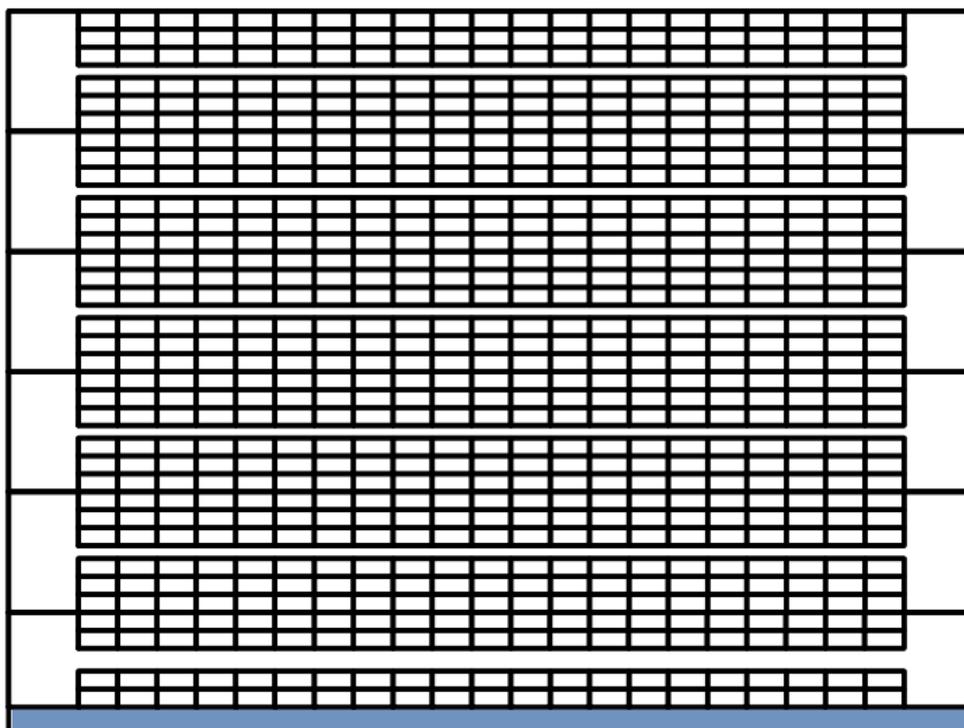


Figura 32 - Schema della disposizione dei moduli fotovoltaici sfruttando entrambe le falde del tetto (sud + nord)

La taglia di questa sezione sarebbe equivalente a 232470 kWp e utilizzando altri due inverter uguali al modello sopracitato si ottiene un fattore di dimensionamento  $FD = 1.168 \cong 1.17$ . Non è necessario ripetere i calcoli di verifica di accoppiabilità per quanto riguarda le tensioni poiché le stringhe hanno lo stesso numero di moduli, mentre per quanto riguarda la corrente bisogna considerare una stringa in più connessa in parallelo. La corrente totale di cortocircuito massima risulta uguale a 127.6 A, valore al di sotto dei limiti imposti dall'inverter.

Procedendo con gli stessi calcoli effettuati in precedenza si ricava la producibilità dei generatori fotovoltaici posti sulla falda nord e si ottiene un valore uguale a circa 230000 kWh annui.

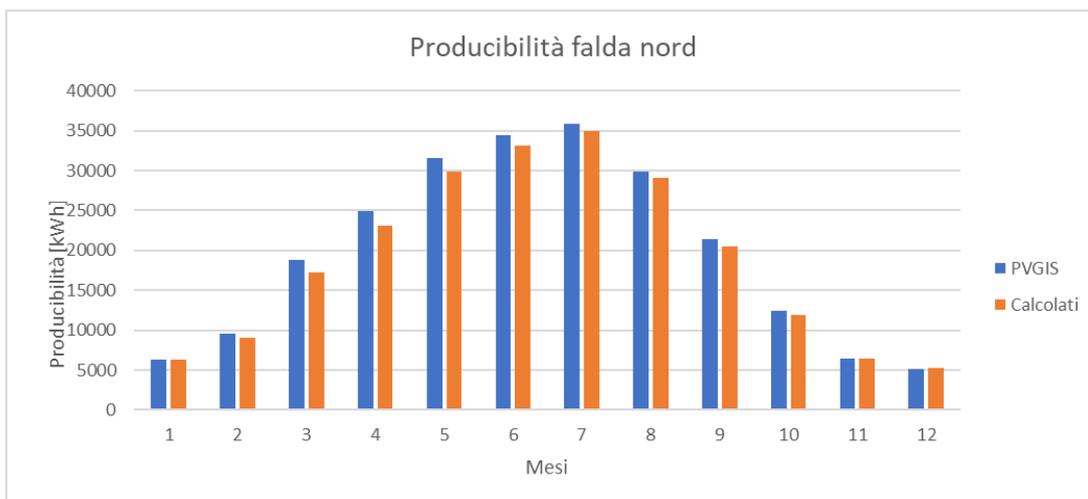


Figura 33 - Grafico che confronta la producibilità calcolata e ricavata da PVGIS della sola falda nord del tetto

Nonostante la taglia totale del generatore fotovoltaico a nord sia maggiore rispetto a quello a sud la producibilità è all'incirca la stessa e ciò perché l'esposizione a nord lo penalizza. In ogni caso, a livello pratico, la producibilità annuale viene raddoppiata per un totale di circa 470000 kWh, equivalente a circa un terzo del fabbisogno aziendale.

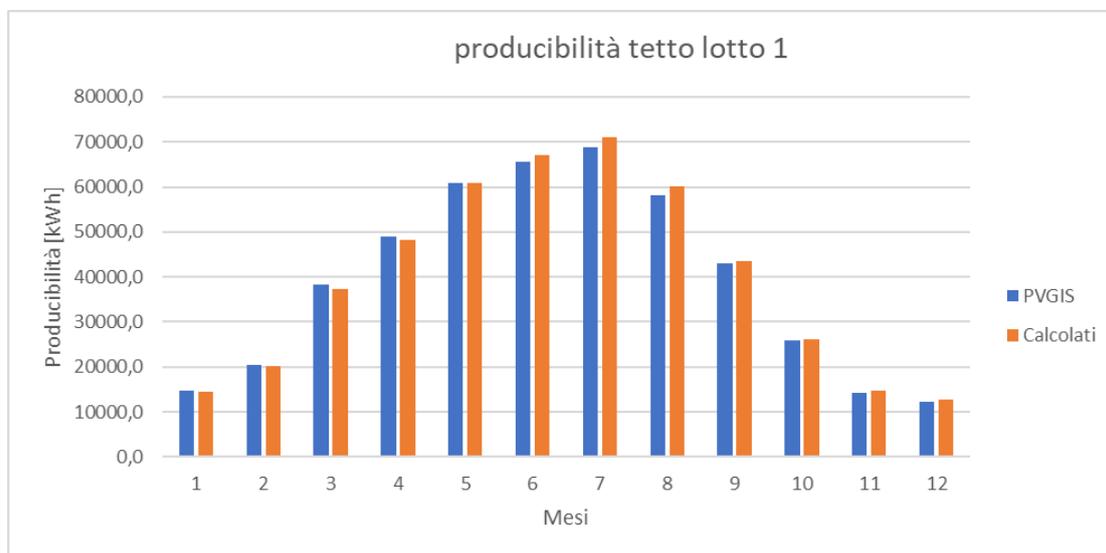


Figura 34 - Grafico che confronta la producibilità calcolata e ricavata da PVGIS dell'intero tetto del lotto 1 dell'azienda Grassano spa

### 3.1.6 Operazioni di manutenzione

L'impianto sarà situato sul tetto di uno stabilimento che tra le altre cose lavora rifiuti inerti e questo potrebbe causare, insieme alla vicinanza alla rete autostradale, un maggiore ristagno di polveri sulla

superficie dei moduli riducendo di conseguenza la producibilità. Per risolvere il problema si è pensato all'installazione di alcuni irrigatori posti lungo l'impianto che, attivati manualmente o automaticamente, saranno in grado di pulire la superficie dei moduli, riducendo gli interventi di pulizia da parte degli operatori. Inoltre, tale sistema idrico, potrà essere utilizzato durante la stagione estiva per raffreddare l'impianto aumentandone la resa.

### 3.1.7 Cablaggi

In questa sezione verranno stimate le sezioni dei cavi da utilizzare per il sistema fotovoltaico, attraverso calcoli che sfruttano il metodo della massima caduta di tensione ammissibile.

Si definiscono innanzitutto due tipologie di cavo: di stringa, che collega tra loro i moduli fotovoltaici e cavi non solari, che collegano gli inverter alla cabina di media tensione.

La lunghezza di cavo necessario per collegare una stringa è di circa 60 m, si procede verificando la caduta di tensione poiché la sezione del cavo è data dal costruttore ed uguale a  $4 \text{ mm}^2$ , essa deve essere al massimo uguale al 1%.

