

INDICE

1	PREMESSA	3
	1.1 SCOPO	3
	1.2 DEFINIZIONI	3
2	RIFERIMENTI NORMATIVI.....	4
3	INQUADRAMENTO TERRITORIALE.....	5
4	CARATTERISTICHE GENERALI DEL PROGETTO PROPOSTO.....	8
	4.1 COMPONENTI DELL'IMPIANTO	10
	4.1.1 <i>Pannelli fotovoltaici</i>	10
	4.1.2 <i>Stringhe</i>	12
	4.1.3 <i>Calcolo parametri caratteristici dei moduli / stringhe</i>	13
	4.1.4 <i>Inverter</i>	13
	4.1.5 <i>Schema elettrico generale</i>	18
	4.2 CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO	20
	4.2.1 <i>Variatione della tensione con la temperatura per la sezione c.c.</i>	20
	4.3 PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE.....	20
	4.3.1 <i>Collegamenti tra stringa di moduli fotovoltaici e QCC Quadro di campo CC</i>	22
	4.3.2 <i>Collegamenti tra QCA Quadri di campo CA del Sottocampo e QGBT Quadro Generale Bassa Tensione</i>	23
	4.3.3 <i>Impianto di Terra</i>	24
	4.3.4 <i>Telaio ed installazione dell'impianto</i>	25
	4.4 OBIETTIVI DI PROGETTO E SCELTE.....	28
	4.5 PROGETTAZIONE FOTOVOLTAICA	30
5	FASE COSTRUTTIVA	34
	5.1 INDIVIDUAZIONE DELL'AREA DI CANTIERE	34
	5.2 PREPARAZIONE DEL SITO	35
	5.3 NORMATIVA DI SICUREZZA ED IGIENE SUI CANTIERI.....	35
	5.4 FABBISOGNI E MOVIMENTAZIONE MATERIALI	36
	5.5 PROGRAMMA GENERALE DELL'INTERVENTO	36

6 L'ITER DI OTTIMIZZAZIONE PROGETTUALE.....37

1 Premessa

1.1 Scopo

La presente relazione ha lo scopo di illustrare il progetto dell'impianto fotovoltaico da 786,6 kWp da realizzarsi nel territorio del comune di Ortona (CH) a cura della società SOLAR EXPRESS 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 tecnico-economiche 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 Inquadramento territoriale

Il Progetto in studio è volto alla realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra in grado di sviluppare una potenza massima alla rete di 786,6 kW.

La zona su cui incide il progetto esposto si trova in località Gagliarda, all'interno del territorio Comunale di Ortona in provincia di Chieti, a 3 chilometri a sud del nucleo urbano principale.



Figura 3.1 - Area di progetto (delimitata in rosso)



Figura 3.2 - inquadramento topografico dell'area

L'area di progetto è prevalentemente pianeggiante in leggero declivio, da ovest a circa 125 m s.l.m. ad est a circa 118 m s.l.m. Il terreno, con variazioni di quota del piano campagna non rilevanti, si estende su una superficie di 1 ettaro e mezzo.

La destinazione d'uso effettiva e programmata da P.R.G. è agricola, dall'ultimo sopralluogo risulta la presenza di culture arboree (vigneti ed uliveti).

L'area in esame ha delle caratteristiche di particolare attrazione per l'installazione di un impianto fotovoltaico:

- Sita in area già ospitante impianti per la produzione di energia (pannelli fotovoltaici già installati sulla copertura di uno dei capannoni industriali presenti ed impianto fotovoltaico da 200 kW già autorizzato a circa 100 m dall'area di interesse progettuale);
- Facilmente raggiungibile.

Dalle mappe delle isoradiative la posizione geografica del territorio è particolarmente favorevole.

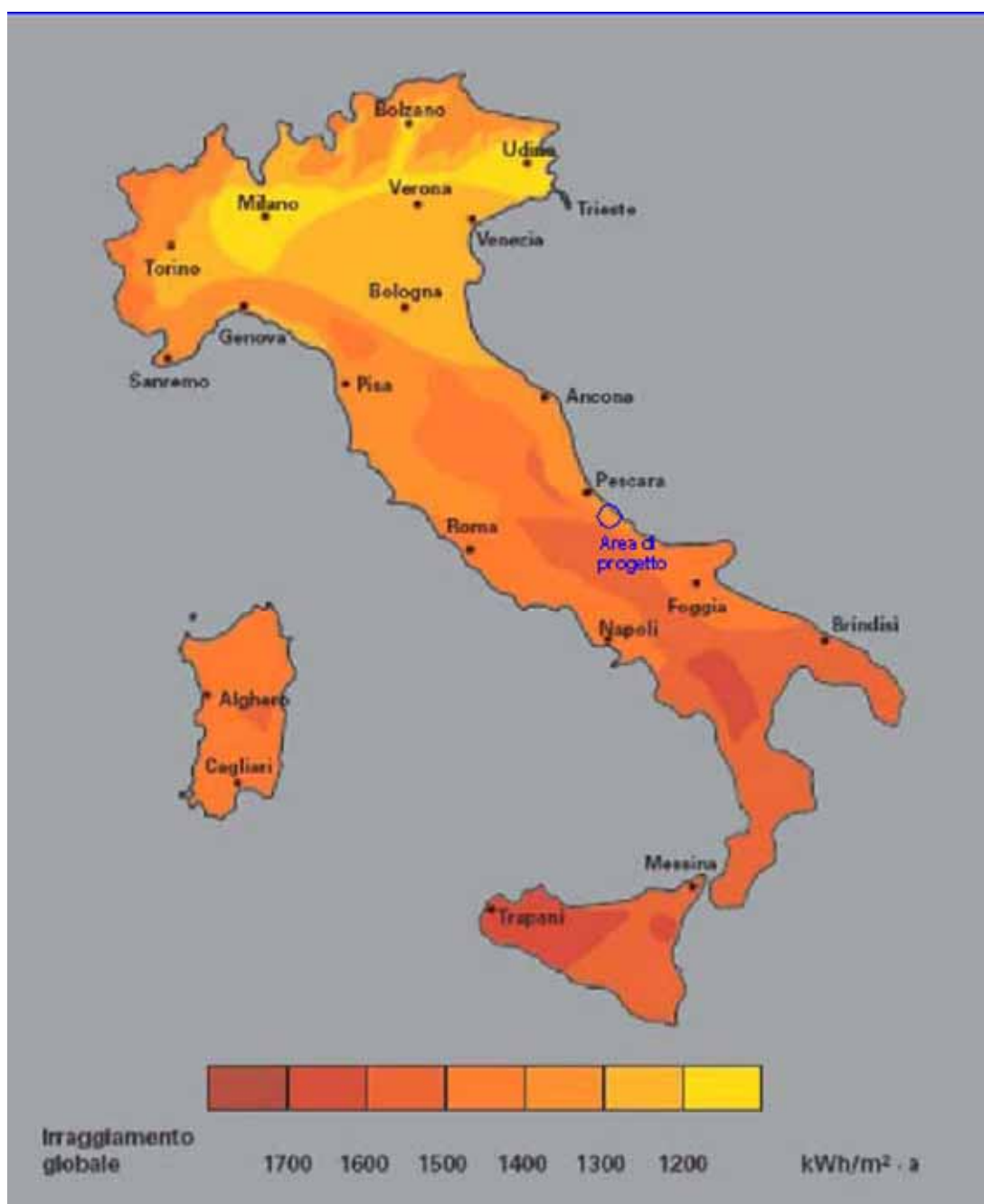


Figura 3.3 - Carta delle isoradiative

I dati di insieme geografici rilevati sono i seguenti:

- Temperature esterne min/max: +9°/+20 °C (1)
- Radiazione solare UNI 10349 : (vedi tabella radiazioni)
- Altitudine s.l.m. : 130 - 100 m
- Latitudine: 42°19'13"N
- Longitudine: 14°23'25"E
- Pressione cinetica di riferimento: 456 N/(m)² (zona III, area geografica Abruzzo).

