

**PROGETTO PRELIMINARE IMPIANTO  
FOTOVOLTAICO "SULMONA4"  
RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA**

**REGIONE ABRUZZO  
PROVINCIA DI L'AQUILA  
COMUNE DI SULMONA**

Committente	Progettazione
<b>REGESTA S.r.l.</b> <b>Strada Statale 17, km 95.500</b> <b>67039 Sulmona (AQ)</b> <b>P.IVA 01778880664</b>	<b>Per. Ind. Alessandro Martinelli</b> Via San Pietro, 15 67027 Raiano (AQ)

## Art. 1 Oggetto dei lavori

Il presente progetto ha per oggetto la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica tramite conversione fotovoltaica, avente una potenza di picco pari a 3896,64 kWp, compresi tutti gli impianti e componenti elettrici necessari alla distribuzione, trasformazione e cessione mediante connessione alla Rete del Distributore, dell'energia elettrica prodotta. Per le definizioni relative agli elementi costitutivi e funzionali degli impianti elettrici su indicati, valgono quelle stabilite dalle vigenti Norme CEI. Definizioni particolari, ove ritenuto necessario ed utile, sono espresse in corrispondenza dei vari articoli della presente relazione.

## Art. 2 Generalità

### 2.1 Iscrizione all'albo delle Ditte

La ditta installatrice incaricata alla realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica di cui in oggetto, con esclusione delle opere e lavorazioni di tipo edile e strutturale, deve essere regolarmente iscritta nel registro delle imprese di cui al decreto del Presidente della Repubblica 7 dicembre 1995, n. 581 e successive modificazioni o nell'Albo provinciale delle imprese artigiane di cui alla legge 8 agosto 1985, n. 443, iscrizione subordinata al possesso dei requisiti tecnico-professionali di cui all'articolo 4 del DM 37/08, richiesti per i lavori da realizzare. Il Committente può, prima dell'affidamento dei lavori, richiedere alla Ditta il certificato di riconoscimento, secondo i modelli approvati con decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato del 11 giugno 1992, rilasciato dalle competenti commissioni provinciali per l'artigianato, di cui alla legge 8 agosto 1985, n. 443, e successive modificazioni, o dalle competenti camere di commercio, di cui alla legge 29 dicembre 1993, n. 580, e successive modificazioni.

### 2.2 Dichiarazione di conformità

Al termine dei lavori, previa effettuazione delle verifiche previste dalla normativa vigente, comprese quelle di funzionalità dell'impianto, l'impresa installatrice rilascia alla Committente la dichiarazione di conformità degli impianti realizzati nel rispetto delle norme di cui all'articolo 6 del DM 37/08. Di tale dichiarazione, resa sulla base del modello di cui all'allegato I, fanno parte integrante la relazione contenente la tipologia dei materiali impiegati, nonché il progetto di cui all'articolo 5 del suddetto DM 37/08.

### 2.3 Progetto delle opere elettriche

Il presente progetto è redatto secondo la Guida CEI 0-2 seconda edizione, utilizzando:

- per i formati della carta le norme UNI 923, 924, 936, 8187;
- per le unità di misura ed i simboli letterali la norma CEI 24-1;
- per la terminologia il Glossario 1 "Elenco dei termini" del CEI;
- per i segni grafici, i codici di identificazione dei componenti materiali) e la preparazione dei documenti, le norme CEI del Comitato Tecnico 3.

### Art. 3

#### Rispondenza a norme, leggi e regolamenti

Gli impianti di cui nel presente progetto devono essere realizzati a regola d'arte, giusta prescrizione della Legge 1 marzo 1968 nr. 186 e del DM 37/08. Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché di loro componenti, devono corrispondere alle norme di legge e di regolamento vigenti alla data di esecuzione dei lavori, tra i quali:

- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI 11-20 e varianti: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi a continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici -Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici -Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici -Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) -Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili -Parte 1 : 4;
- Decreto 28 Luglio 2005 "Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare", modificato ed integrato con il Decreto ministeriale 6 febbraio 2006 e dal DM del 19 febbraio 2007.

Definizioni;

- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
- CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60099-1-2: Scaricatori per sovratensioni;
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI 81-10: "Protezione delle strutture contro i fulmini";
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 64-57 Impianti di piccola produzione distribuita;
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;

Inoltre:

- conformità alla marcatura CE per i moduli fotovoltaici e per il convertitore c.c. / c.a. ;
- UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaici.
- norme CEI 110-31,28 per il contenuto di armoniche e i disturbi indotti sulla rete dal convertitore c.c. / c.a. ;
- norme CEI 110-1, le CEI 110-6 e le CEI 110-8 per la compatibilità elettromagnetica (EMC) e la limitazione delle emissioni in RF.