Per la corrente continua vale la formula:

$$\Delta V\% = \frac{200 \cdot I \cdot L_{tot} \cdot r_l}{V_n} \quad (19)$$

Dove:

- $\Delta V\%$  è la massima caduta di tensione ammissibile;
- $I$  è la corrente della linea, ovvero la corrente del singolo modulo nel punto di massima potenza, uguale a 13.46 A;
- $L_{tot}$  è la lunghezza totale della linea uguale a 60 m;
- $r_l$  è la resistenza unitaria della linea;
- $V_n$  la tensione nominale, ovvero il prodotto della tensione nel punto di massima potenza a  $T$  uguale a  $-10^\circ\text{C}$  per il numero di moduli della stringa, uguale a 1043.4 V;

Attraverso questa formula è possibile ricavare  $r_l$  da cui è possibile ricavare la sezione del cavo  $S$ :

$$S = \frac{\rho}{r_l} \quad (20)$$

In cui  $\rho$  è la resistività elettrica alla temperatura di servizio, per questo tipo di cavi si considerano 90°C, calcolabile conoscendo la resistività elettrica 20°C che per il rame è uguale a  $0.0178 \left[ \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}} \right]$ .

Otteniamo per la singola stringa un valore di  $\Delta V\%$  uguale a 0.86%

Le stringhe si riuniscono in due gruppi o quattro gruppi e scendono lungo l'edificio fino ad un locale che ospiterà gli inverter. Tale cavo che riunisce le stringhe in serie si stima sia lungo 18 m, ai suoi capi ci sarà una tensione di 1043.4 V e sarà attraversato da una corrente massima di 121.1 A. si ottiene un valore di circa  $10 \text{ mm}^2$ .

In uscita dagli inverter sarà trasportata una potenza al massimo di 99.5 kW, fino alla cabina di media tensione situata a 150 m dagli stessi, volendo ridurre la perdita di potenza lungo i cavi ad un valore non superiore all'1%, la connessione è a tre fasi e la tensione nominale in uscita dall'inverter è uguale a 230 V, ipotizzando un fattore di potenza  $\varphi$  si ottiene un valore di circa  $120 \text{ mm}^2$ .

### 3.2 Impianto a terra

L'azienda possiede alcuni terreni adiacenti lo stabilimento che sono stati resi disponibili per l'installazione di un impianto fotovoltaico a terra. Tali terreni sono nei pressi di un tratto autostradale e questo li rende utilizzabili per lo scopo grazie al recente emendamento (maggio 2022) della legge di conversione del Decreto Ucraina o Taglia Prezzi approvato in Senato che interviene sull'articolo 20, comma 8, lettera c-ter del Dlgs 199/2021. Tale decreto sblocca i terreni adiacenti alla rete autostradale entro 300 metri dalla stessa e le aree classificate agricole entro 500 metri da uno stabilimento produttivo per la costruzione di impianti fotovoltaici, anche a terra.



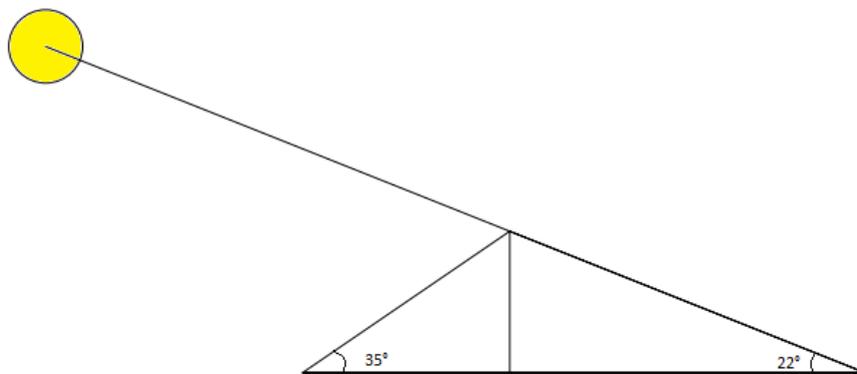
Figura 35 - Vista dall'alto dei terreni sfruttabili per l'installazione di un impianto fotovoltaico

Emerge che entrambe le superfici hanno il lato più lungo rivolto verso sud (angolo di azimut piccolo) e per questo motivo, per massimizzare il numero di pannelli che occuperanno le superfici, si è pensato di orientarli parallelamente a questo lato, dividendo la superficie in sezioni parallele in modo da evitare che le stringhe si facciano ombra tra di loro.

Bisogna considerare le ombre che gli edifici vicini potrebbero generare, ma in questo caso, considerando la situazione peggiore, ovvero le 12:00 del solstizio d'inverno, gli edifici non generano ombra che vada ad interessare le aree evidenziate. Da sottolineare che sarà necessario invece un intervento sulle siepi che circondano lo stabilimento.

Per calcolare lo spazio necessario, tra ogni fila di pannelli fotovoltaici serve conoscere l'angolo di tilt e la disposizione di tali pannelli sugli adeguati supporti. Per quanto riguarda l'angolo di tilt, in questo caso si può scegliere quello ottimale ed è possibile farlo utilizzando PVGIS, in questo caso l'angolo di tilt ottimale è uguale a  $35^\circ$ . Si è pensato quindi di disporre i pannelli con il lato lungo rivolto verso il basso e impilandone tre per ogni riga.

In questo modo il lato obliquo della struttura risulta lungo 340.2 cm e la sua proiezione sul terreno uguale a 278.7 cm.



*Figura 36 - Schema dell'ombra generata d'una fila di moduli fotovoltaici nella disposizione pensata*

Come nel caso precedente, per calcolare è necessario moltiplicare l'altezza dell'ostacolo (195.1 cm) per la cotangente dell'angolo che esprime l'altezza solare, ovvero  $22^\circ$  nel caso peggiore.

Si ottiene un valore di 483 cm, che sommato a 278.7 cm ottenuto in precedenza dà 761,7 cm di distanza dall'inizio di una fila all'inizio di quella successiva.

Ognuna delle due aree ha la dimensione necessaria per ospitare tre fila di pannelli ma data l'irregolarità della forma dei terreni, per capire quanti moduli fotovoltaici ogni fila potrà contenere è necessario svolgere calcoli trigonometrici al fine di evitare di sconfinare in terreni che non sono proprietà dell'azienda.

La seguente tabella esprime il numero di pannelli che ogni fila potrà contenere per ognuno dei due terreni.

	TERRENO 1	TERRENO 2
FILA 1	99	87
FILA 2	78	72
FILA 3	57	24
TOT	234	183

*Tabella 7 - Disposizione dei pannelli per ogni terreno*

### 3.2.1 Terreno 1

L'angolo di azimut del lato lungo del terreno è uguale a  $-10^\circ$ .

La scelta dei pannelli è la stessa dell'impianto su tetto, ma cambierà l'inverter poiché la taglia dell'impianto sarà minore.

Si è pensato di ridurre leggermente il numero di moduli totale, sia per motivi di spazio, sia per rendere l'impianto più facilmente accoppiabile con gli inverter. Tale numero è uguale a 224 moduli che corrispondono a 137.760 kWp.

Mentre nell'impianto su tetto ogni fila di moduli corrispondeva ad una stringa, in questo caso le stringhe non saranno separate fisicamente ma attraverso i collegamenti. Questa differenza è determinata da un fattore: poggiando i moduli sul tetto c'è meno spazio operativo e quindi quel tipo di disposizione semplifica i lavori di installazione. I supporti a terra offrono maggiore spazio per gli installatori ed i manutentori. In ogni caso la prima fila conterrà 12 stringhe, la seconda 5 e la terza 3, inoltre una stringa sarà condivisa tra la seconda e la terza fila.

L'inverter scelto per questo impianto è il Blueplanet 60.0 TL3 XL – INT e ne verranno impiegati due.

Si noti che questo tipo di inverter eroga potenza in bassa tensione (230 V) per cui a differenza del precedente non necessita di trasformatore.

Ognuno dei due inverter sarà collegato a 7 stringhe composte da 16 moduli fotovoltaici.

Per verificare l'accoppiamento tra sistema e inverter è importante considerare che si tratta di impianto a terra per cui il range delle temperature a cui lavoreranno le celle si riduce, in particolare la temperatura minima è uguale a  $-10^{\circ}\text{C}$  mentre la massima è uguale a  $57^{\circ}\text{C}$ .

La tensione di circuito aperto massima risulta uguale circa  $58.73\text{ V}$  per il singolo modulo ed uguale  $979.47\text{ V}$  per la stringa, valore inferiore al massimo accettabile dall'inverter. Per quanto riguarda la tensione nel punto di massima potenza, il suo valore massimo è uguale a  $50.49\text{ V}$  per il singolo modulo e uguale a  $807.8\text{ V}$  per la stringa, valore inferiore alla tensione massima per l'inseguitore del punto di massima potenza.

I valori minimi di stringa per quanto riguarda tensione di circuito aperto e tensione nel punto di massima potenza sono rispettivamente:  $811.94\text{ V}$  e  $669.63\text{ V}$ , entrambi accettabili.

Anche la corrente totale rispetta i limiti imposti dall'inverter.

Il fattore di dimensionamento FD che esprime il rapporto tra la taglia dell'impianto e la potenza nominale degli inverter è uguale a  $1.148$  e rientra perfettamente nei valori accettabili.

Per le precedenti considerazioni, i generatori fotovoltaici e l'inverter si possono ritenere accoppiabili.