(1) Medie mensili riferite agli ultimi 30 anni, basate sui dati della stazione di Pescara

4 Caratteristiche generali del progetto proposto

Il progetto proposto è un impianto fotovoltaico al suolo (non integrato) connesso in rete, composto da un totale di 3420 pannelli in silicio policristallino modello SKY Global SGP 60/230 da 230 Watt di potenza di picco ciascuno, per una potenza complessiva di picco di 786,6 kWp. Il generatore fotovoltaico è stato progettato è suddiviso in 10 sottocampi, ed identificati con le sigle da S1 ad S10.

I sottocampi da S1 ad S9 sono composti da: 360 moduli, 6 inverter, 24 stringhe e potenza di 82,8 kWp, equamente distribuita sulle tre fasi. Le 24 stringhe, vengono suddivise in 6 gruppi da 4 stringhe ciascuno (Figura 4.1). Ogni singolo gruppo di 4 stringhe viene collegato ad un quadro di raccolta in corrente continua. Le uscite dei quadri si collegano agli inverter che ospitano 4 connessioni d'ingresso per ogni quadro.

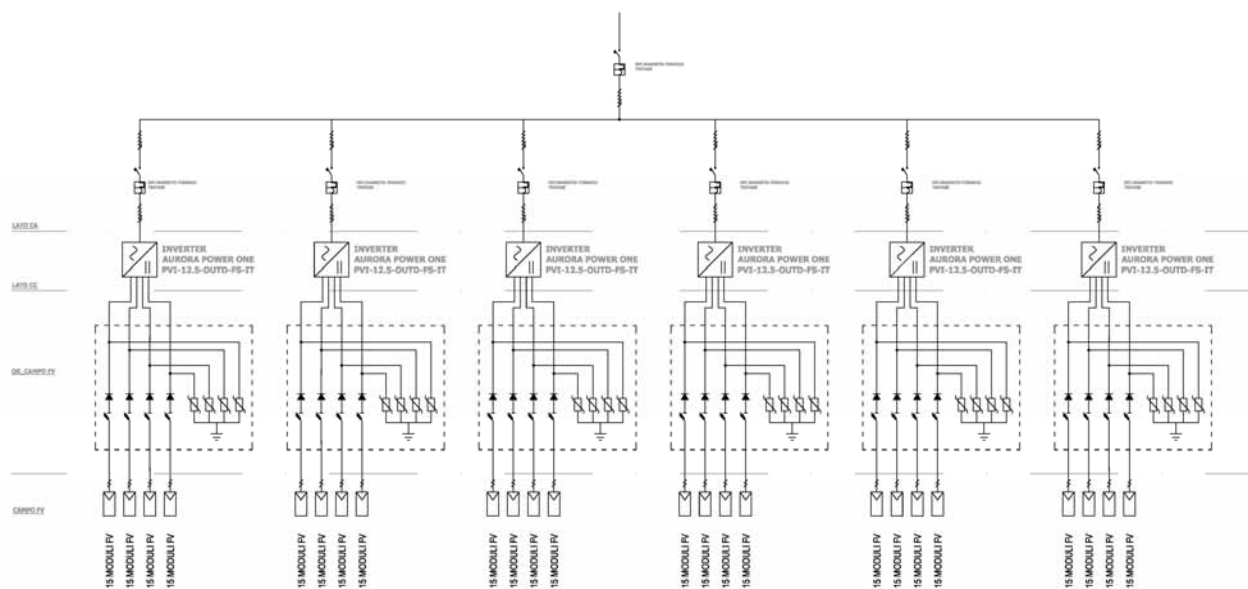


Figura 4.1 – schema elettrico dei sottocampi da S1 ad S9

Il sottocampo S10 sarà composto da: 180 moduli, 3 inverter, 12 stringhe e potenza di 41,4 kWp, equamente distribuita sulle tre fasi. Le 12 stringhe, vengono suddivise in gruppi da 4 stringhe ciascuno (Figura 4.2). Ogni singolo gruppo di 4 stringhe viene collegato ad un quadro di raccolta in corrente continua. Le uscite dei quadri si collegano agli inverter che ospitano 4 connessioni d'ingresso per ogni quadro.

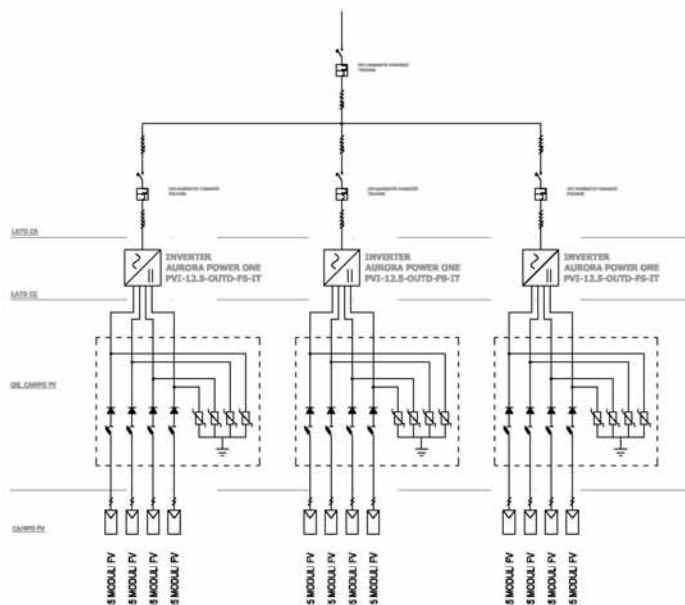



Figura 4.2 – schema elettrico del sottocampo S10

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.

4.1 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.

4.1.1 Pannelli fotovoltaici

I pannelli scelti per realizzare l'impianto in progetto, SGP 60/230 Wp,  sono in silicio policristallino costituiti da 60 celle elementari (156 x 156 mm) e dotati di cornice in alluminio. Le 60 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 230Wp. Le dimensioni del singolo pannello sono le seguenti: 1646 x 995 x 50 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.

