



IMPIANTO FOTOVOLTAICO  
**SULMONA 1** | *1.793 kWp*

**PROGETTO PRELIMINARE**



## INDICE

### 1 PREMESSA 5

#### 1.1 SCOPO 5

#### 1.2 DEFINIZIONI 5

### 2 RIFERIMENTI NORMATIVI 6

### 3 CARATTERISTICHE GENERALI DEL PROGETTO PROPOSTO 8

#### 3.1 COMPONENTI DELL'IMPIANTO 10

##### 3.1.1 Pannelli fotovoltaici 10

##### 3.1.2 Stringhe 12

##### 3.1.3 Calcolo parametri caratteristici dei moduli / stringhe 12

##### 3.1.4 Inverter 13

##### 3.1.5 Schema elettrico generale 16

#### 3.2 CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO 18

##### 3.2.1 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c. 18

#### 3.3 PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE 19

##### 3.3.1 Collegamenti tra stringhe di moduli fotovoltaici e QCC Quadri di campo CC 21

##### 3.3.2 Collegamenti tra QCA Quadri di campo CA e QGBT Quadro Generale Bassa Tensione 22

##### 3.3.3 Impianto di Terra 23

3.3.4 Telaio ed installazione dell'impianto 23

3.4 OBIETTIVI DI PROGETTO E SCELTE 26

3.5 PROGETTAZIONE FOTOVOLTAICA 22

4 L'ITER DI OTTIMIZZAZIONE PROGETTUALE 35

## 1. Premessa

### 1.1 Scopo

La presente relazione ha lo scopo di illustrare il progetto dell'impianto fotovoltaico da 1.793,4 kWp da realizzarsi nel territorio della frazione di Fonte d'amore nel comune di Sulmona (AQ), a cura della società REGESTA S.R.L. In particolare la relazione mira a descrivere i criteri utilizzati per le scelte progettuali, le caratteristiche prestazionali e descrittive dei materiali prescelti, nonché i criteri di progettazione degli impianti per quanto riguarda la sicurezza, la funzionalità e l'economia di gestione.

### 1.2 Definizioni

- Un impianto fotovoltaico è un sistema di produzione di energia elettrica mediante la conversione diretta della luce, cioè della radiazione solare, in elettricità (effetto fotovoltaico); esso è costituito dal generatore fotovoltaico e dal gruppo di conversione;
- il generatore fotovoltaico dell'impianto è l'insieme dei moduli fotovoltaici, collegati in serie/parallelo per ottenere la tensione/corrente desiderata;
- la potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) del generatore fotovoltaico è la potenza determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime, o di picco, o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate nelle condizioni standard di riferimento.

## 2 Riferimenti normativi

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e la realizzazione degli impianti fotovoltaici sono:

- Norme CEI/IEC per la parte elettrica convenzionale.
- Norme CEI/IEC e/o JRC/ESTI per i moduli fotovoltaici, in particolare, la CEI EN 61215 per i moduli in silicio cristallino.
- Conformità al marchio CE per i moduli fotovoltaici e per il gruppo di condizionamento e controllo della potenza.
- Norma UNI 10349 per il dimensionamento del generatore fotovoltaico.
- DM LL.PP. del 09/01/1996 e i DM LL.PP. del 16/01/1996 e successive modificazioni e integrazioni, per le strutture meccaniche di supporto e ancoraggio dei moduli fotovoltaici.
- Si richiamano, in particolare, le norme EN 60439-1 e IEC 439 per i quadri elettrici, le norme CEI 110-31 e le CEI 110-28 per il contenuto di armoniche e i disturbi indotti sulla rete dal gruppo di conversione, le norme CEI 110-1, le CEI 110-6 e le CEI 110-8 per la compatibilità elettromagnetica (ECM) e la limitazione delle emissioni in RF. Circa la sicurezza e la prevenzione degli infortuni, si ricorda:
- Il DPR 547/55 e il D.Lgs. 626/94 e successive modifiche ed integrazioni, per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro.
- La legge 46/90 e DPR 447/91 (regolamento di attuazione della legge 46/90) e successive modificazioni, per la sicurezza elettrica. Per quanto riguarda il collegamento alla rete e l'esercizio dell'impianto, le scelte progettuali sono conformi alle seguenti norme e leggi:
- Norma CEI 11-20 per il collegamento alla rete pubblica
- Direttiva Enel DK 5940, DK 5740
- Legge 133/99, articolo 10, comma 7, per gli aspetti fiscali: il comma prevede che l'esercizio di impianti da fonti rinnovabili di potenza non superiore a 20 kW, anche

collegati alla rete, non è pag. 4 soggetto agli obblighi della denuncia di officina elettrica per il rilascio della licenza di esercizio e che l'energia consumata, sia autoprodotta che ricevuta in conto scambio, non è sottoposta all'imposta erariale e alle relative addizionali.

- Deliberazione n. 224/00 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 6 Dicembre 2000, per gli aspetti tariffari: l'utente può optare per il regime di scambio dell'energia elettrica con il distributore; in tal caso, si applica la : "Disciplina delle condizioni tecnicoeconomiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici con potenza nominale non superiore a 20 kW (Deliberazione 224/00)".

### 3 Caratteristiche generali del progetto proposto

Il progetto proposto è un impianto fotovoltaico al suolo (non integrato) connesso in rete, composto da un totale di 10.248 pannelli in silicio monocristallino modello SKY Global SGM 72/175W da 175 Watt di potenza di picco ciascuno, per una potenza complessiva di picco di 1.793,4 kWp. Il generatore fotovoltaico è stato progettato è suddiviso in sottocampi, ed identificati con le sigle da S1 ad S15. I sottocampi da S1 ad S9 sono composti da: 672 moduli, 8 inverter di potenza nominale di 12,5 kW, 48 stringhe (6 stringhe per inverter) e potenza di 117,6 kWp (Figura 4.1.1). I sottocampi da S10 ad S13 sono composti da: 756 moduli, 9 inverter di potenza nominale di 12,5 kW, 54 stringhe (6 stringhe per inverter) e potenza di 132,3 kWp (Figura 4.1.2). I sottocampi da S14 ad S15 sono composti da: 588 moduli, 7 inverter di potenza nominale 12,5 kW, 42 stringhe (6 stringhe per inverter) e potenza di 102,9 kWp (Figura 4.1.3). Le 15 sottocampi, vengono suddivise in 9,8 o 7 gruppi da 6 stringhe ciascuno. Ogni singolo gruppo di 3 stringhe viene collegato ad un quadro di raccolta in corrente continua. Le uscite dei quadri si collegano agli inverter che ospitano 2 connessioni d'ingresso per ogni quadro.

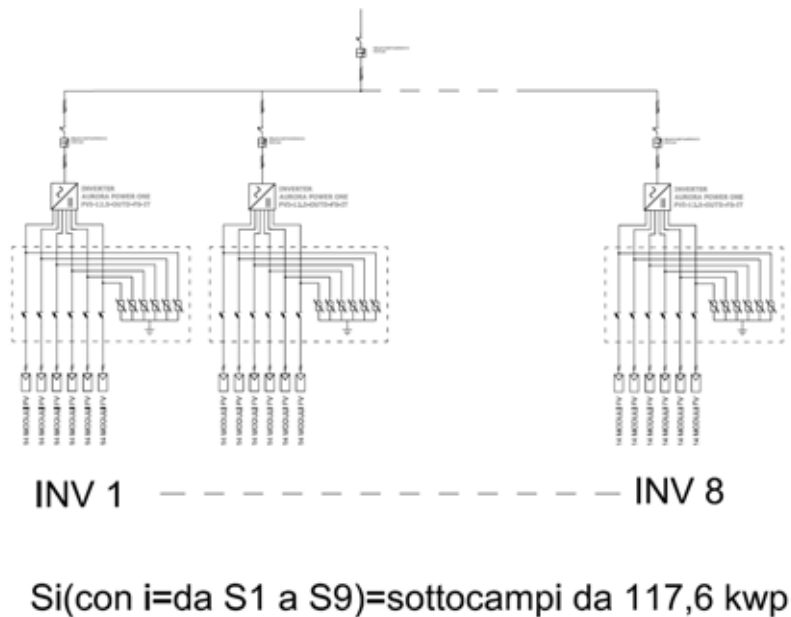
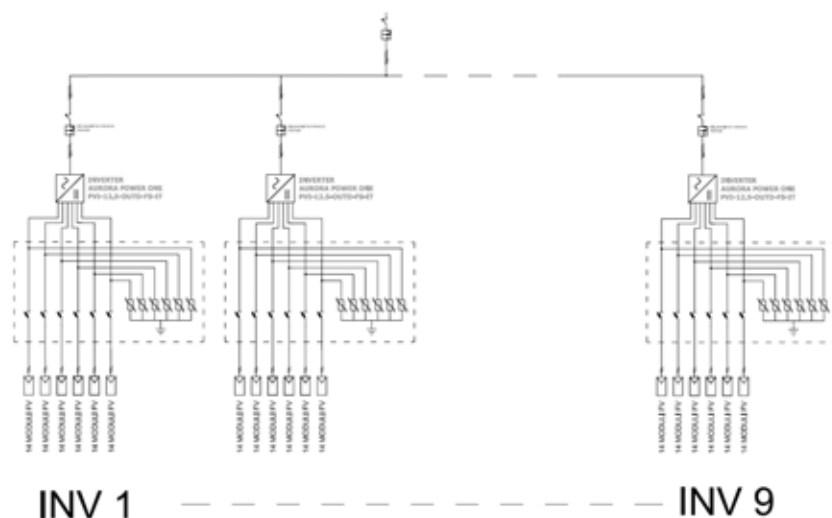