Circa la sicurezza e la prevenzione degli infortuni, si ricorda:

- il D.Lgs. 81/08 per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- il DM 37/08, per la sicurezza elettrica.

Per quanto riguarda il collegamento alla rete e l'esercizio dell'impianto, conformi alle seguenti normative e leggi:

- norma CEI 0-16 per il collegamento alla rete pubblica;
- delibere dell'AEEG applicabili;
- guide tecniche specifiche emanate da ENEL e TERNA per la connessione alla rete di distribuzione MT.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

**Art. 4**  
**Dati di progetto**

**4.1 Dati generali**

<b>Dati relativi al committente</b>	
Committente:	REGESTA S.r.l.
Indirizzo:	Strada Statale 17, km 95.500
Città:	67039 Sulmona (AQ)
Codice fiscale / Partita IVA:	P.IVA 01778880664
Rappresentante Legale	Malvestuto Leandro

<b>Dati relativi al posizionamento del generatore FV</b>	
Posizionamento del generatore FV:	Installazione a terra
Angolo di azimut del generatore FV:	0°
Angolo di tilt del generatore FV:	32°
Fattore di albedo:	Suolo (creta, marmo)
Fattore di riduzione delle ombre $K_{ombre}$ :	0,95

L'impianto di cui in oggetto sarà installato in un terreno, attualmente adibito a cava di inerti, nel Comune di Sulmona (AQ), individuato al Catasto Terreni di Sulmona al foglio 52 particelle 103, 151, 152, 155, 158 con coordinate 42.0445 N, 13.9523 E. I moduli fotovoltaici verranno montati su una struttura in acciaio zincato composta da moduli strutturali realizzati per portare 22 colonne di 2 pannelli fotovoltaici montati verticalmente rispetto ala lato lungo; tale struttura è realizzata in acciaio zincato e poggiata al suolo per mezzo di palificazioni senza l'utilizzo di cls. La struttura così realizzata permette di installare i pannelli con la medesima esposizione, consentendo di superare i problemi dovuti alle variazioni di quota del terreno. I dati relativi al posizionamento dei moduli sono rilevabili dai disegni planimetrici e costruttivi allegati al presente progetto.

**4.2 Radiazione solare e analisi delle ombre**

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata prendendo come riferimento il valore di radiazione elaborato con l'applicazione WEB PVGIS (come previsto dalla norma CEI-82-25 art.4.3.2) per le coordinate del sito. In base a ciò risulta che il campo fotovoltaico sarà esposto con un orientamento azimutale a 0° rispetto al sud e avrà un'inclinazione rispetto all'orizzontale di 32° (tilt). E' stato scelto un fattore di riduzione delle ombre del 0,95, garantendo così che le perdite di energia derivanti da fenomeni di ombreggiamento non siano superiori al 5% su base annua.

L'irraggiamento solare sull'impianto in base all'applicazione Web PVGIS, calcolato su moduli esposti a 0°rispetto al Sud ed inclinati rispetto all'orizzontale di 32° Fattore di albedo scelto: Suolo (creta, marne) è di **1626 kWh/m2**