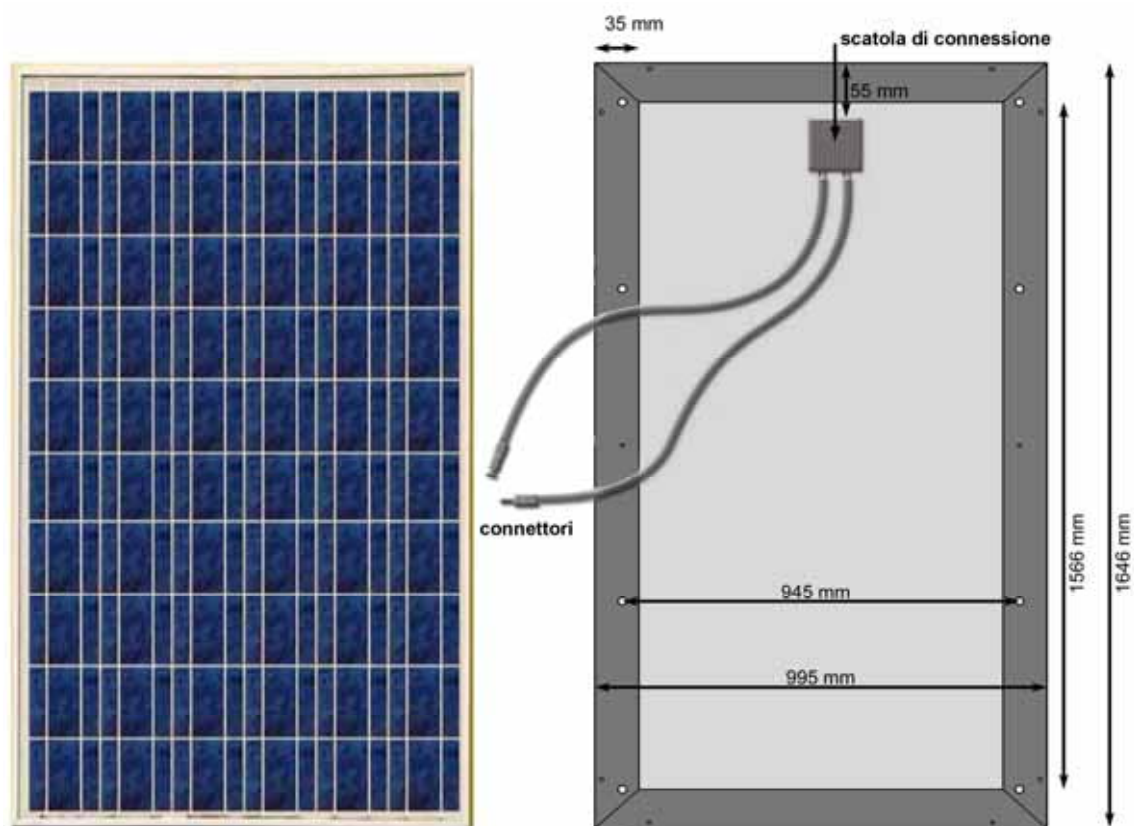


Figura 4.3 - Dimensioni pannelli fotovoltaici

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

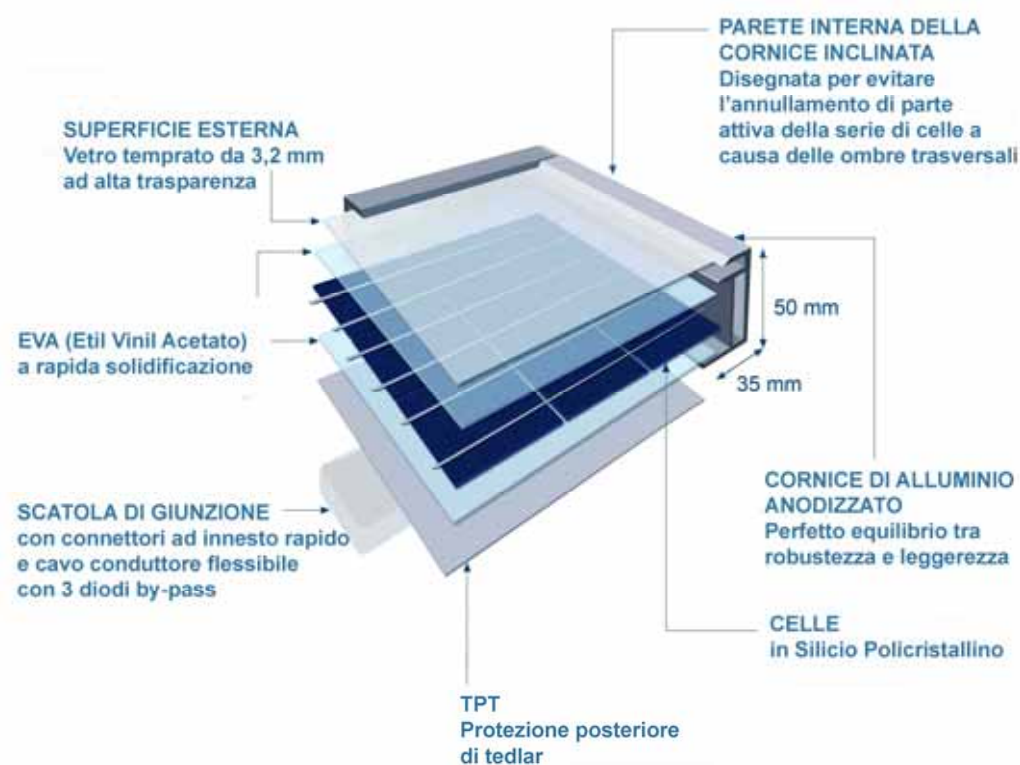


Figura 4.4 - spaccato del pannello

Potenza (STC)*	230Wp
Tolleranza	±3 %
Tensione alla massima potenza (V_m)	30,48V
Corrente alla massima potenza (I_m)	7,55A
Tensione a circuito aperto (V_{oc})	36,60V
Corrente di cortocircuito (I_{sc})	8,17A
Tensione massima di sistema	1000V
Coefficiente di temperatura (V_{oc})	-0,095 V/°C
Coefficiente di temperatura (I_{sc})	3,9 mA/°C
Coefficiente di temperatura (P_{max})	-0,4%/°C
TONC **	43,4 °C
Efficienza della cella	15,87%
Efficienza del pannello	13,93%

Tabella 4.1 - caratteristiche tecniche dei pannelli

4.1.2 Stringhe

Ogni stringa sarà composta da 15 moduli contigui, con i lati corti paralleli al terreno, disposti su tre righe, come mostrato in figura.



Il cablaggio tra moduli che verrà adottato è di tipo "stretto", che oltre a ridurre notevolmente le eventuali sovratensioni indotte ai capi del circuito 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 di quattro moduli, ovvero 5,055m comprensivi dello spessore dei distanziatori. Quattro stringhe sono poi connesse in parallelo ad un inverter.

4.1.3 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:

$$V_{OC(Tmin)} = 39,925 V$$

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:

$$V_{M(Tmin)} = 33,805 V$$

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:

$$V_{M(Tmax)} = 26,205 V$$

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

$$V_{oc\ max} = V_{OC(Tmin)} \times n = 39,925V \times 15 = 599V$$

$$V_{m\ max} = V_{M(Tmin)} \times n = 33,805V \times 15 = 507V$$

$$V_{m\ min} = V_{M(Tmax)} \times n = 26,205V \times 15 = 393V$$

4.1.4 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,

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/m² a 1000-1200W/m² 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.