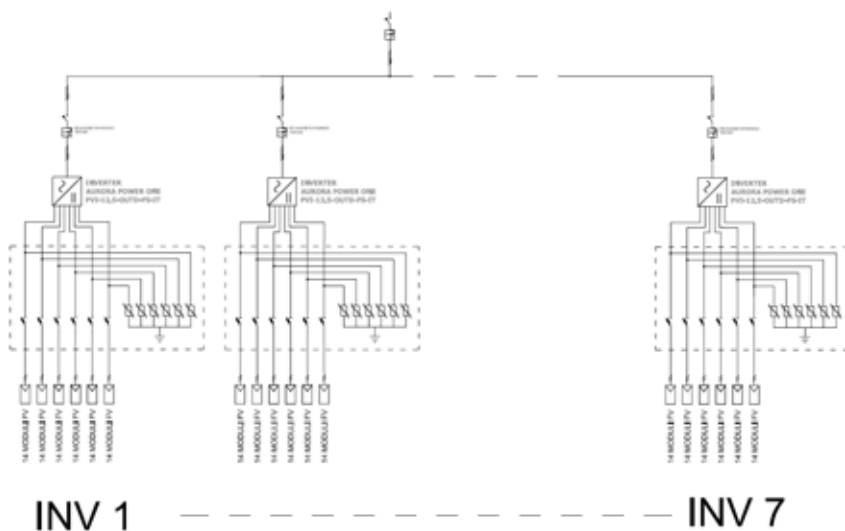
Figura schema elettrico dei sottocampi da S1,3,5,9,10,12,14 e15





**Si (con i=da S10 a S13)=sottocampi da 132,3 kwp**

Figura schema elettrico dei sottocampi da S2, S4, S7 e S8



**Si (con i=da S14 a S15)=sottocampi da 102,9 kwp**


Figura schema elettrico dei sottocampi da S13 e S11

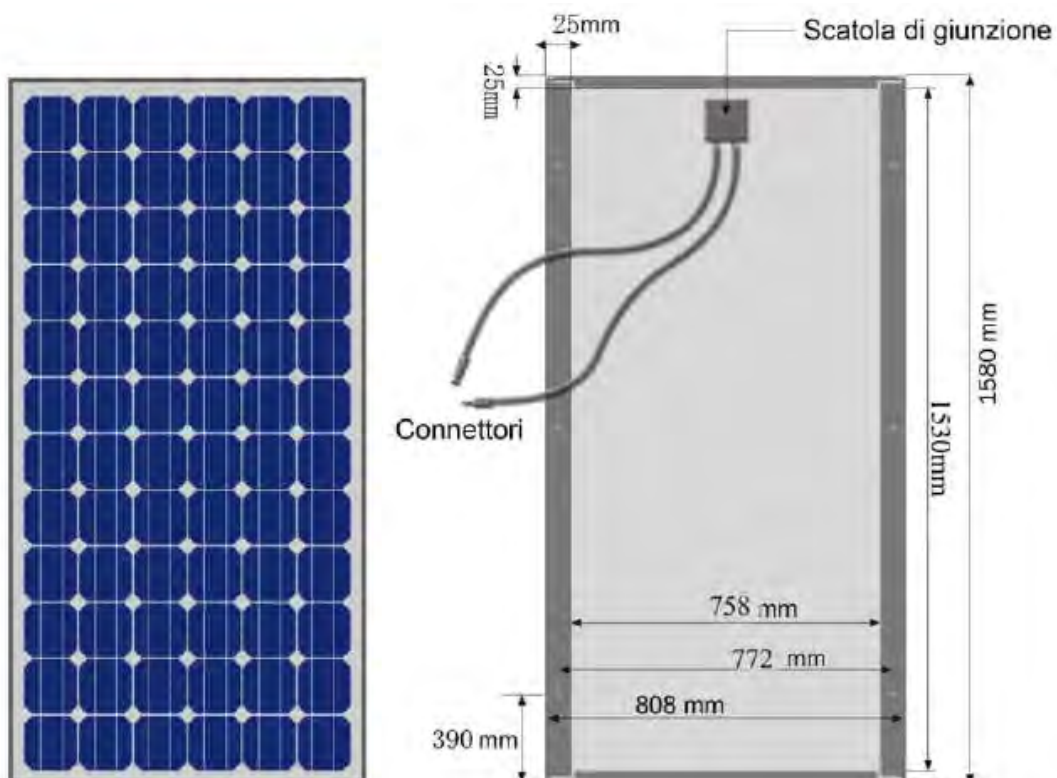
Ogni sottocampo ha come uscita una tensione alternata trifase con tensione nominale 400 Volt e frequenza  $f = 50$  Hz. Gli inverter di ogni sottocampo vengono raggruppati ed installati al di sotto delle file dei moduli fotovoltaici. Ogni inverter del sottocampo lavorerà indipendentemente dagli altri e fornirà alla rete la massima potenza disponibile dalla propria sezione di pannelli fotovoltaici.

### 3.1 Componenti dell'impianto

Di seguito verranno esaminati separatamente i singoli componenti dell'impianto fotovoltaico in progetto ovvero i pannelli, le stringhe, gli inverter, la quadristica di protezione e controllo, i cavi, il telaio e le fondazioni.

#### 3.1.1 Pannelli fotovoltaici

I pannelli scelti per realizzare l'impianto in progetto, SGM 72/175 Wp,  sono in silicio monocristallino costituiti da 72 celle elementari (125 x 125 mm) e dotati di cornice in alluminio. Le 72 celle del pannello, ognuna realizzata a partire da un wafer opportunamente drogato in modo da ottenere una giunzione p-n, sono in grado di sviluppare una potenza totale di 175Wp. Le dimensioni del singolo pannello sono le seguenti: 1580 x 808 x 40 mm. I pannelli verranno posizionati con una inclinazione di 30 gradi. Tra un pannello ed il successivo verrà interposto un tampone di distanziamento (20 mm) che consente un perfetto posizionamento dei pannelli sul telaio.



La figura seguente contiene uno spaccato tecnico descrittivo degli elementi costituenti il singolo pannello ed i materiali utilizzati.

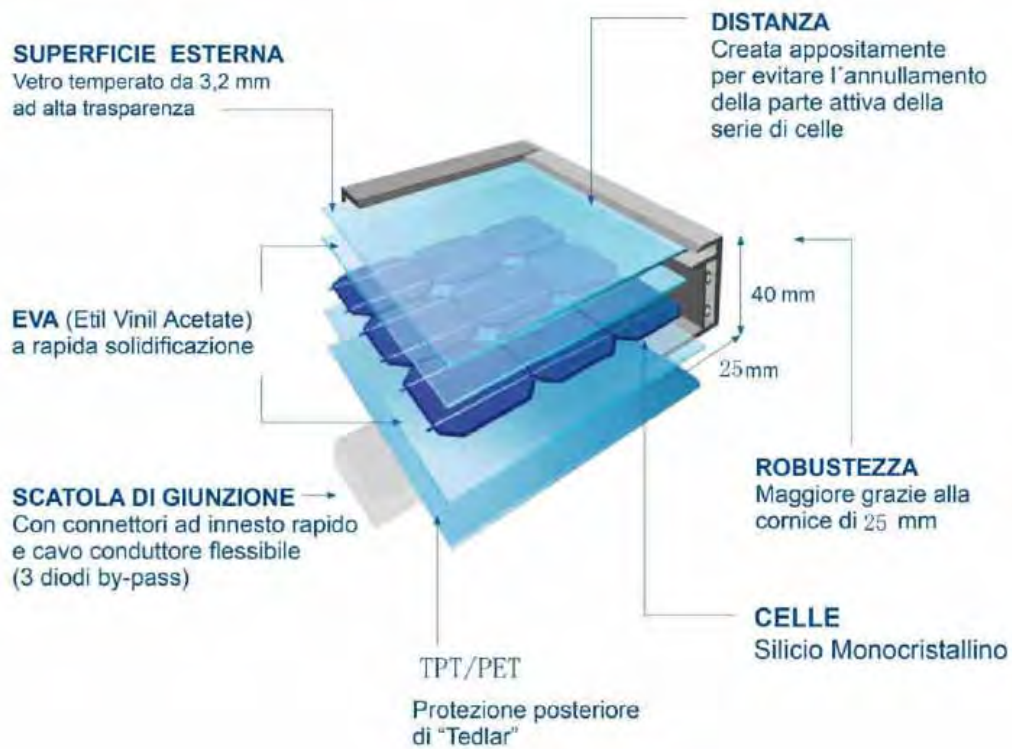


Figura 4.4 - spaccato del pannello

Modello	SGM 72/175 W
Potenza (STC)*	175 W
Tolleranza	±3 %
Tensione alla massima potenza ( $V_m$ )	35,8 V
Corrente alla massima potenza ( $I_m$ )	4,89 A
Tensione a circuito aperto ( $V_{oc}$ )	44,3 V
Corrente di cortocircuito ( $I_{sc}$ )	5,3 A
Tensione massima di sistema	1000 V <sub>DC</sub>
Coefficiente di temperatura ( $V_{oc}$ )	-0,34 %/°C
Coefficiente di temperatura ( $I_{sc}$ )	0,05 %/°C
Coefficiente di temperatura ( $P_{max}$ )	-0,5 %/°C
TONC **	48 °C
Efficienza della cella	16,3 %
Efficienza del pannello	13,8 %

Tabella 4.1 - caratteristiche tecniche dei pannelli

### 3.1.2 Stringhe

Ogni stringa da inveter 12,5 kW sarà composta da 14 moduli contigui, con i lati corti paralleli al terreno, disposti su tre righe.