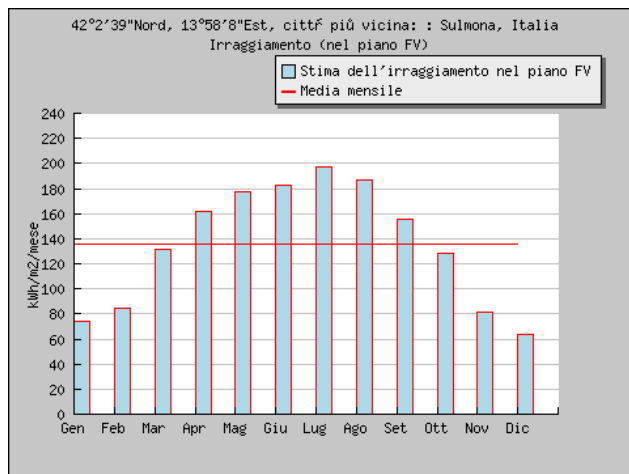


Fig. 1 - Irraggiamento medio giornaliero su base mensile

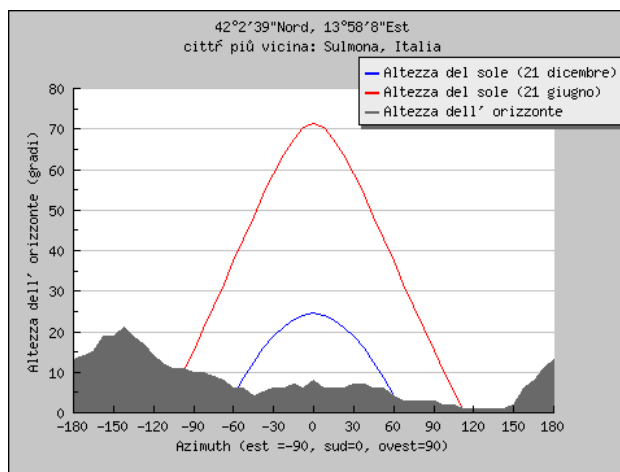


Fig. 2 - Diagramma solare

## Art. 5

### Descrizione del campo fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico di cui in oggetto è composto da 5 sottocampi ognuno composto da moduli fotovoltaici, da convertitori statici CC/CA, dal quadro elettrico di distribuzione BT e di protezione dei generatori, dal contatore di energia prodotta, dal trasformatore MT/BT, dal quadro di sezionamento MT. Tutti i sottocampo convergeranno sull'ingresso del quadro generale MT dove saranno installati tutti i sistemi di sezionamento ed i sistemi di protezione generale e di interfaccia con la rete del Distributore Pubblico. Nel locale misure verrà installato il contatore di energia immessa e prelevata in rete. Per la descrizione dettagliata dell'impianto fare riferimento agli elaborati grafici allegati alla presente relazione. La potenza complessiva da raggiungere sarà di 3896,64 kWp e pertanto verranno utilizzati 16236 moduli fotovoltaici aventi potenza massima STC pari a 240Wp. Inoltre si prevede di adottare una conversione distribuita su 123 inverter. Il campo fotovoltaico sarà così configurato:

Numero di moduli FV da 240Wp	16236
Numero di stringhe totali	738
Numero di moduli per stringa	22
Numero di convertitori CC/CA	123
Superficie complessiva moduli	1,638m x 0,982m x 16236 = 26116 m <sup>2</sup> .

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) rientrano nel range di accettabilità ammesso dall'inverter. I moduli saranno forniti di diodi di by-pass. Gli inverter, installati all'esterno nei pressi delle strutture portamoduli ed avranno ciascuno 6 stringhe in ingresso. Essi convoglieranno l'energia convertita nel quadro di parallelo AC del rispettivo sottocampo, con valore di tensione trifase pari a 400V in connessione TN-S. A monte del quadro BT sarà installato il trasformatore MT/BT ed il quadro di sezionamento MT. Ciascun sottocampo confluirà l'energia sul quadro generale MT che provvederà alla protezione e sezionamento dei sottocampi ed ospiterà il Dispositivo di Protezione Generale (DG) e Dispositivo di Protezione di Interfaccia (DI) dell'impianto con il relativo Sistema di Protezione Generale (SPG) e Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI). Il quadro generale MT sarà collegato, a monte, al sistema di misura dell'energia immessa in rete, installato in un apposito locale come da specifica ENEL, prima di raggiungere il punto di connessione Enel. Di tutti i vari componenti elettrici costituenti il campo fotovoltaico di cui in oggetto, saranno specificate le caratteristiche tecniche, costruttive e di installazione nei vari paragrafi della presente relazione.

## Art. 6

### Dimensionamento del campo fotovoltaico

La quantità di energia elettrica producibile è stata calcolata sulla base dei dati radiometrici utilizzando il database PVGIS ed utilizzando i metodi di calcolo illustrati nella norma UNI 8477-1. L'irraggiamento calcolato su moduli esposti a 0° rispetto al Sud ed inclinati rispetto l'orizzontale di 32° con un fattore di albedo scelto: Suolo (creta, marne) risulta essere pari a 1626 kWh/mq. La potenza alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/mq a 25°C di temperatura, AM=1,5) risulta essere:

$$P_{STC} = P_{MODULO} \times N^{\circ}MODULI = (240W \times 16236) = 3.896,64 \text{ kWp}$$

Considerando un'efficienza del B.O.S. (Balance of system) del 84% che tiene conto delle perdite dovute a diversi fattori quali: maggiori temperature, superfici dei moduli polverose, differenze di rendimento tra i moduli, perdite dovute al sistema di conversione la potenza sul lato c.a. sarà uguale a:

$$P_{CA} = P_{STC} \times 84\% = 3.273,18 \text{ kWp}$$

L'energia producibile su base annua dal sistema fotovoltaico è data da:

$$E \text{ [kWh/anno]} = (I \times A \times K_{\text{ombre}} \times R_{\text{MODULI}} \times R_{\text{BOS}})$$