Di seguito la scheda tecnica dell'inverter.

**Basic Data**

Name	blueplanet 60.0 TL3 XL - INT		
Description			
Number of Trackers	1		

**Electrical Data - DC**

Nominal DC Output	60 kW	Max. DC power	90 kW
Nominal DC Voltage	600 V	Max. Input Voltage	1100 V
Max. Input Current	107 A	Number of DC Inlets	12

**Electrical Data - AC**

Nominal AC Power	60 kW	Max. AC Power	60 kVA
Nominal AC Voltage	230 V	Number of Phases	3
With Transformer	-		

**Electrical Data - Other**

Change in Efficiency when Input Voltage deviates from Rated Voltage	-0.2 %/100V	Min. Feed-in Power	120 W
Standby Consumption	2.5 W	Night Consumption	2.5 W

**MPP Tracker Data**

Output Range < 20% of Power Rating	99.5 %	Output Range > 20% of Power Rating	99.8 %
Max. Input Power per MPP Tracker	90 kW	Max. Input Current per MPP Tracker	107 A
Max. MPP Voltage	900 V	Min. MPP Voltage	580 V

*Figura 37 - Scheda tecnica dell'inverter utilizzabile per il terreno 1*

Si procede ora con il calcolo della producibilità attraverso il metodo illustrato in precedenza e con PVGIS.

Per quanto riguarda il calcolo che tiene conto della potenza nominale dell'inverter, in questo caso è stato il coefficiente che tiene conto della sporcizia dei pannelli è stato alzato a 0.92 poiché la più semplice accessibilità all'impianto favorisce le operazioni di pulizia.

Si ottiene:

MESI	PVGIS [kWh]	CALCOLO INVERTER [kWh]
GENNAIO	9112,8	8228,9
FEBBRAIO	10092,3	9296,7
MARZO	16264,8	15040,0
APRILE	17681,4	16791,7
MAGGIO	19766,0	19133,9
GIUGNO	20453,7	20218,6
LUGLIO	21987,3	21900,9
AGOSTO	20328,5	20192,4
SETTEMBRE	17094,9	16580,5
OTTOBRE	11906,9	11280,4
NOVEMBRE	8040,3	7540,4
DICEMBRE	8170,3	7479,8
<b>TOTALE</b>	<b>180899,2</b>	<b>173684,2</b>

Tabella 8 - Confronto producibilità mensile e totale calcolata e ricavata da PVGIS per il terreno 1

Si può ritenere che l'impianto produrrà circa 175000 kWh annui che corrispondono a circa il 12.5% del fabbisogno aziendale.

### 3.2.2 Terreno 2

Per la seconda area, l'angolo di azimut del lato più lungo varia rispetto ai casi precedenti ed è uguale a  $-20^\circ$ , mentre l'angolo di tilt, ricavato da PVGIS, non varia ed è uguale a  $35^\circ$ .

Anche in questo caso, la scelta dei pannelli è la stessa e sempre per questioni di spazio e semplicità di accoppiamento con gli inverter, il numero di pannelli sarà ridotto rispetto al massimo possibile, da 183 a 180. La taglia dell'impianto risulta quindi essere 110.7 kWp.

L'inverter scelto è lo stesso modello di quello del terreno 1, ma di taglia leggermente inferiore, da 60 a 50 kW, il Blueplanet 50.0 TL3 XL – INT, ne verranno utilizzati 2.

I moduli, disposti sugli appositi supporti, saranno divisi in 6 stringhe da 15 moduli ognuna.

Le temperature minime e massima, ricavate dai dati atmosferici, sono  $-10^\circ\text{C}$  e  $58^\circ\text{C}$ .

Per la tensione di circuito aperto il valore di stringa è uguale a 903.7 V inferiore al valore massimo uguale a 1100 V.

Le tensioni minima e massima di stringa per il punto di massima potenza sono rispettivamente: 628.8 V e 745.3 V inferiori ai limiti dell'inseguitore del punto di massima potenza uguali a 580 V e 900 V.

La corrente massima d'ingresso lato DC è uguale a 85.08 A minore del limite imposto uguale a 90 A.

Il fattore di dimensionamento FD è uguale a 1.11 per cui risulta che generatore fotovoltaico e inverter sono perfettamente accoppiabili.

Di seguito la scheda tecnica dell'inverter.

<b>Basic Data</b>			
Name	blueplanet 50.0 TL3 XL - INT		
Description			
Number of Trackers	1		
<b>Electrical Data - DC</b>			
Nominal DC Output	51.6 kW	Max. DC power	70 kW
Nominal DC Voltage	600 V	Max. Input Voltage	1100 V
Max. Input Current	90 A	Number of DC Inlets	10
<b>Electrical Data - AC</b>			
Nominal AC Power	50 kW	Max. AC Power	52 kVA
With Transformer	-		
<b>Electrical Data - Other</b>			
Change in Efficiency when Input Voltage deviates from Rated Voltage	-0.2 %/100V	Min. Feed-in Power	120 W
Standby Consumption	2.5 W	Night Consumption	0 W
<b>MPP Tracker Data</b>			
Output Range < 20% of Power Rating	99.5 %	Output Range > 20% of Power Rating	99.8 %
Max. Input Power per MPP Tracker	70 kW	Max. Input Current per MPP Tracker	90 A
Max. MPP Voltage	900 V	Min. MPP Voltage	580 V

Figura 38 - Scheda tecnica dell'inverter utilizzabile per il terreno 2

Anche in questo caso viene calcolata la producibilità nei due modi precedentemente descritti.

MESI	PVGIS [kWh]	CALCOLO INVERTER [kWh]
GENNAIO	7125,4	6871,1
FEBBRAIO	7941,3	7810,4
MARZO	12862,5	12709,2
APRILE	14084,2	14304,0
MAGGIO	15839,8	16397,8
GIUGNO	16432,6	17354,1
LUGLIO	17660,8	18782,9
AGOSTO	16259,2	17254,9
SETTEMBRE	13526,6	14016,7
OTTOBRE	9360,5	9465,9
NOVEMBRE	6296,2	6306,9
DICEMBRE	6379,5	6234,4
<b>TOTALE</b>	<b>143768,6</b>	<b>147508,3</b>

Tabella 9 - Confronto producibilità mensile e totale calcolata e ricavata da PVGIS per il terreno 2

L'impianto produrrà circa 140000 kWh all'anno equivalenti a circa il 10% del fabbisogno totale aziendale.

### 3.2.3 Cablaggi impianto a terra

Si prevede la costruzione di un locale adibito alla collocazione degli inverter, che sarà comune a entrambi gli impianti a terra. La linea più lunga che collegherà entrambi gli impianti al predetto locale si stima sarà lunga 100 m. Si ottiene un valore di caduta di tensione percentuale di circa 1.5% per l'impianto sul terreno 1 e uguale a circa il 2% per l'impianto sul terreno 2. I valori sono ritenuti accettabili.

Il locale inverter sarà situato a 200 m dalla cabina elettrica per cui valutando una perdita di potenza non superiore al 4% e considerando che l'inverter del sistema installato sul terreno 1 eroga potenza a 230 V in 3 fasi, una sezione del cavo adeguata sarà uguale a circa 120 mm<sup>2</sup>.

Per il sistema installato sul terreno 2 l'inverter eroga potenza monofase, si stima di modulare la tensione a 400 V. La sezione dei cavi in questo caso sarà di circa 120 mm<sup>2</sup>.

### 3.2.4 Manutenzione

Anche in questo caso si pensa di installare degli irrigatori che possano pulire la superficie dei moduli fotovoltaici, che rispetto a quelli posizionati sul tetto, saranno soggetti maggiormente al deposito di polveri inerti. Sarà importante provvedere periodicamente al taglio dell'erba sul terreno che potrebbe coprire la superficie dei moduli e generare delle ombre.