Il cablaggio tra moduli che verrà adottato è di tipo "stretto", che oltre a ridurre notevolmente le eventuali sovratensioni indotte ai capi del circuiti elettrico, consente cablaggi in campo più agevoli nel caso si lavori in elevazione (alte strutture di sostegno) ed ha inoltre il merito di permettere una facile identificazione visiva delle stringhe. Tra due moduli adiacenti è interposto un distanziatore di 20 mm. L'inclinazione adottata è di 30°. La lunghezza di ogni singola stringa sarà quindi la somma del lato corto dei moduli corrispondenti a ogni stringa. Il stringhe sono poi connesse in parallelo ad un inverter.

### 3.1.3 Calcolo parametri caratteristici dei moduli / stringhe

Tensione a vuoto del modulo fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento  $V_{OC(Tmin)}$ .

Assumendo un valore di temperatura minima di lavoro dei moduli pari a  $T_{min} = -10^{\circ}C$ , si calcola in base ai dati della tabella 4.1 ( $-0,095V/^{\circ}C$ ) forniti dal costruttore un valore di:

$$V_{OC(Tmin)} = 47,625 V$$

Tensione alla minima temperatura di funzionamento del modulo fotovoltaico  $V_M(Tmin)$ .

Assumendo un valore di temperatura minima di lavoro dei moduli pari a  $T_{min} = -10^{\circ}C$ , si calcola in base ai dati della tab1.1 forniti dal costruttore un valore di:

$$V_M(Tmin) = 39,125 V$$

Tensione alla massima temperatura di funzionamento del modulo fotovoltaico  $V_M(Tmax)$

Assumendo un valore di temperatura massima di lavoro dei moduli pari a  $T_{max} = 70^{\circ}C$ , si calcola in base ai dati della tab1.1 forniti dal costruttore un valore di:

$$V_M(Tmax) = 32,475 V$$

In corrispondenza dei valori minimi e massimi di temperatura, le tensioni raggiungibili da una stringa sono i seguenti:

Sottocampo (S1...S15):

$$V_{oc \max} = V_{OC (T_{min})} \times n = 47,625V \times 14 = 667V$$

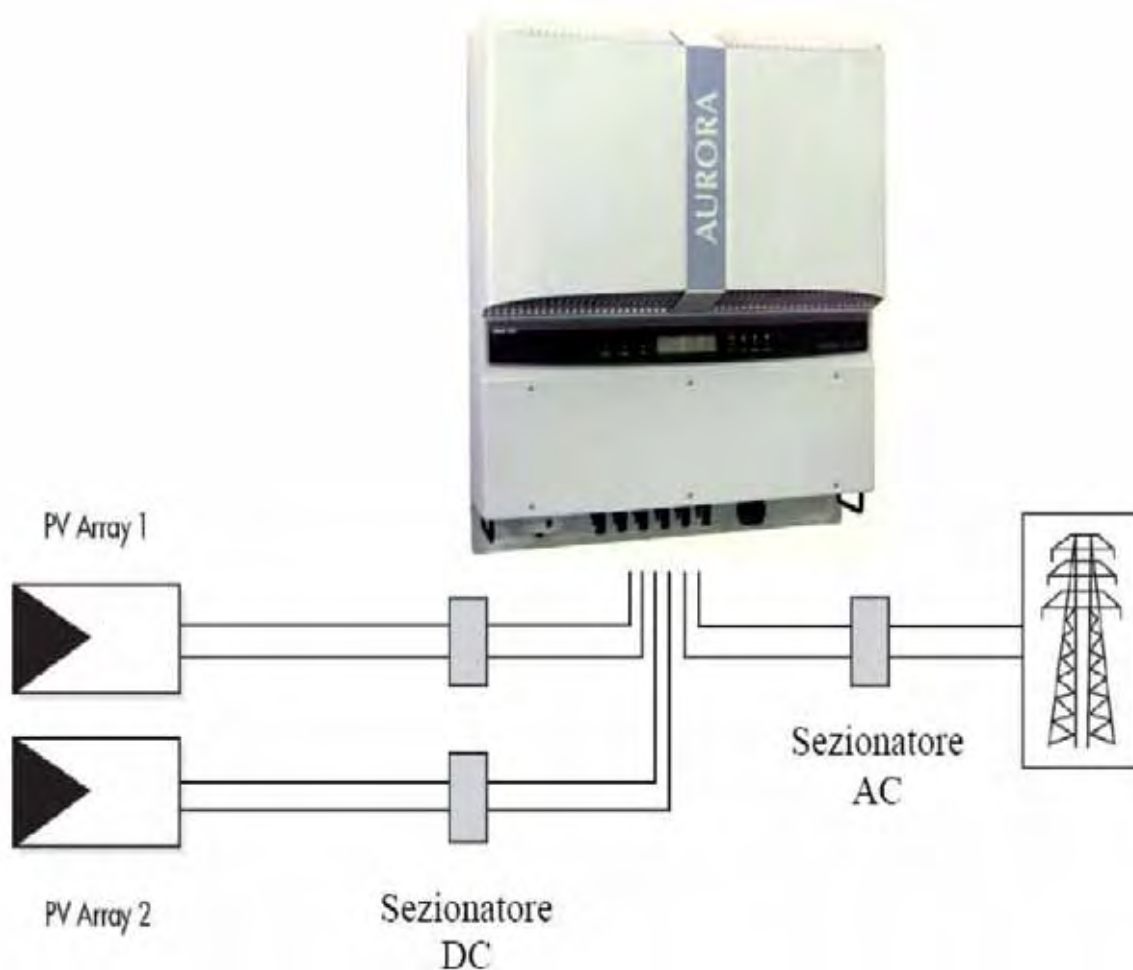
$$V_{m \max} = V_{M (T_{min})} \times n = 39,125V \times 14 = 548V$$

$$V_{m \min} = V_{M (T_{max})} \times n = 32,475V \times 14 = 455V$$

### 3.1.4 Inverter

Gli inverter fotovoltaici grid connected, sono dei dispositivi espressamente progettati per convertire l'energia elettrica prodotta da moduli fotovoltaici sotto forma di corrente continua, in corrente alternata da immettere direttamente nella rete elettrica. Estendono la funzione base di un inverter generico con funzioni estremamente sofisticate e all'avanguardia, mediante l'impiego di particolari sistemi di controllo software e hardware che consentono di estrarre dai pannelli solari la massima potenza disponibile in qualsiasi condizione meteorologica. Questa funzione prende il nome di MPPT, un acronimo di origine Inglese che sta per Maximum Power Point Tracker. I moduli fotovoltaici infatti, hanno una curva caratteristica V/I tale che esiste un punto di lavoro ottimale, 12 detto appunto Maximum Power Point, dove è possibile estrarre tutta la potenza disponibile. Questo punto della caratteristica varia continuamente in funzione del livello di radiazione solare che colpisce la superficie delle celle. È evidente che un inverter in grado di restare "agganciato" a questo punto, otterrà sempre la massima potenza disponibile in qualsiasi condizione. Ci sono svariate tecniche di realizzazione della funzione MPPT, che si differenziano per prestazioni dinamiche (tempo di assestamento) e accuratezza. Sebbene la precisione dell'MPPT sia estremamente importante, il tempo di assestamento lo è, in taluni casi, ancor più. Mentre tutti i produttori di inverter riescono ad ottenere grande precisione sull'MPPT (tipicamente tra il 99-99,6% della massima disponibile), solo in pochi riescono ad unire precisione a velocità. E' infatti nelle giornate con nuvolosità variabile che si verificano sbalzi di potenza solare ampi e repentini. È molto comune rilevare variazioni da 100W/m<sup>2</sup> a 1000-1200W/m<sup>2</sup> in meno di 2 secondi. In queste condizioni, che sono molto frequenti, un inverter con tempi di assestamento minori di 5 secondi riesce a produrre fino al 15%-20% di energia in più di uno lento. Alcuni inverter fotovoltaici sono dotati di stadi di potenza modulari, alcuni sono addirittura dotati di un MPPT per ogni stadio di potenza. In questo modo i produttori lasciano all'ingegneria di sistema la libertà di configurare un funzionamento master/slave o a MPPT indipendenti. In genere l'impiego di MPPT separati fa perdere qualche punto percentuale di rendimento elettrico medio

della macchina, che è costretta a funzionare a pieno regime anche con irraggiamento scarso. Tuttavia non è infrequente che la superficie dei pannelli solari non possa essere esposta al sole uniformemente su tutto il campo perché disposto su due diverse falde del tetto, oppure che i moduli non possano essere distribuiti su stringhe di uguale lunghezza. In questo caso l'utilizzo di un solo MPPT porterebbe l'inverter a lavorare fuori dal punto di massima potenza e conseguentemente la produzione di energia ne sarebbe danneggiata. Un'altra caratteristica importante di un inverter fotovoltaico, è l'interfaccia di rete. Questa funzione, generalmente integrata nella macchina, deve rispondere ai requisiti imposti dalle normative dei diversi enti di erogazione di energia elettrica. In Italia, ENEL ha rilasciato la normativa DK5940, attualmente giunta all'edizione 2.2. Questa normativa prevede una serie di misure di sicurezza tali da evitare l'immissione di energia nella rete elettrica qualora i parametri di questa, siano fuori dai limiti di accettabilità. Gli inverter per cui si è optato sono gli Aurora Power-one PVI-12.5-OUTD-IT. Essendo modelli per esterno, gli inverter di ogni sottocampo verranno montati al di sotto delle strutture di supporto dei pannelli.