In cui:

- I = irraggiamento medio annuo = 1626 kWh/m<sup>2</sup>
- A = superficie totale dei moduli = 26116 m<sup>2</sup>
- K<sub>ombre</sub> = Fattore di riduzione delle ombre = 0,95.
- R<sub>MODULI</sub> = rendimento di conversione dei moduli = 14,92%
- R<sub>BOS</sub> = rendimento del B.O.S. = 84%

Pertanto, applicando la formula abbiamo:

$$E = (1626 \times 26116 \times 0,95 \times 14,92\% \times 84\%) = 5.055.905 \text{ kWh/anno}$$

Il valore di 5.055.905 kWh è l'energia che il sistema fotovoltaico produrrà in un anno, se non vi sono interruzioni nel servizio.

## Art. 7

### Protezione contro i contatti indiretti

Devono essere protette contro i contatti indiretti tutte le parti metalliche accessibili dell'impianto elettrico e degli apparecchi utilizzatori, normalmente non in tensione ma che, per cedimento dell'isolamento o per altre cause accidentali, potrebbero trovarsi sotto tensione. L'impianto fotovoltaico in oggetto si configura come sistema TN-S ovvero sistemi che hanno il neutro collegato direttamente a terra (il centro stella dell'avvolgimento lato BT del trasformatore di potenza MT-BT del distributore) e tutte le masse dell'impianto collegate a terra per mezzo del conduttore di protezione. Pertanto, per la protezione contro i contatti indiretti, si farà ricorso ad una delle misure di seguito indicate, da scegliere caso per caso in funzione delle caratteristiche del circuito :

- a) Protezione mediante doppio isolamento: la protezione delle persone dai contatti indiretti sarà assicurata con l'utilizzo di apparecchi e componenti aventi doppio isolamento delle parti attive (componenti in Classe II). Detti apparecchi saranno contrassegnati dal doppio quadrato concentrico e non dovranno avere nessuna loro parte collegata all'impianto di terra;
- b) Interruzione automatica dell'alimentazione: subito a valle di ogni singolo inverter ovvero sul lato corrente alternata, sarà installato un interruttore automatico in grado di interrompere il parallelo dell'inverter con la rete in caso di cedimento dell'isolamento nella sezione in corrente continua.
- c) Realizzazione dell'impianto di messa a terra: l'intero campo fotovoltaico sarà dotato di un proprio impianto di terra, al quale saranno collegate tutte le masse metalliche e le masse estranee. L'impianto deve soddisfare le prescrizioni delle vigenti Norme CEI 64-8 e CEI 11-1 dovrà essere realizzato in maniera da permettere le verifiche periodiche di efficienza;
- d) Equipotenzialità delle masse estranee: tutte le masse estranee che possono introdurre o trasportare il potenziale di terra, entranti e/o presenti all'interno del campo fotovoltaico, devono essere elettricamente collegate all'impianto di messa a terra generale. Il conduttore equipotenziale principale che collega le tubazioni suddette deve avere una sezione non inferiore a metà di quella del conduttore di protezione di sezione più elevata presente nell'impianto, con un minimo di 6 mmq.

**Art. 8**

**Protezione contro i contatti diretti**

La protezione delle persone contro i contatti diretti con parti attive in tensione sarà assicurata tramite isolamento delle parti medesime. L'isolamento dovrà essere in grado di sopportare una tensione di prova di 500V in c.a. per un minuto, così come certificato da istituto di controllo o dichiarato dal costruttore stesso. Per l'isolamento applicato durante l'installazione, si farà uso di nastri isolanti a marchio IMQ in quantità e nel modo più opportuno a conservare le caratteristiche di isolamento dei materiali costruiti in fabbrica. Tutte le parti in tensione dovranno essere contenute entro involucri aventi grado di protezione minimo IPXXB (Norma CEI 70-1) apribili solo mediante attrezzo.