### 3.3 Confronti tra impianti di generazione FV

Per capire quale tra gli impianti sia il migliore come resa si è calcolata la resa specifica per ogni mese di ogni impianto, ovvero il rapporto tra l'energia prodotta e la superficie totale dei moduli che fotovoltaici che la ha prodotta.

$$Y = \frac{\text{Energia prodotta [kWh]}}{\text{Superficie [m}^2\text{]}}$$

(21)

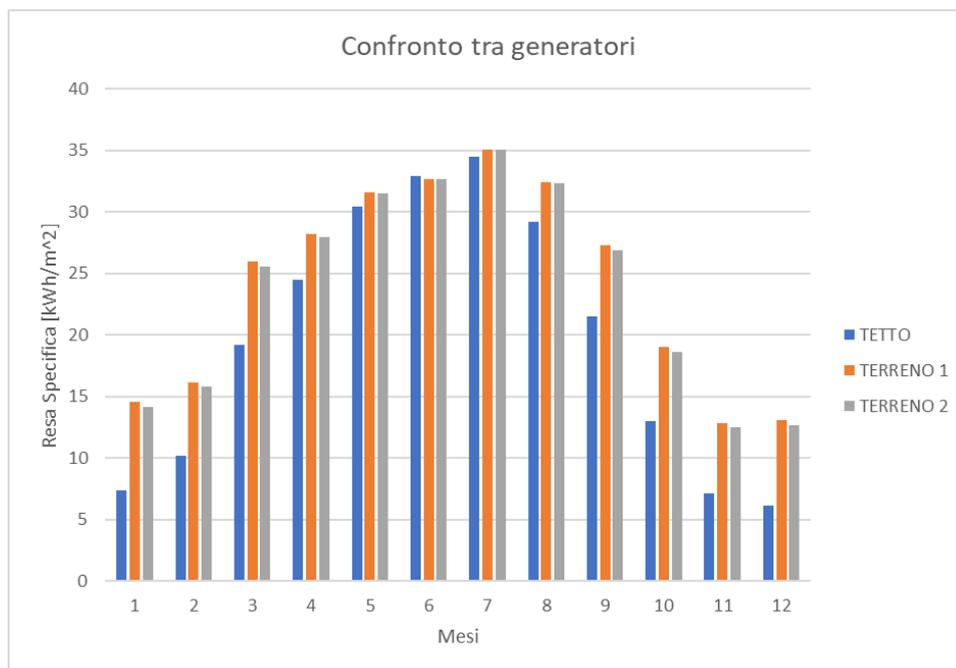


Figura 39 - Resa per metro quadrato di ogni impianto di generazione

L'impianto con la resa migliore è quello situato sul terreno 1 anche se le differenze con quello situato sul terreno 2 sono limitatissime per il diverso angolo di azimut dei due siti. Si può notare che, avendo entrambi i siti, un buon orientamento verso sud e l'angolo di tilt ottimale, la resa è nettamente migliore rispetto all'impianto su tetto. Se ne deduce che il parametro più importante nel nostro caso è l'angolo

di tilt e l'impianto situato sul tetto riesce a competere con gli altri solo in estate poiché il sole è più alto sulla linea dell'orizzonte: addirittura nel mese di giugno la resa è migliore per l'impianto su tetto e questo è proprio dovuto all'inclinazione dei suoi pannelli, che sono quasi orizzontali.

In ogni caso considerando ipoteticamente tutti e tre gli impianti l'azienda riuscirebbe tranquillamente a coprire oltre la metà dei consumi elettrici annuali.

## 4. Analisi economica

In questa sezione verranno affrontati gli aspetti economici del progetto valutando le differenti casistiche sopra descritte per stimare l'investimento necessario per la realizzazione e i margini di interesse economico che il progetto può avere in termini di costi/benefici per l'azienda.

Per eseguire un'analisi dettagliata, è necessario verificare l'ipotesi di autoconsumo completo.

Lo stabilimento è operativo da lunedì a venerdì soltanto nelle ore diurne, dalle 7:00 alle 17:00/19:00. Ciò rende improbabile se non impossibile che si abbia un surplus energetico da dover immettere nella rete elettrica. I giorni critici sono quelli non lavorativi, quindi i fine settimana e le festività.

Il seguente grafico mostra il consumo medio nei fine settimana (sabato e domenica) di ogni mese, i dati sono riferiti al 2022.

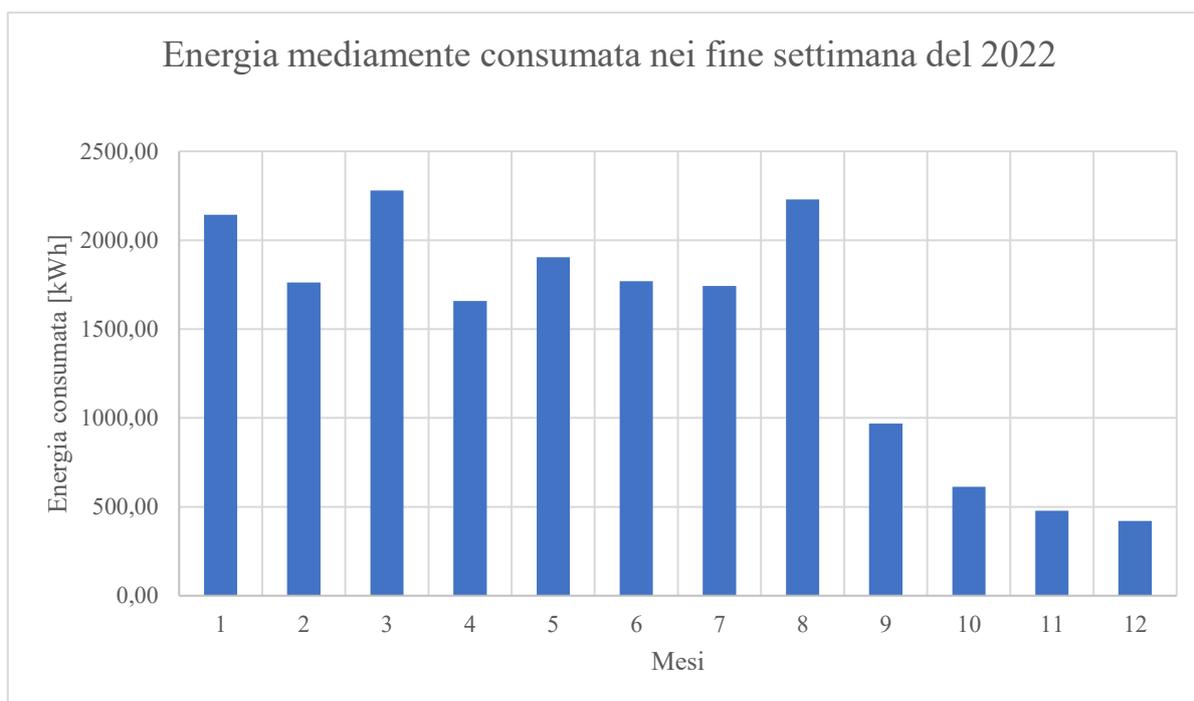


Figura 40 - Energia consumata nei fine settimana dall'azienda nel 2022

I consumi in questi giorni sono principalmente legati all'illuminazione esterna dello stabilimento, contenendo materiale infiammabile esso deve essere ben visibile per poter agevolare gli interventi da parte dei vigili del fuoco in caso d'incendio. Si può notare come ci sia un'improvvisa riduzione dei consumi nel mese di settembre, ciò è dovuto ad un intervento di sostituzione e riduzione del numero dei lucernari dedicati a questo scopo. Il grafico non è quindi attendibile e si stima che la richiesta in questi giorni si attesti intorno ai 470 kWh.

Si considera quindi questo valore costante per ogni giorno festivo e si sottrae alla produzione media mensile per calcolare il surplus medio nei giorni non lavorativi per ogni mese e infine la media di questo valore nei soli mesi in cui esso è positivo. Una volta ottenuta questa media si moltiplica per i giorni non lavorativi stimati dei mesi considerati e si ottiene il valore dell'energia immessa in rete annualmente.

Questo tipo di calcoli vanno fatti per ogni caso precedentemente affrontato, si ottiene:

CASO	SURPLUS MEDIO	SURPLUS TOTALE	AUTOCONSUMO
TETTO FALDA SUD	466,44	31717,73	0,872
TETTO COMPLETO	1004,81	97299,61	0,801
TERRENO 1	136,66	9292,61	0,946
TERRENO 2	79,35	4046,76	0,973

Tabella 10 - Surplus medio e totale per ogni caso studiato

Il meccanismo con il quale il GSE (Gestore dei Servizi Energetici) si è rapportato fino ad oggi con i piccoli produttori/fornitori di energia è lo scambio sul posto, un sistema che sfrutta la rete elettrica come una sorta di sistema di accumulo. Il meccanismo di scambio sul posto ha avuto fine il 31/12/2022 e non sono previste deroghe.

#### 4.1 Prezzo energia immessa

Al fine di svolgere un'analisi economica che sia il più accurata possibile è necessario calcolare un valore attendibile dell'energia immessa nella rete elettrica.

$$t_{injection} = PZ_{medio,annuo} \left[ \frac{\text{€}}{kWh} \right] + CU_{sf,annuo} \left[ \frac{\text{€}}{kWh} \right] \quad (22)$$

Dove:

- $PZ_{medio,annuo}$  è la media tra i prezzi mensili zonali ricavati dal sito del GME (Gestore dei Mercati Energetici) e che fanno riferimento al 2022;
- $CU_{sf,annuo}$  è il corrispettivo unitario di scambio forfettario, ovvero il valore espresso in centesimi di euro che tiene conto delle tariffe di trasmissione distribuzione e dispacciamento,

può essere ricavato dalle tabelle di riferimento presenti sul sito di ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente).

Per il prezzo medio annuo otteniamo:

MESE	Prezzo d'acquisto medio PUN [€/kWh]
gennaio	0,2245
febbraio	0,21169
marzo	0,30807
aprile	0,24597
maggio	0,23006
giugno	0,27131
luglio	0,44165
agosto	0,54315
settembre	0,42992
ottobre	0,2115
novembre	0,22451
dicembre	0,29491
<b>MEDIA</b>	<b>0,303103333</b>

Tabella 11 - Prezzo d'acquisto medio energia elettrica per il 2022

Questo valore è eccessivamente alto e considerando che l'azienda ha stipulato un nuovo contratto con Enel Energia che garantisce un costo di circa  $0.210 \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$  si considera il costo di immissione uguale al costo medio dell'energia per il mese di gennaio 2023, ovvero uguale a  $0.163 \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$ .