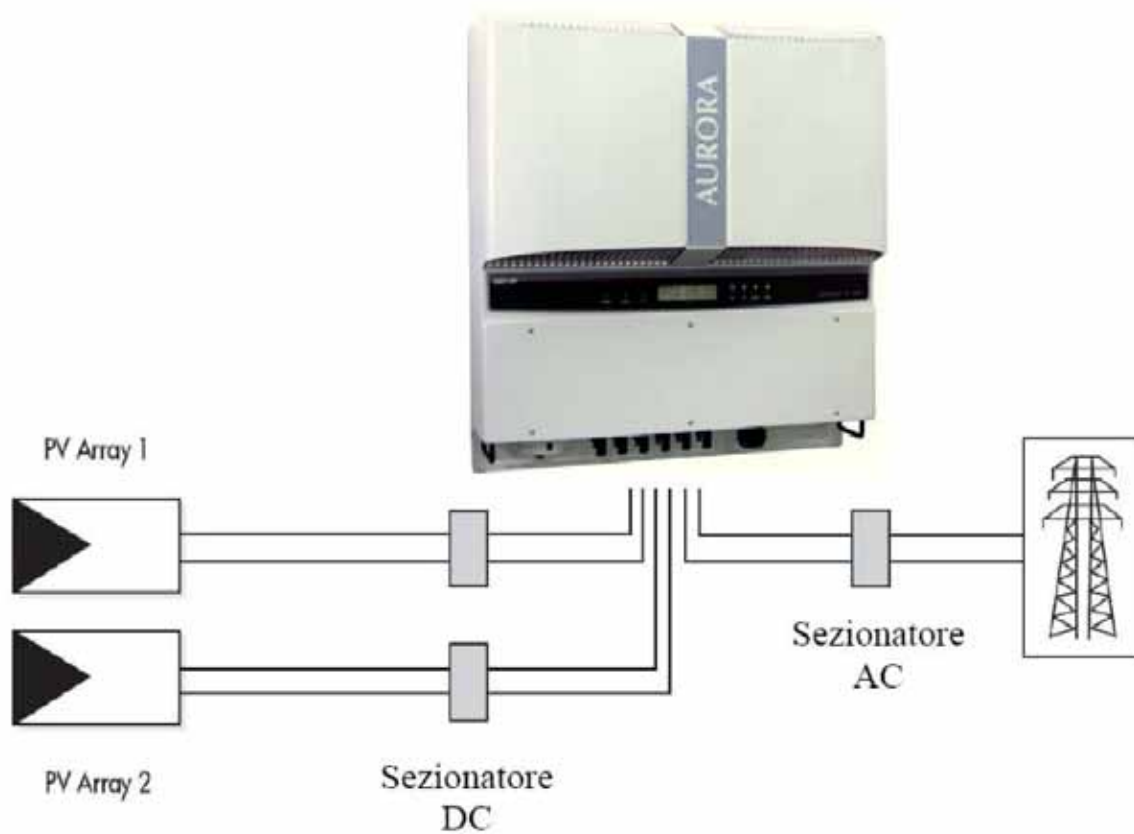


Figura 4.4

Schema semplificato di un sistema fotovoltaico con inverter Aurora Power-one PVI-12.5-OUT-IT

CARATTERISTICHE		PVI-12.5-OUTD	
PARAMETRI DI INGRESSO (Lato DC)			
Potenza nominale DC [kW]		13	
Potenza DC massima raccomandata [kW]		14,3	
Range di tensione per operazione MPPT [Vdc]		Da 200 a 850 (580 nominale)	
Range di tensione per operaz. a piena potenza [Vdc]		360-750	
Tensione massima assoluta [Vdc]		900	
Tensione di attivazione [Vdc]		360 nominale (selezionabile da 250 a 500)	
Numero di MPPT indipendenti		2	
Potenza massima di ingresso, ciascun MPPT [kW]		8	
Num. Ingressi DC (fusibili)		6 (3 per ogni MPPT)	
Corrente massima di ingresso, ciascun MPPT [Adc]		18 (22 corto circuito)	
Caratteristiche fusibili di ingresso (ciascun ingresso)		Rating: 10Adc/900Vdc	
Varistori lato DC		4 (2 per ogni MPPT), protetti termicamente	
Interruttore DC		Integrato (Rating: 1000Vdc/25A)	
Connessioni lato DC		12 x MultiContact Ø4mm (6 maschi - ingressi positivi + 6 femmine - ingressi negativi) Controparti per connettori di ingresso incluse Sezione di cavo ammessa: 4-6mmq/AWG12-10 - Ø esterno cavo (con isolante): 3-6mm	
PARAMETRI DI USCITA (Lato AC)			
Potenza di uscita nominale (fino a 50°C) [kW]		12,5	
Potenza massima di uscita [kW]		13,8	
Connessione alla rete AC		Trifase 400Vac 50Hz con o senza neutro (rete trifase a 3 o 4 conduttori) + PE	
Tensione di uscita nominale [Vac]		3x400Vac	
Range di tensione AC di esercizio [Vac]		311-456	
Frequenza di rete nominale [Hz]		50	
Corrente di uscita massima [A]		20A per fase (22A corto circuito)	
Varistori lato AC		4 (tra ciascuna fase e punto comune connesso a terra tramite scaricatore)	
Connessioni lato AC		Morsettiera a vite Sezione di cavo ammessa: 0,5-10mmq / AWG20-6 Pressacavo: M40 - Ø esterno cavo (con isolante): 15-23mm	
Fattore di potenza		1	
Distorsione corrente AC (THD)		<2% alla potenza nominale con tensione di rete sinusoidale	
Efficienza massima		97,7%	
Euro Efficienza		97,25%	
Consumo in stand-by [W]		10	
Consumo notturno [W]		<2	
Isolamento		Senza trasformatore	
PARAMETRI AMBIENTALI			
Raffreddamento		Convezione naturale	
Temperatura ambiente di esercizio [°C]		Da -25a a +60 (derating di potenza sopra ai 50°C)	
Altitudine [mt]		2000	
Rumore acustico [dBA]		<50 @1mt	
Grado di protezione ambientale		IP65	
Umidità relativa		0-100% punto di condensa	
PARAMETRI MECCANICI			
Dimensioni (HxWxD) [mm]		650 x 620 x 200	
Peso [kg]		38	
ALTRE INFORMAZIONI			
Display		SI (2 linee alfanumeriche)	
Comunicazioni		RS485 (Morsettiera a vite - Sezione di cavo ammessa: 0,08-1,5mmq/AWG28-16) Sistema di monitoraggio remoto "Aurora Easy-Control" (opzionale)	
DATI PER COMPILAZIONE ALL. B/DK5940			
Tipologia di convertitore		Convertitore statico non idoneo a sostenere la tensione e la frequenza entro il campo nominale (dispositivo di conversione statica che si comporta come generatore di corrente)	
Versioni firmware		DC/DC: DC/AC: MICRO:	
Contributo alla corrente di corto circuito		22A per fase	
Descrizione dispositivi integrati		Protezione di interfaccia e dispositivo di interfaccia integrato nel convertitore (vedi tabella taratura)	
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 TARATURA PROTEZIONE DI INTERFACCIA (modelli IT)			
PROTEZIONE	ESECUZIONE	VALORE DI TARATURA	TEMPO DI INTERVENTO
Massima tensione	tripolare	472Vrms	60ms
Minima tensione	tripolare	328Vrms	60ms
Massima frequenza	tripolare	50,28Hz	60ms
Minima frequenza	tripolare	49,72Hz	60ms
Derivata di frequenza	tripolare	0,45Hz/s	60ms