**Art. 9**

**Protezione delle condutture elettriche**

I conduttori che costituiscono gli impianti devono essere protetti contro le sovracorrenti causate da sovraccarichi e da corto circuiti. In particolare i conduttori devono essere scelti in modo che la loro portata ( $I_z$ ) sia superiore o almeno uguale alla corrente di impiego ( $I_b$ ) (valore di corrente calcolato in funzione della massima potenza da trasmettere in regime permanente). Gli interruttori automatici magnetotermici da installare a loro protezione devono avere una corrente nominale ( $I_n$ ) compresa fra la corrente di impiego del conduttore ( $I_b$ ) e la sua portata nominale ( $I_z$ ) ed una corrente di funzionamento ( $I_f$ ) minore o uguale a 1.45 volte la portata ( $I_z$ ). In tutti i casi devono essere soddisfatte le seguenti relazioni:

$$I_b < I_n < I_z \quad I_f < 1.45 I_z$$

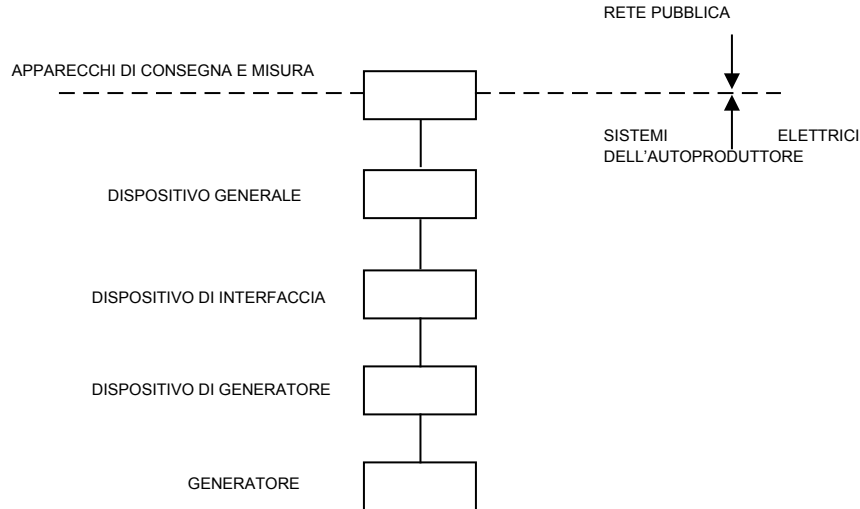
Il potere di interruzione degli interruttori è superiore a quello calcolato nel punto di installazione, in modo da garantire che nei conduttori non vengano mai a verificarsi valori di temperatura pericolosi. Gli interruttori sono dimensionati per garantire una buona selettività.

**Art. 10**

**Parallelo con la rete pubblica del Gestore**

**10.1 Generalità**

L'impianto fotovoltaico di cui in oggetto, è progettato per il funzionamento in parallelo con la rete pubblica (grid connected); in funzione della potenza nominale e del tipo di installazione è previsto il collegamento alla rete MT a 20.000V del Distributore. La parte di impianto di utenza per la connessione deve essere realizzata secondo le prescrizioni della Norma CEI 0-16 e secondo le prescrizioni tecniche previste da ENEL e dall'AEEG. Gli impianti d'utenza per la connessione debbono risultare collegati alla rete attraverso uno o più dispositivi di sezionamento e interruzione, così come indicato nella figura di seguito riportata (Norma CEI 0-16). In particolare, sono sempre necessari i dispositivi di seguito elencati; in funzione del tipo di impianto da connettere (impianto attivo o passivo) sono necessari ulteriori dispositivi specificati di seguito (vedere figura allegata).



## 10.2 Locali

L'Utente è tenuto a mettere a disposizione del Distributore un locale per i complessi di misura sempre accessibili al Distributore con mezzi adatti ad effettuare gli interventi necessari, senza necessità di preavviso nei confronti dell'Utente e senza vincoli o procedure che regolamentino gli accessi. A tal fine è prevista la realizzazione di una cabina di consegna in CLS costituita da un locale misure, da un locale per gli scomparti di consegna del distributore e da un locale utente per il quadro generale MT posta nelle immediate vicinanze dell'ingresso dell'impianto e che presenta caratteristiche statiche, meccaniche e strutturali (ad es., protezione dagli agenti atmosferici) adeguate al loro impiego, secondo quanto previsto dalle norme vigenti e dalle prescrizioni del Distributore da porre in prossimità della strada pubblica. Verranno costruite altre 5 cabine poste all'interno di ogni sottocampo che ospiteranno i quadri BT ed MT ed i trasformatori del relativo sottocampo.