Per quanto riguarda il corrispettivo unitario di scambio forfettario si fa riferimento alla tabella più recente fornita dal sito di ARERA, ovvero quella del 2021:

Tipologia impianto	Incentivo	Range di potenza [kW]		
		P ≤ 20	20 < P ≤ 200	P > 200
Fotovoltaico	Si	Nessun limite massimo	0	0
	No		4,293 c€/kWh	
Eolico	Si	Nessun limite massimo	-0,042 c€/kWh	0
	No		10,894 c€/kWh	
Idroelettrico	Si	Nessun limite massimo	4,958 c€/kWh	0
	No		15,894 c€/kWh	
Termoelettrico alimentato da biomasse	Si	Nessun limite massimo	-2,542 c€/kWh	0
	No		8,394 c€/kWh	
Altre tipologie impiantistiche	Si	Nessun limite massimo	0	0
	No			

Tabella 12 - Tabella fornita da ARERA per stabilire prezzo di vendita energia elettrica

È quindi necessario differenziare i diversi casi in base alla taglia dell'impianto poiché il valore di  $CU_{sf,annuo}$  varia con esso.

## 4.2 VAN – Valore Attualizzato Netto

Con questa sigla ci si riferisce ad un metodo di calcolo che ha lo scopo di valutare quanto un progetto possa generare valore economico durante tutta la sua vita.

Il VAN valuta la fattibilità di un progetto tenendo conto dei costi necessari per realizzarlo che sono valutati tutti all'anno 0, ovvero quando il progetto viene realizzato; dei flussi di cassa che il progetto genera che vengono calcolati e attualizzati nel tempo attraverso un tasso di attualizzazione. Una volta calcolati questi valori è possibile calcolare il PBT (pay-back time) che esprime dopo quanto tempo si è rientrati della spesa iniziale e il flusso di denaro complessivamente generato dal progetto.

Il VAN deve essere positivo, in caso contrario significa che non si ha rientro economico per l'investimento fatto.

La formula che esprime il VAN è la seguente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=0}^N \frac{F_j}{(1+i)^j} \quad (23)$$

Dove:

- $I_0$  è la spesa iniziale considerata interamente al tempo zero, essa è infatti presa con segno negativo;
- $F_j$  è il flusso di cassa relativo al  $j$ -esimo anno;
- $N$  è il tempo stimato di vita dell'impianto equivalente a 25 anni;
- $i$  è il tasso di attualizzazione che per un impianto di generazione fotovoltaico si valuta equivalente al 3%.

### 4.2.1 Calcolo della spesa iniziale

Per quanto riguarda il calcolo dell'investimento iniziale è necessario tenere conto di due fattori principali: i componenti (moduli fotovoltaici, gli inverter, i supporti che sorreggono i moduli e i

cablaggi) e i costi di installazione che dipendono dall'ubicazione del sito dove verranno installati i generatori e quindi dall'accessibilità dello stesso.

Per gli impianti di piccole dimensioni si considera un prezzo medio di circa 1500 - 2000  $\left[\frac{\text{€}}{\text{kW}}\right]$ , ovviamente maggiori saranno le dimensioni dell'impianto e più questa cifra si ridurrà. In questa trattazione il costo dell'investimento iniziale verrà calcolato considerando il costo di ogni componente e la quantità; nel caso in cui questi dati non siano reperibili essi saranno stimati utilizzando i costi di componenti simili.

Nel caso preso in esame i moduli fotovoltaici hanno un costo di circa 0.3 € per ogni Watt di potenza per cui ogni modulo avrà un costo di 184.5 €.

Per quanto riguarda gli inverter i costi dipendono ovviamente dalla taglia e vengono considerati i prezzi trovati in rete:

- blueplanet 105 TL3 -INT, il costo è di circa 11500 € al pezzo;
- blueplanet 60.0 TL3 XL-INT, il costo è di circa 7000 € al pezzo;
- blueplanet 50.0 TL3 XL-INT, il costo è di circa 5000 € al pezzo.

Il costo dei supporti per i moduli viene stimato uguale a circa 30 € per ogni modulo nel caso del tetto e di circa 40 € per ogni modulo nel caso a terra.

Il costo dei cablaggi è considerato di circa:

- 1.6  $\left[\frac{\text{€}}{\text{m}}\right]$  per i cavi da 4  $\text{mm}^2$ ;
- 7.8  $\left[\frac{\text{€}}{\text{m}}\right]$  per i cavi da 10  $\text{mm}^2$ ;
- 13.80  $\left[\frac{\text{€}}{\text{m}}\right]$  per i cavi da 25  $\text{mm}^2$ ;
- 19.0  $\left[\frac{\text{€}}{\text{m}}\right]$  per i cavi da 120  $\text{mm}^2$ .

Gli ultimi fattori da considerare nei costi iniziali sono il sistema di manutenzione che viene stimato di 5000 € per ogni impianto e l'adeguamento del sistema antincendio.

La questione del sistema antincendio è delicata soprattutto per quanto riguarda il caso del tetto. I generatori si troverebbero sopra un edificio che al suo interno ha un sistema di trattamento di oli

minerali esausti e spesso processa prodotti pericolosi e infiammabili. Gli impianti fotovoltaici non presentano grosse criticità legate al rischio incendi, ma è comunque necessario trattare l'argomento con estrema cura.

Un vecchio preventivo fornito all'azienda stimava i costi legati a questo adeguamento intorno ai 5000 €, tale cifra è considerata ottimista e si considerano quindi i costi uguali a circa 8000 €.

Viene considerato anche un costo di circa 8000 € per una piccola cabina prefabbricata che contenga gli inverter.

I costi di installazione dipendono dall'ubicazione e dalla taglia dell'impianto e verranno stimati caso per caso; c'è da tenere in considerazione che l'azienda possiede alcuni macchinari che possono raggiungere il tetto e operatori che sono abilitati a lavorare in quelle condizioni.

#### 4.2.2 Calcolo dei flussi di cassa

Il secondo termine rilevante nella formula del VAN sono i flussi di cassa riferiti a j-esimo anno. Il calcolo dei flussi di cassa tiene conto di diversi fattori e si esprime con la formula:

$$F = P_n \cdot E_p \cdot ((1 - SC) \cdot t_{injection} + SC \cdot t_{purchase}) - OM \cdot I_0 \quad (24)$$

Dove:

- $P_n$  è la potenza nominale dell'impianto espressa in  $kW$ ;
- $E_p$  rappresenta la produzione di energia per kW installato, il dato è ricavato da PVGIS ed espresso in  $\left[\frac{kWh}{kW}\right]$ ;
- $SC$  è un valore percentuale che esprime la Self-Consumption, ovvero la percentuale di energia prodotta auto consumata;
- $t_{injection}$  esprime la tariffa con cui l'energia viene venduta ed immessa in rete, calcolata precedentemente viene espressa in  $\left[\frac{€}{kWh}\right]$ ;
- $t_{purchase}$  esprime la tariffa di acquisto dell'energia espressa in  $\left[\frac{€}{kWh}\right]$ ;
- $OM$  è un valore percentuale che esprime i costi di esercizio e di manutenzione e viene considerato uguale al 1% dell'investimento iniziale  $I_0$ .

Il flusso di cassa viene poi diviso per il fattore  $(1 + i)^j$  e ciò ne riduce progressivamente il valore. A livello pratico si considera che l'investimento nel corso del tempo generi un flusso di denaro minore.

### 4.3 Analisi dei diversi casi

In questa sezione verrà calcolato il VAN per ogni caso precedentemente studiato al fine di capire quale sia il più conveniente a livello economico e le principali differenze tra un impianto integrato ad un edificio ed uno messo a terra di taglia simile.

#### 4.3.1 Caso tetto falda sud

La seguente tabella riassume i diversi costi relativi all'installazione dell'impianto fotovoltaico sulla falda sud del tetto del lotto 1 dello stabilimento.

COMPONENTE	COSTO AL PEZZO [€]	NUMERO PEZZI	COSTO [€]
Moduli FV	184,5	336	61992
Inverter	11500	2	23000
Supporto moduli	30	336	10080
	COSTO AL METRO [€/m]	METRI [m]	
Cavi 4 mm <sup>2</sup>	1,6	960	1536
Cavi 10 mm <sup>2</sup>	7,8	36	280,8
Cavi 120 mm <sup>2</sup>	19	150	2850
Sistema antincendio	8000	1	8000
Sistema manutenzione	5000	1	5000
Cabina inverter	8000	1	8000
Costi installazione			96591,04
<b>TOTALE</b>			<b>217329,84</b>

Tabella 13 - Costi caso tetto falda sud

In questo caso vista la taglia e la collocazione dell'impianto il costo di installazione (trasporto dei materiali sul tetto, costo degli operatori, messa in posa e collaudo) equivalente all'80 % del costo totale dei materiali.

Una volta calcolato l'investimento iniziale si procede calcolando i flussi di cassa e il Valore attualizzato netto.

I dati utilizzati sono quelli ricavati nei paragrafi precedenti.