Fig. 4.5 dati tecnici degli inverter Aurora Power-one PVI-12.5-OUTD-IT

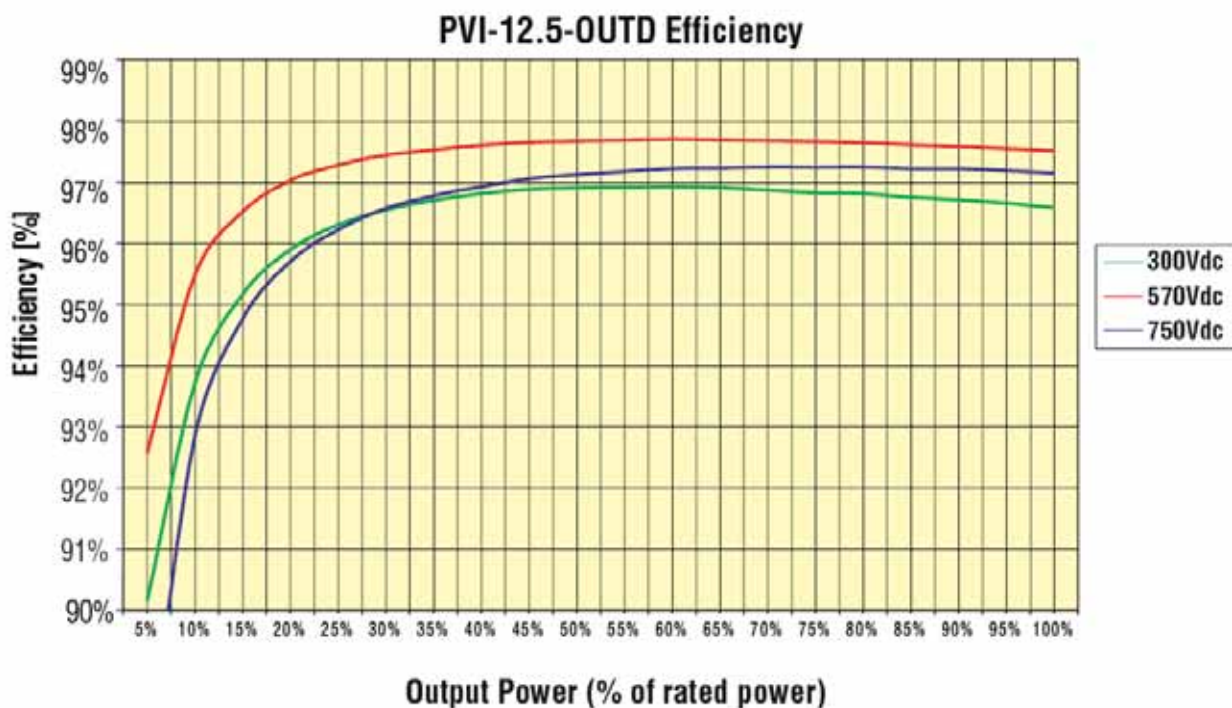


Fig. 4.6 Curva del grado di rendimento degli inverter Aurora Power-one PVI-12.5-OUTD-IT

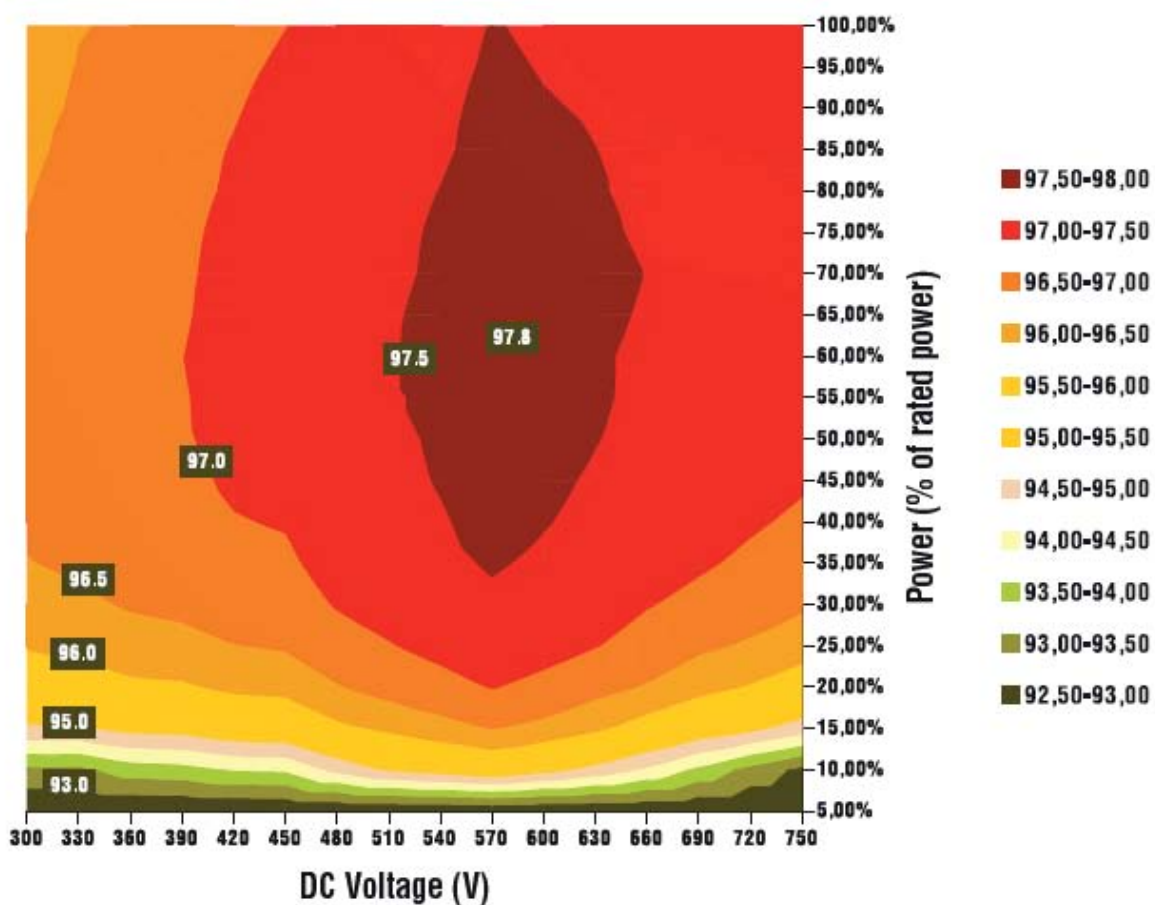


Fig. 4.7 Diagramma variazione percentuale di potenza degli inverter Aurora Power-one PVI-12.5-OUTD-IT

4.1.5 Schema elettrico generale

4.1.5.1 Descrizione

Il generatore fotovoltaico, posto su un'area recintata è composto complessivamente da 3420 moduli fotovoltaici in silicio policristallino. E' stato progettato è suddiviso in 10 sottocampi. I sottocampi da S1 ad S9 sono da 82,8 kWp, ognuno composto da: 360 moduli, 6 inverter, 24 stringhe da 15 moduli collegati in serie tra loro. Le 24 stringhe sono suddivise in 6 gruppi da 4 stringhe ciascuno e collegate in parallelo a 6 quadri di distribuzione CC, ognuno dei quali è connesso ad uno dei 6 inverter del sottocampo. Il sottocampo S10 è da 41,4 kWp ed è composto da: 180 moduli, 6 inverter, 12 stringhe da 15 moduli collegati in serie tra loro. Le 12 stringhe sono suddivise in 3 gruppi da 4 stringhe ciascuno e collagate in parallelo a 6 quadri di distribuzioneCC, ognuno dei quali è connesso ad uno dei 3 inverter 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).

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

n° moduli generatore FV	3420
n° moduli per stringa	15
n° stringhe	228
n° sottocampi	10
n° stringhe per ogni sottocampo S1..S9	24
n° stringhe per ogni sottocampo S10	12
n° inverter generatore FV	57
n° inverter per i sottocampi da S1 ad S9	6
n° inverter per il sottocampo S10	3
n° stringhe connesse ad ogni inverter	4

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:

Tensione massima a circuito aperto a T_{min}	$V_{oc\ max} = (V_{OC\ (T_{min})} \times n) = \mathbf{599V}$
Tensione massima a T_{min}	$V_{m\ max} = (V_{M\ (T_{min})} \times n) = \mathbf{507V}$
Tensione massima a T_{max}	$V_{m\ min} = (V_{M\ (T_{max})} \times n) = \mathbf{393V}$
Tensione massima	$V_{max\ stringa} = (V_m \times n) = \mathbf{457,2V}$

E' prevista l'installazione di una cabina di trasformazione BT/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 cabine saranno 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-esce 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 20kVA, 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 alloggio il trasformatore 20/0,4kV di potenza nominale 800kVA 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

4.2 Calcoli e verifiche di progetto

4.2.1 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
$V_{oc\ max} < V_{inv\ max}$	599V < 900V
$V_{m\ min} \geq V_{inv\ (MPPT)\ min}$	393V > 200V
$V_{m\ max} \leq V_{inv\ (MPPT)\ max}$	507V < 850V

Le condizioni sono verificate.