## Art. 11

### Qualità e caratteristiche dei materiali

#### 11.1 Generalità

Tutti i materiali e gli apparecchi impiegati negli impianti elettrici devono essere adatti per l'ambiente in cui sono installati e devono avere caratteristiche tali da resistere alle azioni meccaniche, corrosive, termiche o dovute all'umidità alle quali possono essere esposti durante l'esercizio. I componenti elettrici devono essere preferibilmente muniti di marchio dell'Istituto Italiano del Marchio di Qualità (IMQ) o di altro marchio di conformità alle norme di uno dei Paesi della Comunità Economica Europea. In assenza di marchio o di attestato/relazione di conformità rilasciato da un organismo autorizzato ai sensi dell'articolo 7 della legge 791/77, i componenti devono essere dichiarati conformi alle rispettive norme, dal costruttore. E' allo scopo sufficiente che la conformità alla relativa norma sia dichiarata in catalogo. Tutti i componenti elettrici devono inoltre essere conformi a quanto previsto dalle Direttive emanate dalla Comunità Europea e recepite dagli stati membri, in materia di sicurezza e di immunità dai radiodisturbi. Tale rispondenza è comprovata dal marchio "CE" impresso sui componenti stessi.

#### 11.2 Moduli fotovoltaici

Il generatore fotovoltaico si comporrà di moduli della CANADIAN SOLAR modello CS6P-240 con potenza di 240Wp e con garanzia della produzione certificata pari al 90% per i primi 10 anni e 80% entro i primi 25 anni di vita, rispondente alle Norme IEC 61215 2°ed. e EN 61730 2°ed.. Le altre caratteristiche del modulo fotovoltaico sono:



## CS6P-230/235/240/245/250P

### Dati elettrici

STC	CS6P-230P	CS6P-235P	CS6P-240P	CS6P-245P	CS6P-250P
Potenza nominale massima (Pmax)	230W	235W	240W	245W	250W
Tensione di esercizio ottimale (Vmp)	29.6V	29.8V	29.9V	30.0V	30.1V
Corrente di esercizio ottimale (Imp)	7.78A	7.90A	8.03A	8.17A	8.30A
Tensione di circuito aperto (Voc)	36.8V	36.9V	37.0V	37.1V	37.2V
Corrente di corto circuito (Isc)	8.34A	8.46A	8.59A	8.74A	8.87A
Efficienza del modulo	14.30%	14.61%	14.92%	15.23%	15.54%
Temperature di esercizio	-40°C~+85°C				
Tensione massima di sistema	1000V (IEC)/600V (UL)				
Portata massima fusibili in serie	15A				
Classificazione della applicazione	Class A				
Tolleranza sulla potenza	0 ~ +5W				

In condizioni di prova standardizzate (STC) con irraggiamento di 1000 W/m<sup>2</sup>, AM = 1,5 e temperatura della cella 25°C.

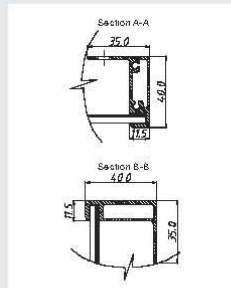
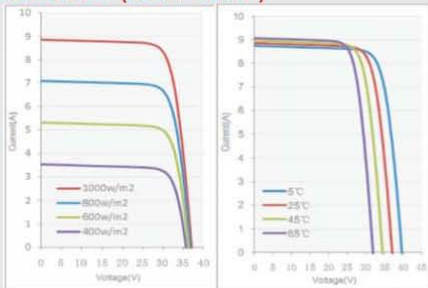
NOCT	CS6P-230P	CS6P-235P	CS6P-240P	CS6P-245P	CS6P-250P
Potenza nominale massima (Pmax)	167W	170W	174W	178W	181W
Tensione di esercizio ottimale (Vmp)	27.0V	27.2V	27.3V	27.4V	27.5V
Corrente di esercizio ottimale (Imp)	6.18A	6.27A	6.36A	6.49A	6.60A
Tensione di circuito aperto (Voc)	33.8V	33.9V	34.0V	34.1V	34.2V
Corrente di corto circuito (Isc)	6.76A	6.86A	6.96A	7.08A	7.19A

In condizioni di prova normalizzate (NOCT) con irradiazione di 800 W/m<sup>2</sup>, AM = 1,5, temperatura ambiente 20°C, velocità del vento 1 m/s.