Si ottiene:

Anno	Investimento [€]	Flusso di cassa [€]	VAN [€]
0	-217329,84		-217329,84
1		44374,27156	-172955,568
2		43081,81705	-129873,751
3		41827,00684	-88046,7446
4		40608,74451	-47438
5		39425,96554	-8012,0345
6		38277,63645	30265,60194
7		37162,75383	67428,35578
8		36080,34353	103508,6993
9		35029,45973	138538,159
10		34009,18421	172547,3432
11		33018,62544	205565,9687
12		32056,91791	237622,8866
13		31123,22127	268746,1079
14		30216,71968	298962,8275
15		29336,62105	328299,4486
16		28482,15636	356781,605
17		27652,57899	384434,1839
18		26847,16407	411281,348
19		26065,20783	437346,5558
20		25306,02702	462652,5829
21		24568,95827	487221,5411
22		23853,35755	511074,8987
23		23158,59956	534233,4982
24		22484,07724	556717,5755
25		21829,20121	578546,7767

Tabella 14 - Flussi di cassa e VAN caso tetto falda sud

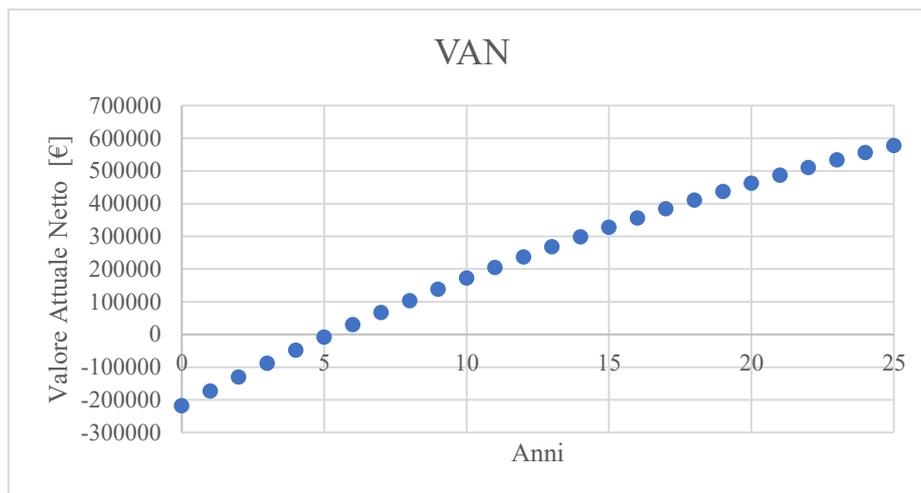


Figura 41 - Grafico VAN caso tetto falda sud

Si stima quindi che l'investimento generi un guadagno di circa 580.000 € dopo 25 anni che la cifra spesa inizialmente possa essere ammortizzata al sesto anno dall'installazione dell'impianto.

#### 4.3.2 Caso tetto falda sud + nord

In questo caso considerando la taglia maggiore dell'impianto si sono considerati i costi di installazione equivalenti al 75 % del costo dei materiali.

COMPONENTE	COSTO AL PEZZO [€]	NUMERO PEZZI	COSTO [€]
Moduli FV	184,5	714	131733
Inverter	11500	4	46000
Supporto moduli	30	714	21420
	COSTO AL METRO [€ /m]	METRI [m]	
Cavi 4 mm <sup>2</sup>	1,6	2040	3264
Cavi 10 mm <sup>2</sup>	7,8	72	561,6
Cavi 120 mm <sup>2</sup>	19	150	2850
Sistema antincendio	8000	1	8000
Sistema manutenzione	5000	1	8000
Cabina inverter	8000	1	8000
Costi installazione			160880,02
<b>TOTALE</b>			<b>390708,62</b>

Tabella 15 - Costi caso tetto falda sud + nord

Anno	Investimento [€]	Flusso di cassa [€]	VAN [€]
0	-390708,62		-390708,62
1		81746,61939	-308962,0006
2		79365,64989	-229596,3507
3		77054,02902	-152542,3217
4		74809,73691	-77732,58479
5		72630,81254	-5101,772248
6		70515,35198	65413,57973
7		68461,50677	133875,0865
8		66467,48231	200342,5688
9		64531,53622	264874,105
10		62651,97691	327526,0819
11		60827,16205	388353,244
12		59055,49714	447408,7411
13		57335,43411	504744,1752
14		55665,47001	560409,6453
15		54044,14564	614453,7909
16		52470,04431	666923,8352
17		50941,7906	717865,6258
18		49458,04912	767323,6749
19		48017,52342	815341,1983
20		46618,95478	861960,1531
21		45261,12114	907221,2743
22		43942,83606	951164,1103
23		42662,94763	993827,058
24		41420,33751	1035247,395
25		40213,91991	1075461,315

Tabella 16 - Flussi di cassa e VAN caso tetto falda sud + nord

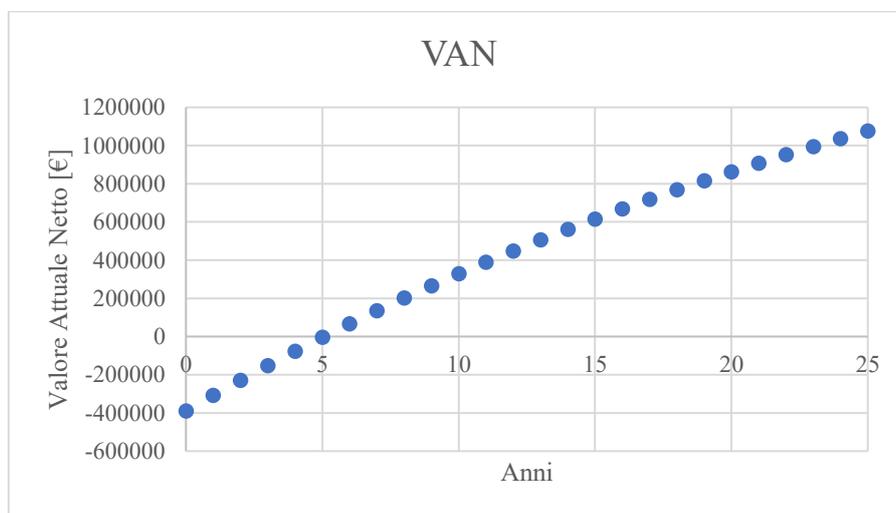


Figura 42 - Grafico VAN caso tetto falda sud + nord

Anche in questo caso il tempo di rientro economico è di 6 anni ed è logico poiché si tratta di un'integrazione all'impianto precedente e i due hanno caratteristiche molto simili.

L'investimento iniziale risulta quasi raddoppiato, ma allo stesso modo anche il guadagno al venticinquesimo anno dall'installazione; esso è uguale a circa 1075000 €.

#### 4.3.3 Caso terreno 1

Considerando che l'impianto è a terra i costi di installazione sono considerati inferiori ed equivalenti al 60 % del costo totale dei materiali.

COMPONENTE	COSTO AL PEZZO [€]	NUMERO PEZZI	COSTO [€]
Moduli FV	184,5	224	41328
Inverter	7000	2	14000
Supporto moduli	25	224	5600
	COSTO AL METRO [€/m]	METRI [m]	
Cavi 4 mm <sup>2</sup>	1,6	1400	2240
Cavi 120 mm <sup>2</sup>	19	200	3800
Sistema antincendio			8000
Sistema manutenzione			5000
Cabina inverter			8000
Costi installazione			47980,8
<b>TOTALE</b>			<b>135948,8</b>

Tabella 17 - Costi caso terreno 1

Anno	Investimento [€]	Flusso di cassa [€]	VAN [€]
0	-135948,8		-135948,8
1		35116,72022	-100832,0798
2		34093,90313	-66738,17665
3		33100,87683	-33637,29982
4		32136,77362	-1500,526205
5		31200,75108	29700,22488
6		30291,99134	59992,21622
7		29409,70033	89401,91656
8		28553,10712	117955,0237
9		27721,46322	145676,4869
10		26914,04196	172590,5289
11		26130,13783	198720,6667
12		25369,06585	224089,7325
13		24630,16102	248719,8936
14		23912,77769	272632,6713
15		23216,28902	295848,9603
16		22540,08643	318389,0467
17		21883,57906	340272,6258
18		21246,19326	361518,819
19		20627,3721	382146,1911
20		20026,57485	402172,766
21		19443,27655	421616,0425
22		18876,96753	440493,0101
23		18327,15294	458820,163
24		17793,35237	476613,5154
25		17275,09939	493888,6148

Tabella 18 - Flussi di cassa e VAN caso terreno 1

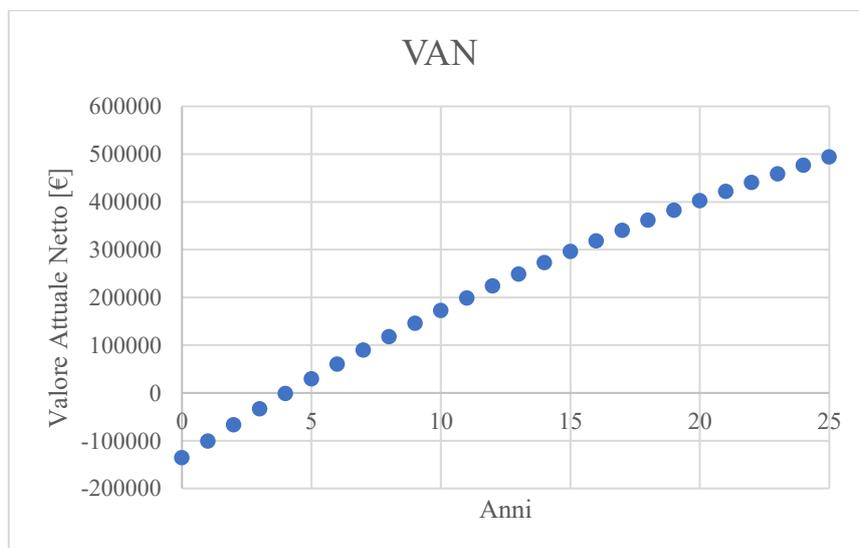


Figura 43 - Grafico VAN caso terreno 1

In questo caso il tempo di rientro dell'investimento è uguale a 5 anni e al venticinquesimo anno il guadagno stimato è di circa 490000 €

#### 4.3.4 Caso terreno 2

I costi di installazione sono calcolati come nel caso precedente.