4.3 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:

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

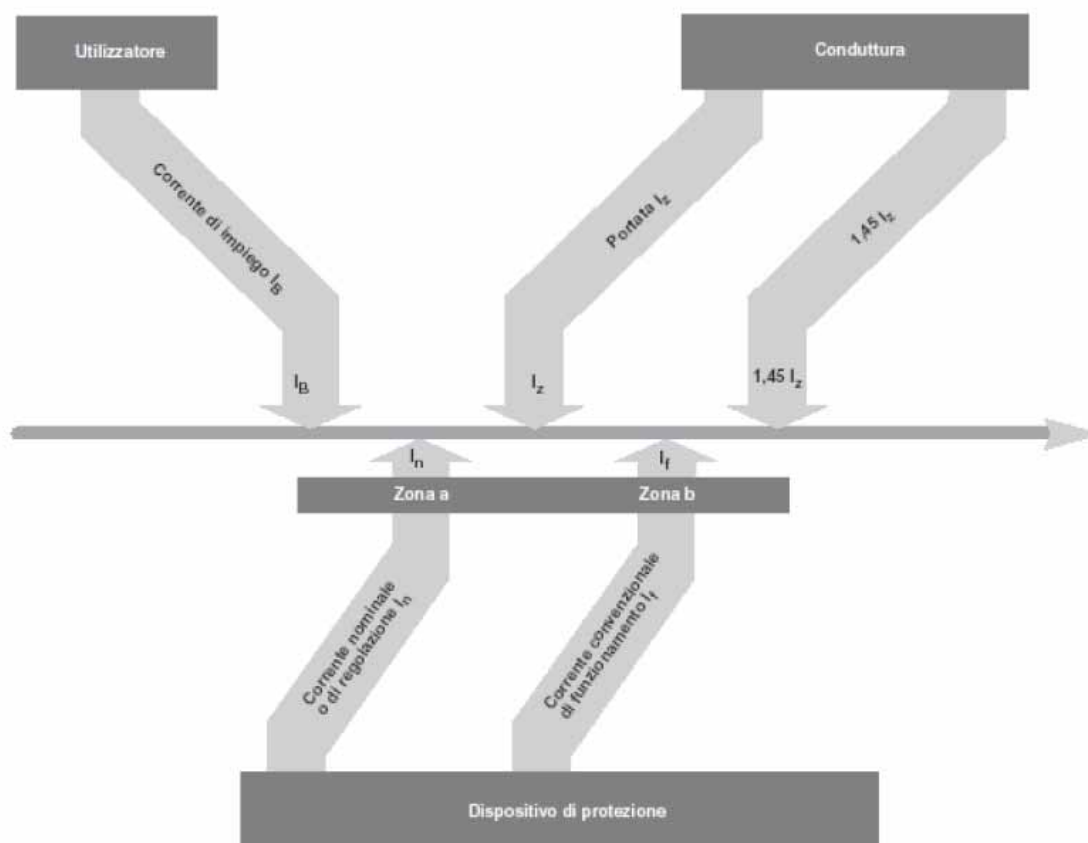
$$I_t \leq 1,45 \times I_z \quad (2)$$

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_f 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:

- $I_f = 1,3 \times I_n$ 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 simile).

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 $I_n \leq 0,9 \times I_z$.

4.3.1 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 mm², tensione nominale 1500 Vcc. Per contenere la caduta di tensione nel collegamento stringhe → Quadri di Campo QCC entro il 2%, per lunghezze superiori a 90m, si adotta un conduttore con sezione 6 mm², per lunghezze inferiori a 90m, si adotta un conduttore con sezione di 4 mm².

Per i cavi con sezione 4 mm² considerando una temperatura di lavoro di 60 °C, il tipo di posa ed i circuiti di prossimità si avranno le seguenti condizioni :

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

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

$$I_n = 10 \text{ A}$$

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

Condizioni di verifica :

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

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

Condizione verificata

Per i cavi con sezione 6 mm^2 considerando una temperatura di lavoro di $60 \text{ }^\circ\text{C}$, il tipo di posa ed i circuiti di prossimità si avranno le seguenti condizioni :

$$I_z = 35 \text{ A}$$

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

$$I_n = 10 \text{ A}$$

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

Condizioni di verifica :

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

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

Condizione verificata

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

(situazione più onerosa, allegato A, Tabella A.10)

I collegamenti saranno realizzati con linee in cavo quadripolare del tipo FG7OH1R 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 l'1%, verranno adottate le sezioni del cavo da 150 mm^2 per i cavi dei sottocampi da S1 ad S9, che verranno posti rispettivamente in tre cavidotti a fasci di tre cavi. Per il sottocampo S10 si utilizzerà un cavo di sezione 70 mm^2 che singolarmente verrà posto in un quarto cavidotto. 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 $30 \text{ }^\circ\text{C}$, il tipo di posa ed i circuiti di prossimità, la portata I_z nel caso del cavo di sezione 150 mm^2 risulta:

$$I_z = 131,7 \text{ A} ;$$

la corrente nominale del dispositivo di protezione:

$$I_n = 125 \text{ A}$$

la corrente per la quale è dimensionato il circuito:

$$I_b = 119,512 \text{ A} .$$

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

$$119,512 \text{ A} \leq 125 \text{ A} \leq 131,7 \text{ A}$$

Condizione verificata.

Nel caso del cavo di sezione 70 mm^2 risulta:

$$I_z = 119,9 \text{ A} ;$$

la corrente nominale del dispositivo di protezione:

$$I_n = 63 \text{ A}$$

la corrente per la quale è dimensionato il circuito:

$$I_b = 59,756 \text{ A} .$$

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

$$59,756 \text{ A} \leq 63 \text{ A} \leq 119,9 \text{ A}$$

Condizione verificata.

4.3.3 Impianto di Terra

L'impianto di terra risulta costituito da un sistema TN-S (PE distribuito) di treccia di rame nudo da 50 mm^2 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 $50 \times 50 \times 5 \text{ mm}$ 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.

4.3.4 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°

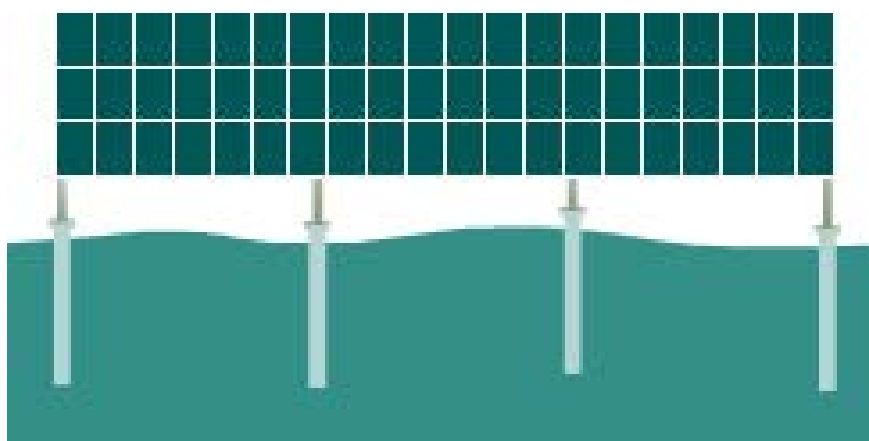


Figura 4.7 - Telaio visto da dietro con sistema di fissaggio senza cementazione

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.

4.4 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 particolar modo i pannelli).