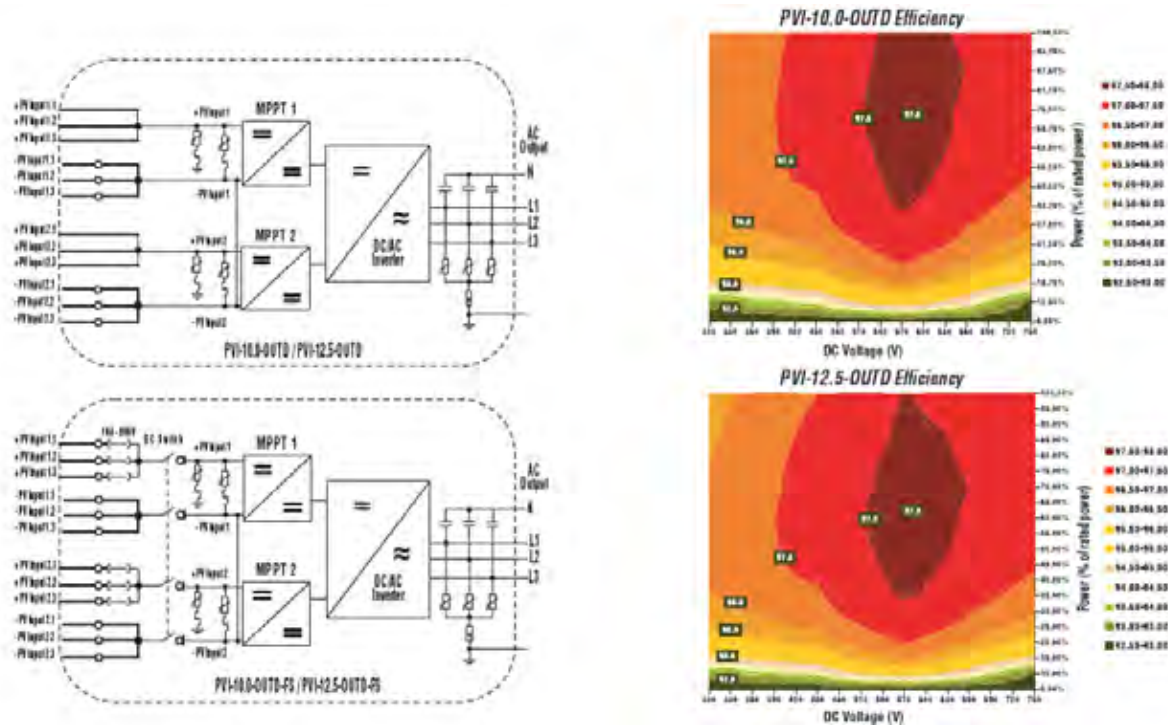
CARATTERISTICHE	PVI-10.0-OUTD	PVI-12.5-OUTD
<b>PARAMETRI DI INGRESSO</b>		
Potenza nominale DC (kW)	10,4	13
Potenza DC massima raccomandata (kW)	11,4	14,3
Intervallo di tensione di funzionamento (V)	0,7x(U <sub>start</sub> - 650 (500 nominale))	
Intervallo di tensione per operaz. MPPT a piena potenza (carico simmetrico) (V)	300-750	
Intervallo di tensione per operaz. MPPT a piena potenza (carico asimmetrico) (V)	360-750 (@ 6,5kW) / 216-750 (@ 3,9kW)	445-750 (@ 8kW) / 278-750 (@ 5kW)
Tensione massima assoluta (V)	900	
Tensione di attivazione (Vstart)	360 nominale (selezionabile da 250Vdc-500Vdc, indipendentemente per ciascun canale)	
Numero di MPPT indipendenti	2	
Potenza massima di ingresso per ciascun MPPT (kW)	6,5	8
Numero di ingressi DC	6 (3 per ciascun MPPT, con fusibili di protezione opzionali)	
Corrente massima di ingresso per ciascun MPPT (A)	18 (22 corto circuito)	
Connessioni lato DC	12 x MultiContact Ø 4mm (6 maschi - ingressi positivi + 6 femmine - ingressi negativi) Controparti per connessioni di ingresso incluse Sezione di cavo ammessa - Unipolare/Multipolare: 4-6mm <sup>2</sup> /AWG12-10 - Ø cavo con isolante: 3-5mm	
<b>PROTEZIONI DI INGRESSO</b>		
Inversione polarità	Sì	
Taglia dei fusibili (a ciascuna connessione (solo versioni -FS))	10Adc / 900Vdc	
Variatori lato DC	4 (2 per ciascun MPPT), termicamente protetti	
Controllo di isolamento del generatore fotovoltaico	conforme a VDE 0126-1-1	
Interruttore DC (solo versioni -S/-FS)	Integrato (Rating: 1000Vdc / 25Adc)	
<b>PARAMETRI DI USCITA</b>		
Potenza di uscita nominale (fino a 50°C, kW)	10	12,5
Potenza massima di uscita (kW)	11	13,8
Connessione alla rete AC	Trifase 400Vac/50Hz con o senza neutro (rate a 3 o 4 fili + PE)	
Tensione di uscita nominale (V)	5x400Vac	
Intervallo di tensione AC di esercizio (V)	311-456Vac (può essere limitato in accordo con le specifiche richieste nei vari paesi)	
Frequenza di rete nominale (Hz)	50	
Corrente di uscita massima (A)	16,6A per fase (19A corto circuito)	20A per fase (22A corto circuito)
Connessione AC	Morsatura a vite Sezione di cavo ammessa - solido: 0,5-16mm <sup>2</sup> / multipolare: 0,5-11mm <sup>2</sup> / AWG20-6 Pressacavo: M40 - Ø esterno del cavo: 19-20mm	
Fattore di potenza	1	
Distorsione armonica totale corrente AC (THDi%)	<2% alla potenza nominale con tensione di rete sinusoidale	
<b>PROTEZIONI DI USCITA</b>		
Variatori lato AC	3, connessi a stella ad un punto comune con gap arrester verso terra conforme a VDE 0126-1-1	
<b>EFFICIENZA DI CONVERSIONE</b>		
Efficienza massima	97,70%	
Euro Efficienza	97,13%	97,25%
<b>PARAMETRI AMBIENTALI</b>		
Raffreddamento	Convezione naturale	
Temperatura ambiente d'esercizio (°C)	-20 / +60 (operating di potenza sopra ai 50°C)	
Altitudine (m)	2000	
Rumore acustico (dBA)	≤50 @1m	
Grado di protezione ambientale	IP65	
Umidità relativa	0-100% punto di condensa	
<b>PARAMETRI MECCANICI</b>		
Dimensioni (H x W x D)	650 x 620 x 290	
Peso (kg)	38	
<b>ALTRE INFORMAZIONI</b>		
Consumo in Stand-By (W)	10	
Scala di potenza per immissione in rete (W)	30W	
Consumo notturno (W)	<2	
Isolamento	Nessun isolamento, senza trasformatore	
Display	Sì (2 linee alfanumeriche)	
Comunicazione	RS485 Morsatura a vite - Sezione conduttore: 0,08-1,5mm <sup>2</sup> /AWG28-16)	
<b>VARIANTI DI PRODOTTO DISPONIBILI</b>		
Standard - nessuna opzione	PVI-10.0-OUTD	PVI-12.5-OUTD
Con interruttore DC	PVI-10.0-OUTD-S	PVI-12.5-OUTD-S
Con interruttore DC e fusibili di protezione a ciascuna connessione	PVI-10.0-OUTD-FS	PVI-12.5-OUTD-FS

DATI PER COMPLEZIONE ALL. 8/06/040	
Tipologia di convertitore	Convertitore statico ad inverter a tensione e frequenza variabile (rispetto di conversione statica da o con carica continua di corrente)
Versioni hardware	DCDC: A.0.5 B / TCDC: A.0.5 B DCAC: B.0.6 E / DCAC: B.0.6 E MICRO: C.0.0.5 / MICRO: C.0.0.5
Contributo alla corrente di corto circuito	22A per fase
Descrizione dispositivi integrali	Protezione di interfaccia e dispositivo di interfaccia integrato nel convertitore (vedi tabella tarature)
*Modalità tecniche di limitazione della componente continua della corrente immessa in rete*	Protezione dall'immissione della componente continua in rete integrata. Limitazione della componente continua immessa in rete attraverso algoritmo di controllo dedicato. Monitoraggio del valore e della velocità di variazione della componente continua immessa in rete attraverso sensori di corrente sensibili alla C.C.