COMPONENTE	COSTO AL PEZZO [€]	NUMERO PEZZI	COSTO [€]
Moduli FV	184,5	180	33210
Inverter	5000	2	10000
Supporto moduli	25	180	4500
	COSTO AL METRO [€ /m]	METRI [m]	
Cavi 4 mm <sup>2</sup>	1,6	1200	1920
Cavi 120 mm <sup>2</sup>	19	200	3800
Sistema antincendio	8000	1	8000
Sistema manutenzione	5000	1	8000
Cabina inverter	8000	1	8000
Costi installazione			46458
<b>TOTALE</b>			<b>123888</b>

Tabella 19 - Costi caso terreno 2

Anno	Investimento [€]	Flusso di cassa [€]	VAN [€]
0	-123888		-123888
1		27932,12005	-95955,9
2		27118,56315	-68837,3
3		26328,70209	-42508,6
4		25561,84669	-16946,8
5		24817,32688	7870,559
6		24094,49212	31965,05
7		23392,71079	55357,76
8		22711,3697	78069,13
9		22049,8735	100119
10		21407,64417	121526,6
11		20784,12056	142310,8
12		20178,75782	162489,5
13		19591,02701	182080,6
14		19020,41457	201101
15		18466,42192	219567,4
16		17928,56497	237496
17		17406,37375	254902,3
18		16899,39199	271801,7
19		16407,17669	288208,9
20		15929,29776	304138,2
21		15465,33763	319603,5
22		15014,8909	334618,4
23		14577,56399	349196
24		14152,97474	363349
25		13740,75218	377089,7

Tabella 20 - Flussi di cassa e VAN caso terreno 2

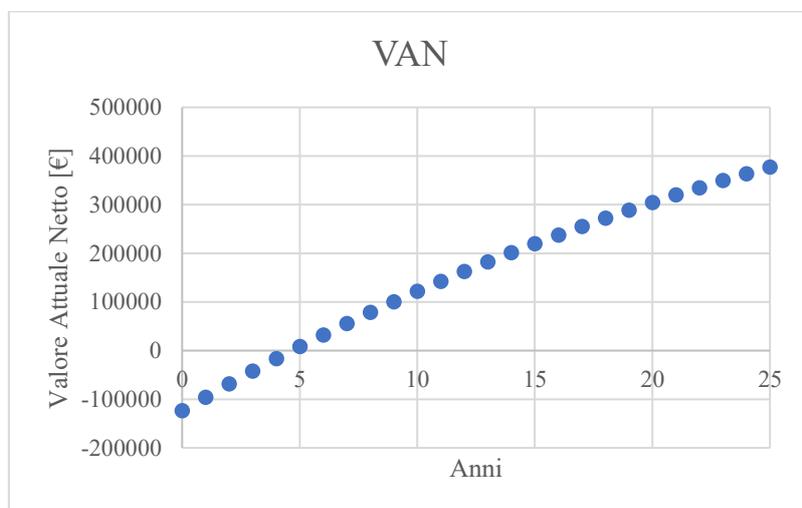


Figura 44 - Grafico VAN caso terreno 2

In questo caso il tempo di rientro dell'investimento è uguale a 5 anni e il guadagno generato al venticinquesimo anno è uguale a circa 375000 €.

#### 4.4 Confronto tra i casi

Si nota ovviamente che maggiore è la taglia dell'impianto maggiori saranno i proventi generati dallo stesso.

Si procede calcolando il coefficiente di ritorno  $r$ , ovvero il rapporto tra il valore attuale netto al venticinquesimo anno di attività e l'investimento iniziale per avere un dato che dia un valore all'investimento e permetta di confrontare i diversi casi.

$$r = \frac{VAN_{25}}{I_0} \quad (25)$$

	r
tetto falda sud	2,662067835
tetto falda sud + nord	2,752591728
terreno 1	3,632901613
terreno 2	3,043795328

Tabella 21 - Coefficiente di ritorno  $r$  per i diversi casi studiati

Si osserva che nei due casi che riguardano il tetto  $r$  è maggiore nel caso di utilizzo dell'intera superficie del tetto perché aumentando la taglia dell'impianto, in proporzione i costi di installazione si riducono.

Si nota anche che per gli impianti a terra il coefficiente di ritorno è maggiore per la maggior semplicità di installazione, per i costi ridotti legati ad essa correlati e alla maggiore producibilità dell'impianto che sfrutta un angolo di tilt ottimale. Si deduce che le soluzioni a terra, come previsto, siano le migliori sia dal punto di vista della produzione sia da quello economico.

In ogni caso il coefficiente di ritorno è alto per tutti i casi presi in considerazione: quindi, che tutte le soluzioni studiate sono valide e genererebbero un buon ritorno per l'azienda.

È necessario sottolineare come le analisi fatte facciano riferimento all'installazione di un solo impianto tra quelli presi in considerazione. Nel caso in cui si dovesse pensare di installare più soluzioni, sarebbe necessario ricalcolare la percentuale di energia auto consumata che andrebbe a influenzare i flussi di cassa e di conseguenza il VAN.

## 5. Conclusione

Lo studio ha evidenziato come l'installazione di un impianto fotovoltaico sia una valida soluzione per un'azienda come la Grassano spa.

Sono state affrontate le questioni tecniche legate alla realizzazione di un impianto come la disposizione, l'orientamento e l'inclinazione dei moduli e l'accoppiamento di questi con un inverter adatto al caso.

Sono state analizzate diverse soluzioni in modo che l'azienda possa scegliere la migliore per le proprie esigenze con la consapevolezza che tutte sono vantaggiose a livello economico, generano un profitto che può addirittura triplicare l'investimento iniziale.

Alla luce di quanto sopra si può rilevare come la tecnologia fotovoltaica sia ormai una garanzia a livello tecnico ed economico e può essere un'ottima soluzione per molte attività analoghe e non solo in Italia.

La grande disponibilità di spazio della Grassano spa portano in primo piano un altro aspetto fondamentale legato al futuro dell'energia rinnovabile: le comunità energetiche. I nuovi incentivi in arrivo nel 2023 saranno con tutta probabilità legati proprio alle comunità energetiche e la Grassano spa, che si trova nei pressi di altre realtà industriali, potrebbe farsi promotrice di una di queste dimostrandosi ancor più all'avanguardia nel campo dell'energia e della sostenibilità ambientale.

## Indice figure

Figura 1 - Connessioni di impianti FV aggiornata al 2021.....	6
Figura 2 - Situazione del fotovoltaico in Piemonte.....	6
Figura 3 - Spettro della radiazione solare .....	8
Figura 4 - Schema di come si divide la radiazione solare che raggiunge un pannello solare.....	9
Figura 5 - Massa d'aria.....	9
Figura 6 - Bande energetiche di conduttori, semiconduttori e isolanti .....	10
Figura 7 - Drogaggio.....	12
Figura 8 - Schema di una giunzione P-N .....	12
Figura 9 - Circuito equivalente di una cella fotovoltaica.....	14
Figura 10 - Curva I-U per una cella FV .....	15
Figura 11 - Dipendenza di corrente e tensione al variare dell'irradianza con temperatura costante..	16
Figura 12 - Dipendenza di corrente e tensione al variare della temperatura con irradianza costante	16
Figura 13 - Azione dei diodi di blocco .....	20
Figura 14 - Corrente inversa .....	20
Figura 15 - Confronto tra lo shading di un'intera stringa e quello di un singolo modulo per ogni stringa.....	21
Figura 16 - Confronto tra lo shading di una porzione di stringa e quello di un singolo modulo per ogni stringa.....	21
Figura 17 - PWM .....	24
Figura 18 - Vista dall'alto dell'azienda Grassano spa.....	26
Figura 19 - Consumi elettrici per fascia oraria della Grassano spa anno 2022.....	27
Figura 20 - Foto ricavata dal sopralluogo sul tetto del lotto 1 dell'azienda Grassano spa .....	28
Figura 21 - Foto ricavata dal sopralluogo sul tetto del lotto 1 dell'azienda Grassano spa .....	28
Figura 22 - Angolo di azimut.....	29
Figura 23 - Schema dell'ombreggiamento dovuto alla paratia del tetto del lotto 1 dell'azienda Grassano spa .....	30
Figura 24 - Grafico della perdita di prestazione del modulo fotovoltaico negli anni .....	31
Figura 25 - Scheda tecnica del modulo fotovoltaico.....	31
Figura 26 - Proiezione del modulo fotovoltaico .....	32
Figura 27 - Scheda tecnica dell'inverter caso tetto.....	33
Figura 28 - Schema della disposizione dei moduli fotovoltaici nel caso in cui si usi solo la falda a sud del tetto .....	34