TECNOLOGIA	POTENZA (MW)	COSTO SPEC. (€/KW)	COSTO INVEST. (G€)
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
 FV INTEGRATO	7417	6000	44,55
 FV A TERRA	833	5000	4,17
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
TOTALE	25260		86,52

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).

4.5 Progettazione fotovoltaica

Stima di produzione elettrica fotovoltaica per la località scelta.

Coordinate geografiche 42°19'13,16" Nord, 14°23'25,59" Est, Altitudine: 125 m. s. l. m.,

Tecnologia moduli FV: policristallo

Città più vicina: Ortona (CH), Italia (4 km distante)

Potenza nominale del sistema FV: 786,6 kWp (silicio policristallino)

Inclinazione dei moduli FV: 30°

Orientamento (azimuth) dei moduli: 0.0°

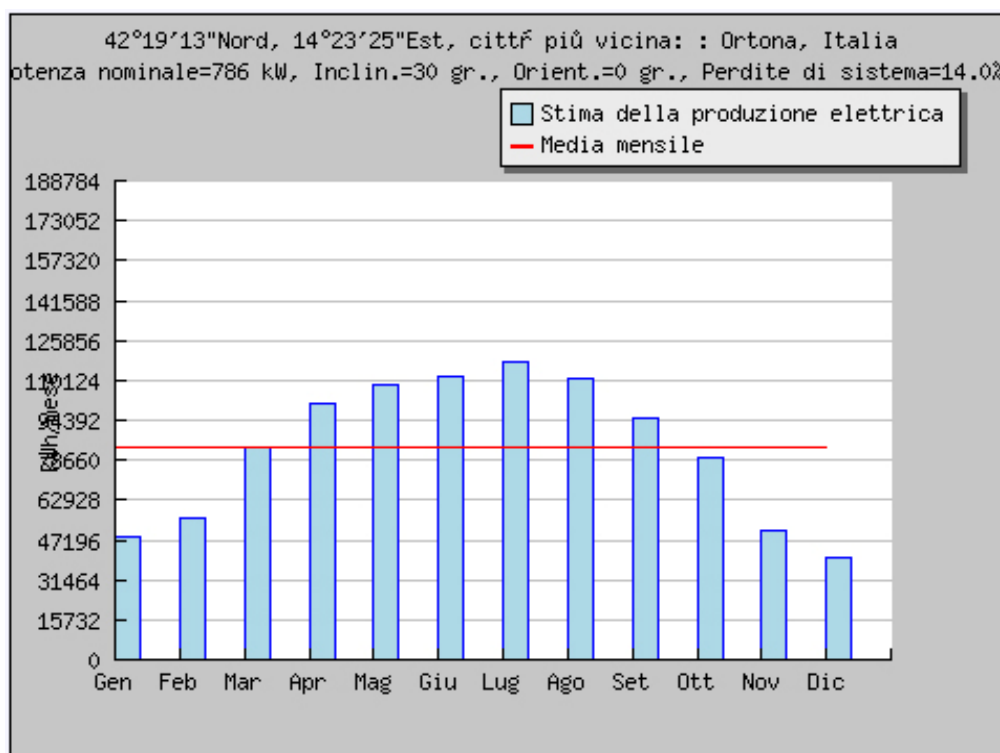
Stima delle perdite causato dalla temperatura: 8,9% (usando dati di temperatura locali)

Perdite stimate causate dall'effetto angolare di riflessione: 2.6%

Altre perdite (cavi, inverter, etc.): 14.0%

Totale delle perdite di sistema FV: 25.6%

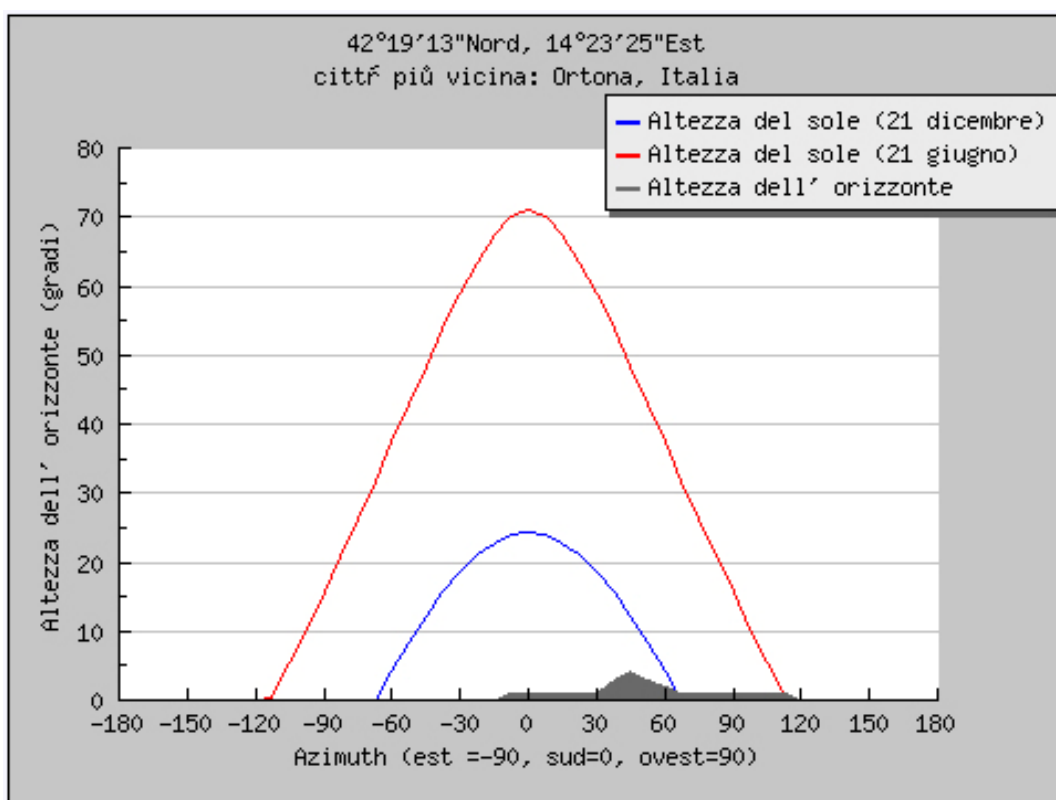
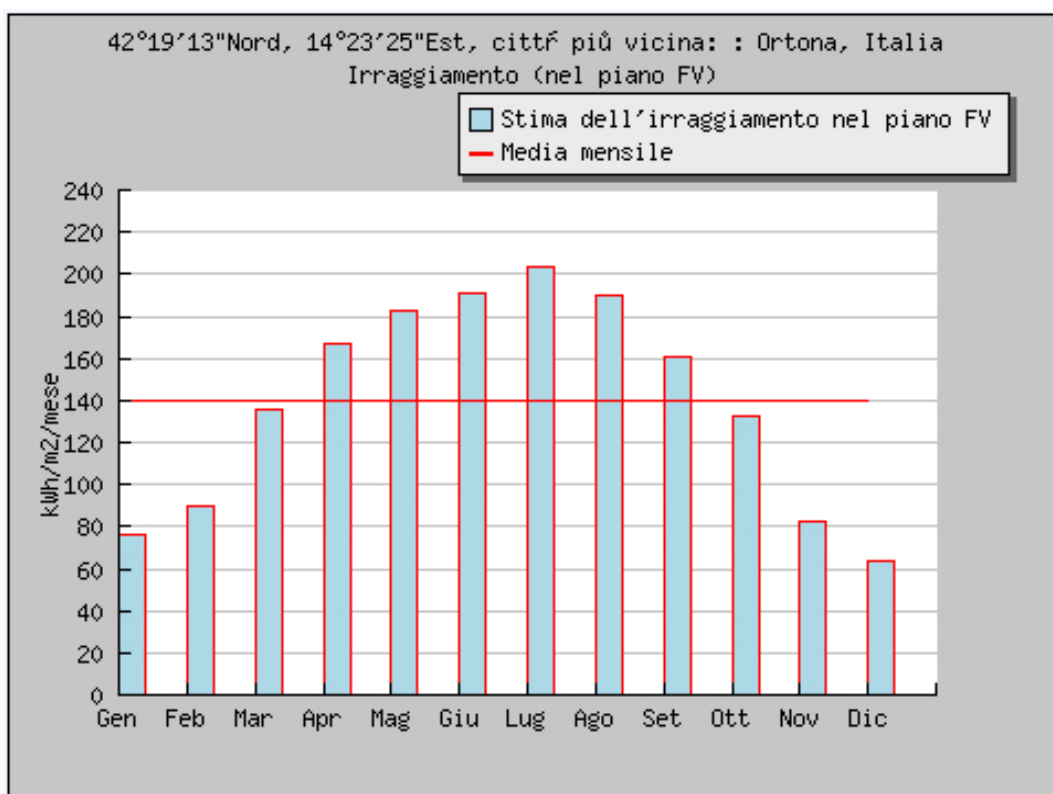
Il grafico mostra l'energia elettrica stimata che ogni mese si può ottenere da un sistema fotovoltaico con i parametri scelti.