TABELLA DI TARIFFATURA PROTEZIONE DI INTERFACCIA (versioni IT)	ESECUZIONE	VALORE DI TARIFFATURA	TEMPI DI INTERVENTO
PROTEZIONE			
Massima tensione	unipolare	4720Vrms	60ms
Minima tensione	unipolare	302Vrms	60ms
Massima frequenza	unipolare	50.25Hz	60ms
Minima frequenza	unipolare	48.75Hz	60ms
Derivata di frequenza	unipolare	0,45Hz/s	60ms

### SOMMARIO DEI MODELLI

CODICE DEI MODELLI	POTENZA
PVI-10.0-OUTD-IT/S-IT-FS-IT	10.000W
PVI-12.5-OUTD-IT/S-IT-FS-IT	12.500W



### 3.1.5 Schema elettrico generale

#### 3.1.5.1 Descrizione

Il generatore fotovoltaico, posto su un'area recintata è composto complessivamente da 10.248 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino. E' stato progettato è suddiviso in 15 sottocampi. I sottocampi da S1 ad S19 sono da 117,6 kWp, ognuno composto da: 672 moduli, 8 inverter, 48 stringhe da 14 moduli collegati in serie tra loro. Le 48 stringhe sono suddivise in 8 gruppi da 6 stringhe ciascuno, ogni gruppo e collegate in parallelo ad quadri di CC dei 8 inverter, ognuno dei quali è connesso ad quadro di basso tensione del sottocampo. Il sottocampi da S19 ad S13 sono da 132,3 kWp ognuno composto da: 756 moduli, 9 inverter, 54 stringhe da 14 moduli collegati in serie tra loro. Le 54 stringhe sono suddivise in 9 gruppi da 6 stringhe ciascuno, ogni gruppo e collegate in parallelo ad quadri di CC dei 9 inverter, ognuno dei quali è connesso ad quadro di basso tensione del sottocampo. Il sottocampi da S14 ad S15 sono da 102,9 kWp ognuno composto da: 588 moduli, 7 inverter, 42 stringhe da 14 moduli collegati in serie tra loro. Le 42 stringhe sono suddivise in 7 gruppi da 6 stringhe ciascuno, ogni gruppo e collegate in parallelo ad quadri di CC dei 7 inverter, ognuno dei quali è connesso ad quadro di basso tensione del sottocampo. Gli inverter di ogni sottocampo sono raggruppati e disposti al di sotto delle strutture di sostegno dei pannelli in posizione opportuna nel sottocampo. Gli inverter utilizzati sono del tipo senza trasformatore di isolamento, in grado di seguire il punto



di massima potenza del proprio campo fotovoltaico sulla curva I-V caratteristica (funzione MPPT). Le 15 sottocampi sono raggruppati a 8 sottocapi per il tranfomattore di 1000 KVA (CB1) e 7 sottocapi per il tranfomattore di 800 KVA (CB2)

Nel seguito sono riportate sotto forma di tabella la composizione del campo fotovoltaico.

n° moduli generatore FV	10248
n° moduli per stringa	14
n° stringhe	732
n° sottocampi	15
n° stringhe per ogni sottocampo S1..S9	432
n° stringhe per ogni sottocampo S10..S13	216
n° stringhe per ogni sottocampo S14..S15	84
n° inverter generatore FV	122
n° inverter per i sottocampi da S1 ad S9	72
n° inverter per i sottocampi da S10 ad S13	36
n° inverter per i sottocampi da S14 ad S15	14
n° stringhe connesse ad ogni inverter	6

I valori di tensione di stringa in funzione della temperatura necessari per le verifiche dei limiti di tensione all'ingresso dell'inverter sono i seguenti:

**14 moduli per stringa**

Tensione massima a circuito aperto a T <sub>min</sub>	$V_{oc\ max} = (V_{OC\ (T_{min})} \times n) = 667V$
Tensione massima a T <sub>min</sub>	$V_{m\ max} = (V_{M\ (T_{min})} \times n) = 548V$
Tensione massima a T <sub>max</sub>	$V_{m\ min} = (V_{M\ (T_{max})} \times n) = 455V$
Tensione massima	$V_{max\ stringa} = (V_m \times n) = 501,2V$

E' prevista l'installazione di una cabina di MT per la connessione alla rete di distribuzione dell'ENEL e per l'elevazione della tensione di esercizio, dai 400V forniti dagli inverter, a 20kV per la connessione alla rete di distribuzione di Media Tensione. Le cabina sarà realizzate in box prefabbricati in cav, con forma e dimensioni secondo quanto prescritto dalla DK5600 ed-V e con le caratteristiche costruttive conformi al documento Enel DG 10061 e DG 2061. La cabina ospiterà un vano a completa disposizione dell'Enel per l'installazione delle celle previste per il collegamento in entra-esci alla rete di distribuzione ed un secondo vano dedicato all'installazione del gruppo di misura dell'energia prelevata ed immessa. Un secondo box sarà

impiegato per l'installazione del trasformatore per i servizi di centrale (rapporto 20/0,4kV, potenza nominale 30kVA, isolamento in resina, completo di termocoppie e relativa centralina per la protezione contro i sovraccarichi) i quadri di BT e di MT, il Dispositivo Generale, con la relativa Protezione Generale, necessaria alla connessione con la rete di distribuzione dell'ENEL ed il Dispositivo di interfaccia, con la relativa Protezione di Interfaccia, necessaria al parallelo dell'impianto di produzione alla rete di distribuzione dell' ENEL. In un terzo box trova alloggiamento il trasformatore 20/0,4kV di potenza nominale 1000 kVA in ciascuno dei due trasformatori dei impianti per la trasformazione del livello di tensione del generatore fotovoltaico. Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame secondo le seguenti prescrizioni:

- . Tipo FG7M2 (PV1500V cc) Solar Energy, cavo per applicazioni in impianti fotovoltaici, utilizzato per la connessione dei moduli fotovoltaici ai gruppi di conversione dc/ac
- . Tipo FG7OH1R 0,6/1kV, per i cablaggi in bassa tensione, per pose in esterno o in cavidotti su percorsi interrati;
- . Tipo RG7H1R, per i cablaggi in media tensione a 20kV per posa in cavidotti su percorsi interrati

## 3.2 Calcoli e verifiche di progetto

### 3.2.1 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c.

In base alla tensione massima di funzionamento dell'inverter  $V_{inv\ max}$ , ai valori minimo e massimo della finestra di tensione dell'inverter utili per la ricerca del punto di massima potenza MPPT  $V_{inv\ (MPPT)\ min}$   $V_{inv\ (MPPT)\ max}$  ed in base alle caratteristiche dei moduli  $V_{oc}$  e  $V_M$  (voltage a circuito aperto e voltage nel punto di massima potenza) ed al numero  $n$  di moduli della stringa collegata all'inverter, occorre verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici, risultino essere verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$V_{oc\ max} = (V_{OC\ (Tmin)} \times n) < V_{inv\ max}$$

$$V_{m\ min} = (V_M\ (Tmax) \times n) \geq V_{inv\ (MPPT)\ min}$$

$$V_{m\ max} = (V_M\ (Tmin) \times n) \leq V_{inv\ (MPPT)\ max}$$

Condizione da Verificare	Verifica (14 moduli)
--------------------------	-------------------------

$V_{oc\ max} < V_{inv\ max}$	667V < 900V
$V_{m\ min} \geq V_{inv\ (MPPT)\ min}$	455V > 200V
$V_{m\ max} \leq V_{inv\ (MPPT)\ max}$	548V < 850V

Le condizioni sono verificate.

### 3.3 Portata dei cavi in regime permanente

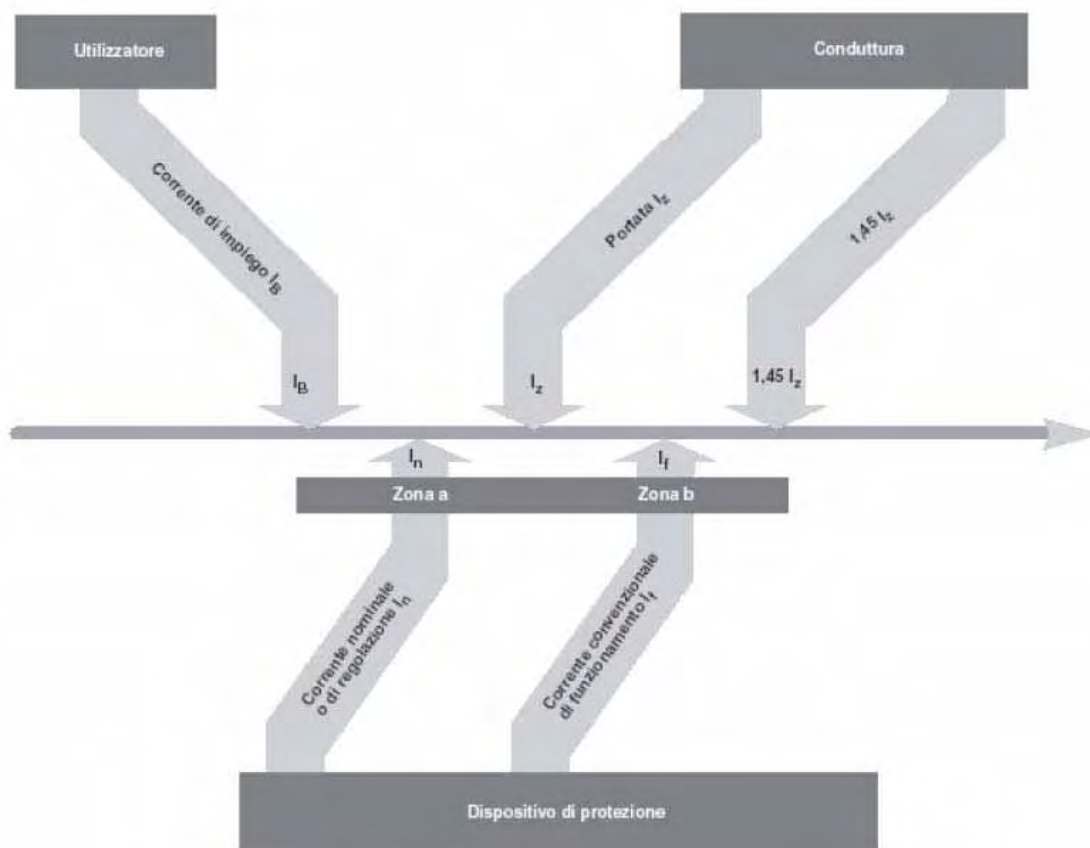
Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio. La norma IEC 60364-4-43 "Electrical installation of buildings - Protection against overcurrent" prescrive di realizzare il coordinamento tra i conduttori e i dispositivi di protezione da sovraccarico (normalmente posti all'inizio della condotta da proteggere) in modo che soddisfi le due condizioni seguenti:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (1)$$

$$I_r \leq 1,45 \times I_z \quad (2)$$

Dove:

- $I_b$  è la corrente per la quale è dimensionato il circuito;
- $I_z$  è la portata continuativa del cavo;
- $I_n$  è la corrente nominale del dispositivo di protezione; per gli sganciatori di protezione regolabili, la corrente nominale  $I_n$  è la corrente impostata  $I_1$ ;
- $I_r$  è la corrente che garantisce il funzionamento efficace nel tempo convenzionale del dispositivo di protezione.



Per scegliere correttamente il dispositivo di protezione occorre verificare che l'interruttore abbia una corrente nominale (o regolata) che sia:

- Superiore alla corrente di impiego dell'impianto per evitare scatti intempestivi;
- Inferiore alla portata della conduttura per evitare in sovraccarico della stessa. La norma consente il passaggio di una corrente di sovraccarico pari al 45% in più della portata ma per un tempo limitato (tempo convenzionale di intervento della protezione). La verifica della condizione (2) non è necessaria nel caso di interruttori automatici in quanto la corrente di sicuro intervento vale:

La verifica della condizione (2) non è necessaria nel caso di interruttori automatici in quanto la corrente di sicuro intervento vale:

$I_f = 1,3 \times I_n$  per interruttori conformi alla norma IEC 60947-2 (interruttori per uso industriale);

$I_f = 1,45 \times I_n$  per interruttori conformi alla norma IEC 60898 (interruttori per uso domestico e similare). Di conseguenza per interruttori automatici se risulta  $I_n \leq I_z$  sicuramente sarà verificata anche la relazione  $I_f \leq 1,45 \times I_z$ .

Se il dispositivo di protezione è un fusibile, è assolutamente necessario verificare anche la relazione (2) in quanto per essi la norma IEC 60269-2-1 "Low-voltage fuses" fissa la corrente di sicuro intervento a  $1,6 \times I_n$ .

In questo caso la relazione (2) diventa  $1,6 \times I_n \leq 1,45 \times I_z$  ossia  $I_n \leq 0,9 \times I_z$ .

### 3.3.1 Collegamenti tra stringa di moduli fotovoltaici e QCC Quadro di campo CC

(situazione più onerosa, allegato "A", Tabelle A.1.. A.10)

Tutti i collegamenti sono realizzati con cavo unipolare FG7M2 (PV1500V cc) (o simile) con sezione 4 e 6 mm<sup>2</sup>, tensione nominale 1500 Vcc. Per contenere la caduta di tensione nel collegamento stringhe → Quadri din inverter entro il 2%, per lunghezze superiori a 90m, si adotta un conduttore con sezione 6 mm<sup>2</sup>, per lunghezze inferiori a 90m, si adotta un conduttore con sezione di 4 mm<sup>2</sup>.

Per i cavi con sezione 4 mm<sup>2</sup> considerando una temperatura di lavoro di 60 °C, il tipo di posa ed i circuiti di prossimità si avranno le seguenti condizioni :

$$I_z = 27,5 \text{ A}$$

$$I_b = 7,549 \text{ A}$$

$$I_n = 10 \text{ A} \quad I_f = 1,6 \quad I_n = 16 \text{ A}$$

Condizioni di verifica :

$$1) I_b \leq I_n \leq I_z \quad \rightarrow \quad 7,549 \text{ A} \leq 10 \text{ A} \leq 27,5 \text{ A}$$

$$2) I_n \leq 0,9 I_z \quad \rightarrow \quad 10 \text{ A} \leq 24,75 \text{ A}$$

*Condizione verificata*

Per i cavi con sezione 6 mm<sup>2</sup> considerando una temperatura di lavoro di 60 °C, il tipo di posa ed i circuiti di prossimità si avranno le seguenti condizioni :  $I_z = 35 \text{ A}$

$$I_b = 7,549 \text{ A} \quad I_n = 10 \text{ A} \quad I_f = 1,6 \quad I_n = 16 \text{ A}$$

Condizioni di verifica :

$$1) I_b \leq I_n \leq I_z \quad \rightarrow \quad 7,549 \text{ A} \leq 10 \text{ A} \leq 35 \text{ A}$$

$$2) I_n \leq 0,9 I_z \quad \rightarrow \quad 10 \text{ A} \leq 31,5 \text{ A}$$

*Condizione verificata*

### 3.3.2 Collegamenti tra QCA Quadri di campo CA del Sottocampo e QGBT Quadro Generale Bassa Tensione

I collegamenti saranno realizzati con linee in cavo quadripolare del tipo FG7OR 0.6/1 KV posati in tubo interrato in PVC a 50 cm di profondità e distanti 0,25m. Per contenere le cadute di tensione entro il 2%, verranno adottate le sezioni del cavo da 16 mm<sup>2</sup> per invertert e 120 mm<sup>2</sup> per i cavi dei sottocampi, che verranno posti rispettivamente in tre cavidotti a fasci di tre cavi. Ogni linea verrà protetta da un interruttore automatico BT con opportuno valore di corrente nominale e tensione nominale 400 Vac.

Considerando una temperatura di lavoro di 30 °C, il tipo di posa ed i circuiti di prossimità, la portata Iz nel caso del cavo di sezione 16 mm<sup>2</sup> risulta:

$$I_z = 28,5A ;$$

la corrente nominale del dispositivo di protezione:

$$I_n = 25 A$$

la corrente per la quale è dimensionato il circuito:

$$I_b = 21,22 A .$$

La condizione da verificare per il sovraccarico come prescritto dalle vigenti norme C.E.I. 64-8/4 art. 433.2. è la seguente:  $I_b \leq I_n \leq I_z$

$$21,22 A \leq 25 A \leq 28,5 A$$

*Condizione verificata.*

Nel caso del cavo di sezione 150 mm<sup>2</sup> risulta:

$$I_z = 224,25A ;$$

la corrente nominale del dispositivo di protezione:

$$I_n = 200 A$$

la corrente per la quale è dimensionato il circuito:

$$I_b = 159.36 A .$$

La condizione da verificare per il sovraccarico come prescritto dalle vigenti norme C.E.I. 64-8/4 art. 433.2. è la seguente:  $I_b \leq I_n \leq I_z$

159,36 A ≤ 200 A ≤ 224,25A

*Condizione verificata.*

### **3.3.3 Impianto di Terra**

L'impianto di terra risulta costituito da un sistema TN-S (PE distribuito) di treccia di rame nudo da

50 mmq posato a 50 cm nel terreno disteso per l'intero campo fotovoltaico e collegato all'impianto di dispersione della cabina MT - BT.

Questo è costituito da 4 dispersori in acciaio zincato 50x50x5 mm lunghi 2 m conficcati nel terreno.

Il pavimento della cabina è costituito da una rete elettrosaldata, armatura del cemento, bandella

equipotenziale ed il neutro del trasformatore, che si collegano ai collettori.

### **3.3.4 Telaio ed installazione dell'impianto**

I singoli pannelli vengono montati al di sopra di telai in acciaio zincato, poggiati su di una struttura portante anch'essa in acciaio zincato con un'inclinazione rispetto all'orizzontale di 30 Gradi e lato lungo e faccia orientati verso sud (l'inclinazione viene calcolata in base alle coordinate geografiche del sito)



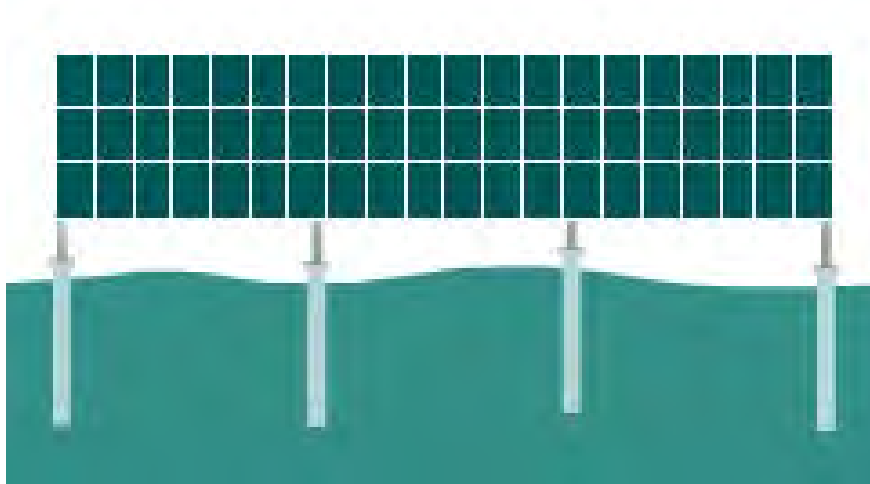
*Figura 4.6 - Telaio a profilati in acciaio zincato orientato a sud e inclinato di 30°*



La struttura è stabile, leggera e resistente a venti fino a 120 km/h, adattandosi all'irregolare orografia del terreno. Il sistema di fissaggio per pavimentazione adottato evita di cementare, senza comunque tralasciare la resistenza richiesta dalle normative, riducendo notevolmente i tempi d'esecuzione ed eliminando gran parte dell'impatto ambientale, riciclando tutti gli elementi al momento di smantellare lo stabilimento. Per evitare corrosione galvanica da contatto tra l'alluminio dei moduli e l'acciaio della struttura, vengono interposti dei distanziali in gomma.