Figura 29 - Andamento della tensione di circuito aperto, della corrente di cortocircuito e della potenza massima con la temperatura .....	35
Figura 30 - Grafico del rendimento dell'inverter al variare della potenza in ingresso (lato DC).....	38
Figura 31 - Grafico che confronta la producibilità calcolata con quella ricavata da PVGIS.....	42
Figura 32 - Schema della disposizione dei moduli fotovoltaici sfruttando entrambe le falde del tetto (sud + nord).....	43
Figura 33 - Grafico che confronta la producibilità calcolata e ricavata da PVGIS della sola falda nord del tetto .....	44
Figura 34 - Grafico che confronta la producibilità calcolata e ricavata da PVGIS dell'intero tetto del lotto 1 dell'azienda Grassano spa .....	44
Figura 35 - Vista dall'alto dei terreni sfruttabili per l'installazione di un impianto fotovoltaico .....	46
Figura 36 - Schema dell'ombra generata d una fila di moduli fotovoltaici nella disposizione pensata .....	47
Figura 37 - Scheda tecnica dell'inverter utilizzabile per il terreno 1 .....	50
Figura 38 - Scheda tecnica dell'inverter utilizzabile per il terreno 2 .....	52
Figura 39 - Resa per metro quadrato di ogni impianto di generazione.....	54
Figura 40 - Energia consumata nei fine settimana dall'azienda nel 2022 .....	56
Figura 41 - Grafico VAN caso tetto falda sud .....	64
Figura 42 - Grafico VAN caso tetto falda sud + nord.....	65
Figura 43 - Grafico VAN caso terreno 1.....	67
Figura 44 - Grafico VAN caso terreno 2.....	69

## Indice tabelle

Tabella 1 - Schema dei consumi elettrici dell'azienda Grassano spa.....	26
Tabella 2 - Irradianza media alle diverse ore del giorno per ogni mese dell'anno.....	39
Tabella 3 – Delta T della cella medio alle diverse ore del giorno per ogni mese dell'anno .....	39
Tabella 4 – Rendimento medio dell’inverter alle diverse ore del giorno per ogni mese dell'anno....	40
Tabella 5 – Potenza media in uscita dall’inverter (lato AC) alle diverse ore del giorno per ogni mese dell'anno .....	40
Tabella 6 - Producibilità media calcolata considerando 8 stringhe in parallelo .....	41
Tabella 7 - Disposizione dei pannelli per ogni terreno .....	48
Tabella 8 - Confronto producibilità mensile e totale calcolata e ricavata da PVGIS per il terreno 1	51
Tabella 9 - Confronto producibilità mensile e totale calcolata e ricavata da PVGIS per il terreno 2	53
Tabella 10 - Surplus medio e totale per ogni caso studiato .....	57
Tabella 11 - Prezzo d'acquisto medio energia elettrica per il 2022 .....	58
Tabella 12 - Tabella fornita da ARERA per stabilire prezzo di vendita energia elettrica .....	58
Tabella 13 - Costi caso tetto falda sud .....	62
Tabella 14 - Flussi di cassa e VAN caso tetto falda sud .....	63
Tabella 15 - Costi caso tetto falda sud + nord.....	64
Tabella 16 - Flussi di cassa e VAN caso tetto falda sud + nord .....	65
Tabella 17 - Costi caso terreno 1 .....	66
Tabella 18 - Flussi di cassa e VAN caso terreno 1 .....	67
Tabella 19 - Costi caso terreno 2 .....	68
Tabella 20 - Flussi di cassa e VAN caso terreno 2 .....	69
Tabella 21 - Coefficiente di ritorno r per i diversi casi studiati .....	70

## Bibliografia

- Filippo Spertino – Slide del corso “Solar photovoltaic systems” – A.A. 2021/2022
- Filippo Spertino – Dispense del corso “Generatori e impianti fotovoltaici – A.A. 2016/2017
- Giulio Cerino, Luca Degiorgis, Marco Simonetti e Filippo Spertino – “Guida all’integrazione architettonica delle installazioni solari negli edifici (solare termico e fotovoltaico)”
- Fabrizio Digeronimo, Tesi di laurea magistrale – “Studio di fattibilità di un impianto fotovoltaico connesso a rete” – 2020/2021, Torino
- Gabriele Monti, Tesi di laurea magistrale - “Progettazione di un impianto fotovoltaico connesso alla rete e valutazioni economiche dell’accumulo elettrochimico” - 2018-2019, Torino

## Sitografia

- [Agevolazioni fotovoltaico per aziende | T-Green](#)
- [Getting started with PVGIS](#)
- [Portale autoconsumo fotovoltaico](#)
- [Le principali novità introdotte dalle Norme CEI 0-16 e 0-21 - Impianti elettrici - norme tecniche](#)  
[Impianti elettrici – norme tecniche](#)
- [CONSULENTE-ENERGIA.COM - CONSULENZE PERSONALIZZATE PER GUADAGNARE CON ENERGIE RINNOVABILI, FOTOVOLTAICO, EOLICO, BIOMASSE, IDROGENO, ETC., CONSULENZE PER RISPARMIO ENERGETICO DI PRIVATI E AZIENDE, PREVENTIVI IMPIANTI FOTOVOLTAICI EOLICI BIOMASSE, MOBILITA ELETTRICA, INSTALLATORI](#)
- [Guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione](#)
- [Connettere un impianto in bassa o media tensione: cosa c'è da sapere - Rethink](#)
- [Guida dello studente \(2022 - 2023\) | Tematico](#)
- [Cos'è la transizione energetica? | Enel Green Power](#)
- [Cop26, che cosa è stato deciso a Glasgow tra progressi e fallimenti - Focus Europa - ANSA.it](#)
- [Il fotovoltaico in Italia: tutto quello che devi sapere](#)
- [Il fotovoltaico in Piemonte: peculiarità e prezzi](#)
- [La grande crescita delle fonti rinnovabili | Enel Green Power](#)
- [fotovoltaico in italia , energia solare pulita e rinnovabile | Fotovoltaiconorditalia](#)
- [IRRADIANZA, IRRAGGIAMENTO AL SUOLO, E COEFFICIENTI DI ALBEDO – Telecommunication](#)
- [Semiconduttori giunzioni PN e drogaggio dei semiconduttori](#)
- [Semiconduttori la giunzione P-N caratteristiche e funzionamento](#)
- [Cella solare - Wikipedia](#)
- [Come Funziona un Inverter: Schema e Funzionamento](#)
- [Regolazione regionale FER 31\\_12\\_2020.pdf](#)

- [Solar Energy Point - Shop OnLine](#)
- [Tensione a circuito aperto - EnergeticAmbiente.it](#)
- [blueplanet PV-designer - a free tool for solar power \(PV\) systems.](#)
- [Everything You Need to Know About Solar Inverter Sizing | Dynamic SLR](#)
- [GUIDA ESERCIZI: Metodo della caduta di tensione ammissibile | The Last Theory](#)
- [Energis: mFLOW - Enterprise Energy Efficiency Solutions](#)

## Ringraziamenti

Ringrazio la mia famiglia per avermi sempre sostenuto ed avermi lasciato libero di percorrere la mia strada come volevo, dandomi piena fiducia.

Un ringraziamento speciale agli amici di una vita: Matteo, Gioele, Mirko, Manuel, Giacomo, Alberto, Umberto. Siamo cresciuti insieme passandone tante e sapete quanto non sia bravo in queste cose e quanto vi voglia bene. Grazie anche alle mie amiche: Valentina, Matilde, Carolina e Silvia.

Grazie alla pallavolo, che mi ha accompagnato negli anni dandomi tante opportunità e facendomi conoscere tante persone speciali che sono come una seconda famiglia per me: Stefano, Willy, Deddy, Big, Angelo, Roger, Martins.

Grazie alla Grassano spa, in particolare ad Umberto (LF) che mi ha dato l'opportunità di poter scrivere questa tesi, sei un amico.

Grazie a Maurizio per aver vigilato attentamente sul mio lessico e sulla punteggiatura.

Grazie al professor Spertino per la disponibilità e avermi seguito e consigliato con dedizione.

Ultimi, ma non meno importanti le due persone con cui ho condiviso questo percorso. Bozz, eri quello serio ed è tutto dire e Ale, sempre pronta ad aiutarmi e senza la quale non sarei riuscito ad arrivare da nessuna parte. Vi voglio bene.