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

Produzione elettrica FV per:		
Potenza nominale = 786,6 kW,		
Perdite di sistema = 14.0%		
Inclin.= 30 gr., Orient.= 0 gr.		
Mese	Produzione mensile (kWh)	Produzione giornaliera (kWh)
Gen	48485	1564
Feb	56118	2004
Mar	83710	2700
Apr	101286	3376
Mag	108486	3500
Giu	111483	3716
Lug	117629	3794
Ago	110533	3566
Set	95212	3174
Ott	79960	2579
Nov	51219	1707
Dic	40318	1301
Media annuale	83703	2752
Produzione annuale (kWh)	1004441	

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.



Irraggiamento (nel piano FV) per:		Inclin.= 30 gr., Orient.= 0 gr.
Mese	Irraggiam. mensile (kWh/m²)	Irraggiam. giornaliero (kWh/m²)
Gen	77	2.5
Feb	89	3.2
Mar	136	4.4
Apr	166	5.5
Mag	183	5.9
Giu	191	6.4
Lug	203	6.6
Ago	190	6.1
Set	160	5.3
Ott	132	4.3
Nov	82	2.7
Dic	64	2.1
Media annuale	140	4.6
Irraggiamento totale annuo (kWh/m²)	1674	

5 Fase Costruttiva

5.1 Individuazione dell'area di cantiere

Partendo da quanto presente nell'ambito degli elaborati progettuali risulta evidente che la localizzazione dell'area di cantiere, risulta coincidente con l'area di realizzazione del campo fotovoltaico. All'interno di tale perimetro sono state individuate in particolare un'area per il deposito dei materiali (pannelli fv, strutture di sostegno, cavi, recinzioni, ecc..) ed un'area per l'installazione di un prefabbricato da destinarsi ad ufficio-guardiana. Tali aree sono ubicate in prossimità dell'accesso al campo, come riportato nella figura seguente.



Figura 5.1 - Layout area di cantiere

E' importante sottolineare, inoltre, che la natura orografica del territorio non determina particolari difficoltà ai collegamenti tra le varie aree di lavoro ed al trasporto dei materiali, presentandosi sostanzialmente libero da ostacoli.

5.2 Preparazione del sito

La preparazione del sito interessato dall'apertura del cantiere comporterà, principalmente, le seguenti attività:

- scotico del terreno vegetale (quando necessario), con relativa rimozione ed accatastamento sul margine del perimetro di cantiere;
- formazione dei piazzali da adibire ad area di stoccaggio;
- realizzazione delle reti di distribuzione interna al campo (energia elettrica, rete di terra e contro le scariche atmosferiche, impianto di illuminazione esterna, reti acqua potabile ed industriale, fognature, telefoni, etc.) e dei relativi impianti;
- delimitazione dell'area con idonea recinzione e cancello di ingresso;

5.3 Normativa di sicurezza ed igiene sui cantieri

I principali riferimenti normativi per le attività di cantiere relativamente alla sicurezza ed igiene sul lavoro con particolare riferimento all'organizzazione del lavoro risultano:

- D.P.R. 27.04.1955, n. 457 – Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro
- D.P.R. 19.03.1956, n. 303 – Norme generali per l'igiene del lavoro
- D.P.R. 20.03.1956, n. 320 – Norme per la prevenzione degli infortuni e l'igiene del lavoro in sotterraneo
- D.L. 15.08.1991, n.277 – Attuazione delle direttive n. 80/1107/CEE, n. 81/605/CEE, n. 83/477/CEE, n.86/188/CEE e n. 88/642/CEE, in materia di protezione dei lavoratori contro i rischi derivanti da esposizione ad agenti chimici, fisici e biologici durante il lavoro, a norma dell'art.7 della L. 30.07.1990, n. 212
- D.L. 19.09.1994, n.626, come modificato dal D.L. 19.03.1996, n. 242 - – Attuazione delle direttive n. 89/391/CEE, n. 89/654/CEE, n. 89/655/CEE, n.89/656/CEE e n. 90/269/CEE, n. 90/270/CEE, n. 90/394/CEE e n. 90/679/CEE, riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro
- D.L. 14.08.1996, n. 493, – Attuazione della direttiva n. 92/58/CEE, concernente le prescrizioni minime per la segnaletica di sicurezza e/o di salute sul luogo di lavoro
- D.L. 14.08.1996, n. 494, – Attuazione della direttiva n. 92/57/CEE, concernente le prescrizioni minime di sicurezza e di salute da attuare nei cantieri temporanei o mobili.
- D.Lgs 81/08 relativo alle misure di sicurezza e prevenzione nei luoghi di lavoro.

5.4 Fabbisogni e movimentazione materiali

La realizzazione delle opere in esame comporterà, considerate le tipologie di progetto, prevalentemente una movimentazione di materiale in entrata rispetto al cantiere. Nella tabella seguente vengono riportati i materiali in entrata ed il numero dei mezzi utilizzati per il loro trasporto.

Trasporto	Quantità	Mezzo utilizzato	Numero di viaggi / automezzi
Pannelli FV	3420	Autocarro	7
Strutture sostegno	557 m ³	Autocarro	14
Cavi		Autocarro	6
Recinzioni	832m ²	Autocarro	6
Minipala cingolata	1	Autocarro	1
Inverters	57	Autocarro	1

5.5 Programma generale dell'intervento

Per la realizzazione del campo fotovoltaico verranno impiegati circa 12 gg, considerando una produttività di 65,55 Kw / giorno installati (circa 285 pannelli FV completati giorno). Per ottimizzare la fase di arrivo dei pannelli FV, il loro stoccaggio (limitazione dell'area di stoccaggio) e la fase successiva di installazione, sarà necessario effettuare 2 viaggi al giorno (circa 850 pannelli FV per viaggio) ogni 3 giorni di lavorazione in cantiere.

6 L'iter di ottimizzazione progettuale

Disposizione dell'impianto in progetto



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 10.23 metri, questo per evitare ombreggiamenti tra le file dei pannelli alla declinazione del sole di 23,5° durante il solstizio invernale, cioè il periodo in cui il sole si trova alla minima elevazione. Lo scopo di conservare una distanza di 10.23 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 2,5% 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 457,2 Volt partendo dai 30,48V 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%.