Di seguito si riportano alcune foto dei particolari di ancoraggio nel terreno del telaio e dei pannelli sul telaio.



Soluzione ottima per campi con dislivello



Regolazione del livello mediante sistema telescopico



Sistema di ancoraggio Esempio di installazione su terreno sfavorevole



#### Valutazioni per la posa in opera

- valutazione l'inclinazione ottimale (squadra e livella)
- registrazione in base all'inclinazione terreno e inclinazione pannelli I telai sono costituiti da profili adattabili alle diverse inclinazioni, le sezioni dei profili sono sagomate in maniera tale da consentire un montaggio rapido e veloce ed un accoppiamento ottimale. Le strutture vengono dimensionate in maniera tale da resistere alle forze del vento e della neve. I telai vengono bloccati direttamente al suolo mediante flangie montate su fondazioni a vite tipo e mediante sistemi telescopici vengono livellate le asperità.

#### 3.4 Obiettivi di progetto e scelte

L'impianto, oggetto del presente documento, si propone di produrre energia elettrica, da immettere in rete. Tale obiettivo sarà perseguito con il ricorso alla fonte energetica alternativa rappresentata dal solare fotovoltaico. Benché in Italia, attualmente, la diffusione su vasta scala degli impianti fotovoltaici sia ancora agli inizi, si riscontrano due fenomeni incoraggianti: da un lato la sempre maggiore attenzione politica verso le fonti di energia rinnovabile, con conseguente avvio di programmi di incentivazione e supporto finanziario; dall'altro un crescente interesse ai problemi ambientali da parte dell'opinione pubblica, la quale propende sempre più per un maggiore coinvolgimento in merito all'utilizzo della fonte solare per la produzione di energia elettrica. All'interno della casistica dei prezzi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili gli impianti fotovoltaici mantengono dei valori ancora molto elevati a causa di costi acquisto della tecnologia utilizzata (in particolare modo i pannelli).

TECNOLOGIA	POTENZA (MW)	COSTO SPEC. (€/KW)	COSTO INVEST. (GC)
IDRO > 10 MW	1080	2500	2,70
IDRO < 10 MW	1793	3000	5,38
EOLICO ON-SHORE	8421	1500	12,63
EOLICO OFF-SHORE	2000	2000	4,00
<b>FV INTEGRATO</b>	<b>7417</b>	<b>6000</b>	<b>44,55</b>
<b>FV A TERRA</b>	<b>833</b>	<b>5000</b>	<b>4,17</b>
SOLARE TERMICO	1000	3000	3,00
GEOTERMIA TRADIZ.	288	2500	0,72
GEOTERMIA NUOVA	299	4000	1,19
BIOMASSE AGRO-INDUSTR.	380	3000	1,14
IMP. DA RIFIUTI BIODEGR.	276	4000	1,10
IMP. DA GAS DISCARICA/BIOGAS	286	2500	0,71
IMP. DA COLTURE ENERGETICHE	354	3000	1,06
ENERGIA DELLE ONDE E MAREE	833	5000	4,17
<b>TOTALE</b>	<b>25260</b>		<b>86,52</b>

Con l'utilizzo delle fonti rinnovabili (energia solare, vento, maree, corrente dei fiumi ecc.), se escludiamo i processi di costruzione degli apparati tecnologici necessari, si riesce a generare, attraverso processi di conversione, energia elettrica con assenza di inquinamento. L'esigenza di produrre energia elettrica da fonti rinnovabili, divenuta ormai imprescindibile, per diminuire gli impatti al livello mondiale dell'inquinamento, ha coinvolto i governi di quasi tutte le nazioni, che concordando disposizioni internazionali (Protocollo di Kyoto) si impegnano ad incentivare l'utilizzo di fonti rinnovabili e sviluppare a fronte anche di crescenti consumi generali una produzione parallela di energia elettrica pulita. A tali necessità a carattere globale si aggiungono le esigenze tipicamente Italiane di rifornirsi di energia elettrica acquistandola dall'estero, essendo l'Italia carente di combustibili fossili per la produzione di energia elettrica e avendo bocciato a seguito di referendum popolare la produzione di energia elettrica da centrali nucleari. Esposte le precedenti premesse, è vero che gli impianti fotovoltaici sono i meno produttivi da un punto di vista economico, ma sono in assoluto i più facili da realizzare, sono modulari, hanno un range di taglia ad elevata variabilità si prestano a capillarizzazione logistica e richiedono una manutenzione semplice ed eseguibile da personale non specializzato. A motivare ulteriormente la scelta progettuale interviene (con emissione definitiva nel 2007) il Conto Energia: programma europeo di incentivazione in conto esercizio della produzione di elettricità da fonte solare mediante impianti fotovoltaici permanentemente connessi alla rete elettrica (trattato in maniera esaustiva nel quadro di riferimento programmatico).

### 3.5 Progettazione fotovoltaica

**Stima di produzione elettrica fotovoltaica per la località scelta.**

Coordinate geografiche 42° 4'44.18" Nord, 13°55'54.87" Est, Altitudine: 372 m. s. l. m.,

Tecnologia moduli FV: monocristallo

Città più vicina: Sulmona (CH), Italia (3.7 km distante)

Potenza nominale del sistema FV: 1.793,4 kWp (silicio monocristallino)

Inclinazione dei moduli FV: 30°

Orientamento (azimuth) dei moduli: 0.0°

Fattore ombre vicine sul globale: 4,5 %

Fattore IAM su globale: 2,7 %

Perdita FV a causa del livello d'irraggiamento: 4,6%

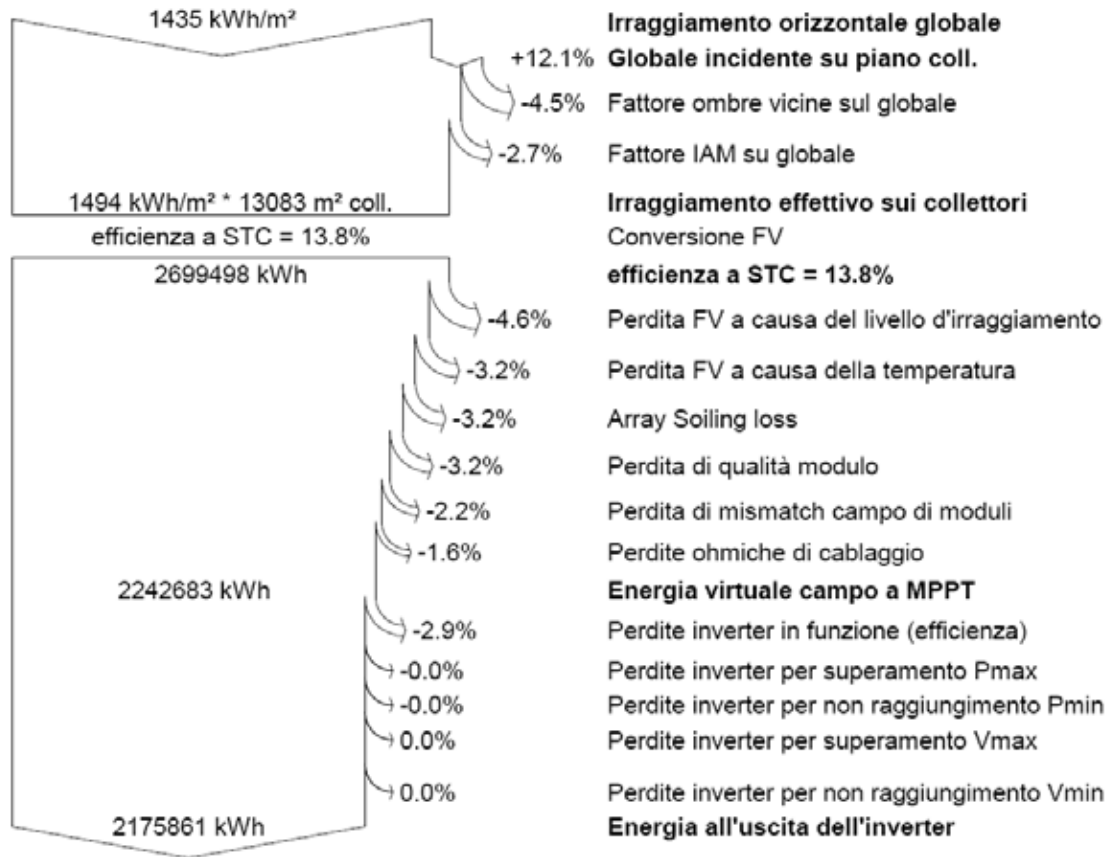
Stima delle perdite causato dalla temperatura: 3,2% (usando dati di temperatura locali)

Altre perdite (cavi, inverter, etc.): 13,3%

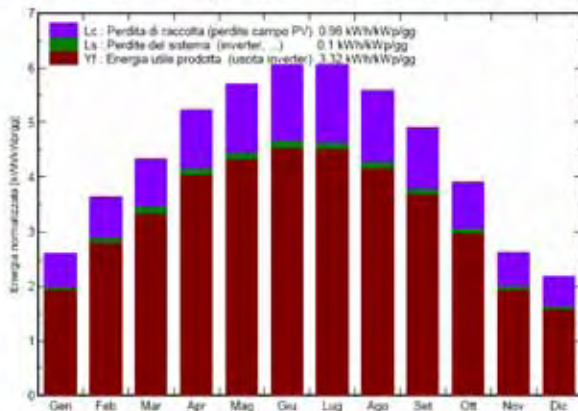
Totale delle perdite di sistema FV: 24,6%

Il grafico mostra l'energia elettrica stimata che ogni mese si può ottenere da un sistema fotovoltaico con i parametri scelti.

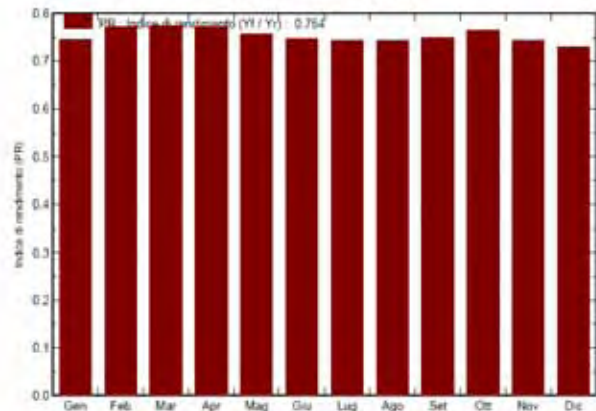
### Diagramma delle perdite sull'anno intero



Produzione normalizzata (per kWp installato): Potenza nominale 1793 kWp



Indice di rendimento (PR)



Nella successiva tabella, oltre alla stima mensile di energia elettrica prodotta, vengono riportate anche le stime della media giornaliera e la produzione totale annuale.

**Simulation variant**  
**Bilanci e risultati principali**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>EOutInv</b> kWh	<b>EffArrR</b> %	<b>EffSysR</b> %
<b>Gennaio</b>	53.6	5.30	80.8	72.5	111446	108054	10.55	10.23
<b>Febbraio</b>	72.2	6.90	101.9	94.6	145615	141274	10.92	10.59
<b>Marzo</b>	111.3	7.80	134.1	124.7	192036	186305	10.95	10.62
<b>Aprile</b>	145.5	12.00	156.7	146.5	223458	217033	10.90	10.58
<b>Maggio</b>	178.9	17.00	176.9	165.6	247405	240116	10.69	10.38
<b>Giugno</b>	191.7	20.60	181.7	170.1	251146	243862	10.56	10.26
<b>Luglio</b>	194.7	22.80	187.9	176.3	258237	250752	10.50	10.20
<b>Agosto</b>	167.7	22.90	173.3	162.0	237957	231138	10.49	10.19
<b>Settembre</b>	126.0	19.10	147.3	137.8	203939	197895	10.58	10.27
<b>Ottobre</b>	93.3	14.00	120.9	112.3	170656	165681	10.79	10.48
<b>Novembre</b>	55.5	8.70	78.8	71.6	108418	105049	10.52	10.19
<b>Dicembre</b>	44.6	6.50	67.8	60.3	91649	88703	10.33	10.00
<b>Anno</b>	1435.0	13.67	1608.1	1494.5	2241964	2175861	10.66	10.34

legende:	GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva all'uscita del campo
	T Amb	Temperatura ambiente	EOutInv	Energia all'uscita dell'inverter
	GlobInc	Globale incidente su piano coll.	EffArrR	Effic. Uscita campo / sup. lorda
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Uscita sistema / sup. lorda

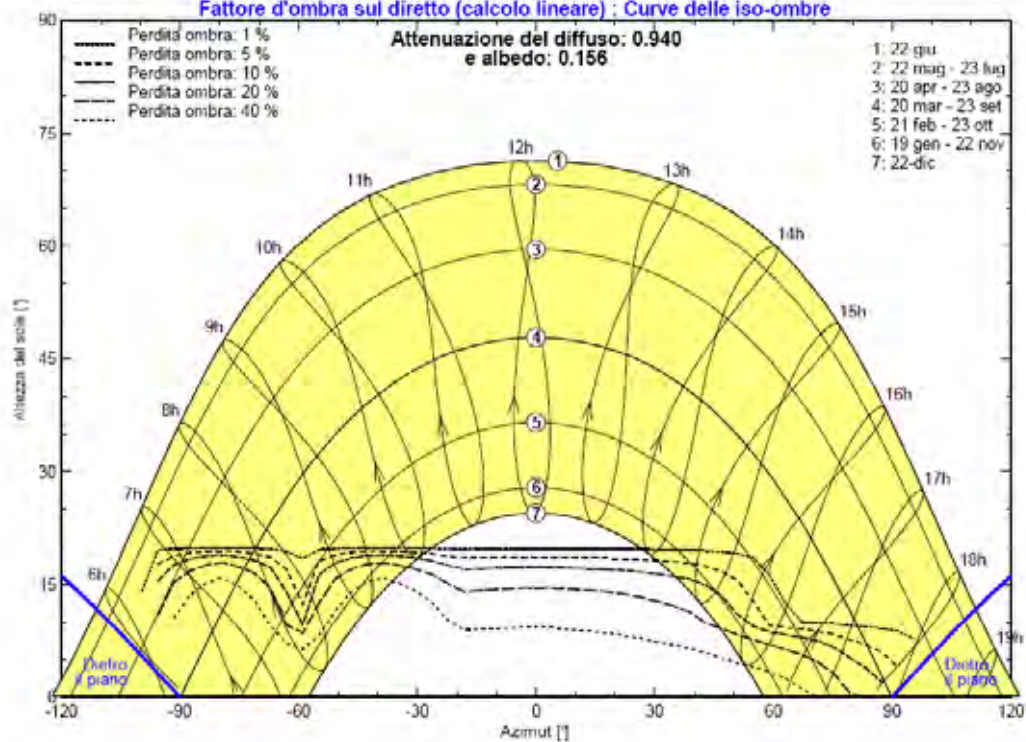
Vengono di seguito riportati il grafico e la tabella dell'irraggiamento mensile nel piano del sistema FV ed il diagramma delle ombre. Nella tabella vengono riportate anche le stime dell'irraggiamento medio giornaliero e l'irraggiamento totale annuo.



### Diagramma delle iso-ombre

Fonte d'amore: 1.7MW

Fattore d'ombra sul diretto (calcolo lineare) : Curve delle iso-ombre



## 4 L'iter di ottimizzazione progettuale

Tutt'attorno la disposizione dell'impianto sussiste la presenza della fascia di rispetto standard di 5 metri su tutti i lati. La progettazione del campo è stata condotta allo scopo di ottimizzare la simmetria dell'intero generatore fotovoltaico, sfruttando al massimo la superficie a disposizione per garantire il massimo grado di efficienza. I pannelli saranno così disposti in file da tre righe, con i lati corti paralleli al terreno. L'inclinazione dei pannelli adottata è di 30°. I pannelli sono stati raggruppati in file da tre righe allo scopo di ridurre la lunghezza dei cablaggi in continua per raggiungere gli inverter e ridurre le opere di scavo dei cavidotti in AC. Questa soluzione inoltre consente di lasciare un corridoio tra le file, percorribile dai mezzi addetti alla manutenzione, evitando così la necessità di prevedere dei corridoi ortogonali alle schiere stesse. La distanza tra le file è stata posta uguale a 9.4 metri, questo per evitare ombreggiamenti tra le file dei pannelli alla declinazione del sole di 25° durante il solstizio invernale, cioè il periodo in cui il sole si trova alla minima elevazione. Lo scopo di conservare una distanza di 9.4 metri tra le schiere è duplice; da un lato quello di salvaguardare la produzione invernale, caratterizzata da bassi angoli del sole e quindi da lunghe ombre e dall'altro quello di favorire le operazioni di manutenzione, il tutto inserendo una quantità elevata di pannelli nel sito. Le perdite dovute ad ombreggiamento, calcolate su base annua in tali condizioni rimangono al di sotto del 3,3% della produzione attesa. La sistemazione in file da tre righe dei pannelli aiuta anche in questo caso a massimizzare la produzione: infatti in condizioni di ombreggiamento che copra la parte inferiore del modulo, rimangono garantite alte percentuali di produzione del generatore. Gli inverter sono stati sistemati in prossimità dei sottocampi allo scopo di ridurre le perdite lungo i cavi in corrente continua. Ogni stringa raggiunge una tensione massima di 501,2 Volt partendo dai 35,8V del singolo pannello. Gli inverter saranno disposti in gruppi da 6 a comporre un sottocampo. Lo scopo di una simile concezione modulare dell'inverter è anche quello di garantire la perdita minima di produzione in caso di fermo di parte dell'impianto. Il grado di rendimento secondo le disposizioni Euro-ETA degli inverter utilizzati è del 97,25% ed una efficienza massima del 97,7%.