### Dati meccanici

Tipo di cella	Policristallino 156 x 156 mm, 2 o 3 busbar
Disposizione	60 (6 x 10)
Dimensioni	1638 x 982 x 40 mm (64,5 x 38,7 x 1,57 in)
Peso	20kg (44,1 lbs)
Copertura anteriore	Vetro temperato di 3,2 mm
Materiale del telaio	Leghe di alluminio anodizzato
Scatola di giunzione / J-box	IP65, 3 diodi
Cavi	4 mm <sup>2</sup> (IEC)/12AWG(UL), 1100 mm
Connettori	MC4 o MC4 simile
Imballaggio standard (moduli per pallet)	24 pezzi
Pezzi per contenitori (40' ft)	672 pezzi (40' ft)

### Curve I-V (CS6P-250P)



\*Le specifiche presenti in questa scheda tecnica sono soggette a modifiche senza preavviso.

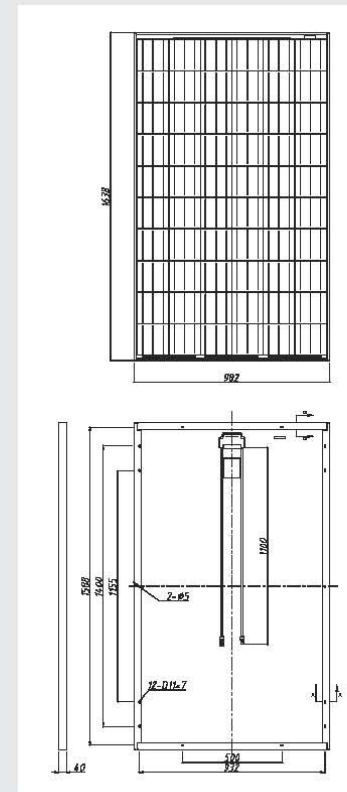
### Caratteristiche della temperatura

Coefficienti di temperatura	Pmax	-0,43%/°C
	Voc	-0,34%/°C
	Isc	0,065%/°C
Temperatura d'esercizio nominale della cella (NOCT)		45±2°C

### Prestazioni in basso irraggiamento

Prestazioni leader in ambiente basso irraggiamento, +95,5% efficienza del modulo in irradiazione 1000 W/m<sup>2</sup> a 200 W/m<sup>2</sup> (AM 1,5, 25 °C)

### Disegni tecnici



### Chi è Canadian Solar

Canadian Solar Inc. è una delle principali aziende al mondo nel settore dei pannelli solari. Produttore verticalmente integrato di lingotti, wafer, celle, moduli e impianti fotovoltaici, Canadian Solar distribuisce in tutto il mondo prodotti a energia solare di qualità impareggiabile. I professionisti esperti di Canadian Solar lavorano a fianco dei nostri clienti per sviluppare soluzioni fotovoltaiche capaci di soddisfare qualsiasi esigenza.

Canadian Solar è stata fondata in Canada nel 2001, e nel novembre 2006 è entrata a far parte del listino NASDAQ (simbolo:CSIQ). Canadian Solar ha aumentato la propria capacità di produzione di moduli fino a 2,05GW e di celle fino a 1,3GW nel 2011.

Sede centrale | 650 Riverbend Drive, Suite B Kitchener, Ontario Canada N2K 3S2 | Tel: +1-519-954-2057 | Fax: +1-519-578-2097  
inquire.ca@canadiansolar.com

Italia | Via Vittoria Colonna 40, 00193 Roma, Italia |  
Tel: +39-06-6880-1085 | Fax: +39-06-6830-0032  
inquire.it@canadiansolar.com

I moduli sono dotati di diodo di by-pass per evitare fenomeni di inversione della circolazione di corrente dovuti a guasto o ombreggiamento parziale sulla superficie del modulo. La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

### 11.3 Convertitori statici – Inverter

Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto. Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- Conformità marchio CE.
- Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.
- Efficienza massima  $\geq 90$  % al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione sarà composto da nr 123 inverter tipo "POWER-ONE TRIO 27.6-TL-OUTD-S2X" da 27,6kW di potenza sul lato AC.

Le caratteristiche tecniche degli inverter scelti sono le seguenti:

PARAMETRI	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
<b>Ingresso</b>		
Massima Tensione Assoluta DC in Ingresso ( $V_{maxabs}$ )	1000 V	
Tensione di Attivazione DC di Ingresso ( $V_{start}$ )	360 V (adj. 250...500 V)	
Intervallo Operativo di Tensione DC in Ingresso ( $V_{dmin}...V_{dmax}$ )	0,7 x $V_{start}...970 V$	
Potenza Nominale DC di Ingresso ( $P_{dc}$ )	20750 W	28600 W
Numero di MPPT Indipendenti	2	
Potenza Massima DC di Ingresso per ogni MPPT ( $P_{MPPTmax}$ )	12000 W	16000 W
Intervallo di Tensione DC con Configurazione di MPPT in Parallelo a $P_{dc}$	440...800 V	500...800 V
Limitazione di Potenza DC con Configurazione di MPPT in Parallelo	Derating da MAX a Zero [ $800V \leq V_{MPPT} \leq 950V$ ]	Derating da MAX a Zero [ $800V \leq V_{MPPT} \leq 950V$ ]
Limitazione di Potenza DC per ogni MPPT con Configurazione di MPPT Indipendenti a $P_{dc}$ , esempio di massimo sbilanciamento	12000 W [ $480V \leq V_{MPPT} \leq 800V$ ] altro canale: $P_{dc} - 12000W$ [ $350V \leq V_{MPPT} \leq 800V$ ]	16000 W [ $500V \leq V_{MPPT} \leq 800V$ ] altro canale: $P_{dc} - 16000W$ [ $400V \leq V_{MPPT} \leq 800V$ ]
Massima Corrente DC in Ingresso ( $I_{dmax}$ ) / per ogni MPPT ( $I_{MPPTmax}$ )	50.0 A / 25.0 A	64.0 A / 32.0 A
Massima Corrente di Cortocircuito di Ingresso per ogni MPPT	30.0 A	40.0 A
Numero di Coppie di Collegamento DC in Ingresso per ogni MPPT	1 (4 su -S2X version)	1 (5 su -S2X version)
Tipo di Connessione DC	Connettore PV Tool Free WM / MC4	
<b>Protezioni di Ingresso</b>		
Protezione da Inversione di Polarità	Sì, da sorgente limitata in corrente	
Protezione da Sovratensione di Ingresso per ogni MPPT - Varistore (Versione Standard e -S2)	2	
Protezione da Sovratensione di Ingresso per ogni MPPT - Scaricatore per Barra DIN (Versione -S2X)	1	
Controllo di Isolamento	In accordo alla normativa locale	
Caratteristiche Sezionatore DC per ogni MPPT (Versione -S)	40 A / 1000 V	
Caratteristiche Fusibili (Versione -FS)	10 A / 1000 V	
<b>Uscita</b>		
Tipo di Connessione AC alla Rete	Trifase ( $\Delta/Y$ )	
Potenza Nominale AC di Uscita ( $P_{ac}$ )	20000 W	27600 W
Potenza Massima AC di Uscita ( $P_{acmax}$ )	22000 W	30000 W
Tensione Nominale AC di Uscita ( $V_{ac}$ )	400 V	
Intervallo di Tensione AC di Uscita	320...480 V <sup>(1)</sup>	
Massima Corrente AC di Uscita ( $I_{acmax}$ )	33.0 A	45.0 A
Frequenza Nominale di Uscita ( $f_i$ )	50 Hz	
Intervallo di Frequenza di Uscita ( $f_{min}...f_{max}$ )	47...53 Hz <sup>(2)</sup>	
Fattore di Potenza Nominale ( $\cos\phi_{i,dc}$ )	> 0.995 (adj. $\pm 0.9$ )	
Distorsione Armonica Totale di Corrente	< 3%	
Tipo di Connessioni AC	Connettore cage clamp	
<b>Protezioni di Uscita</b>		
Protezione Anti-Islanding	In accordo alla normativa locale	
Massima Protezione da Sovracorrente AC	34.0 A	46.0 A
Protezione da Sovratensione di Uscita - Varistore (Versione Standard e -S2)	4	
Protezione da Sovratensione di Uscita - Scaricatore per Barra DIN (Versione -S2X)	2	
<b>Prestazioni Operative</b>		
Efficienza Massima ( $\eta_{max}$ )	98.2%	
Efficienza Pesata (EURO/CEC)	98.0% / 98.0%	
Soglia di Alimentazione della Potenza	40 W	
Consumo in Stand-by	< 8W	
<b>Comunicazione</b>		
Monitoraggio Locale Cablato	PVI-USB-RS485_232 (opz.), PVI-DESKTOP (opz.)	
Monitoraggio Remoto	PVI-AEC-EVO (opz.), AURORA-UNIVERSAL (opz.)	
Monitoraggio Locale Wireless	PVI-DESKTOP (opz.) e PVI-RADIOMODULE (opz.)	
Interfaccia Utente	Display grafico	
<b>Ambientali</b>		
Temperatura Ambiente	-25...+60°C / -13...140°F con derating sopra 45°C/113°F	
Umidità Relativa	0...100% con condensa	
Emissioni Acustiche	< 50 db(A) @ 1 m	
Massima Altitudine Operativa senza Derating	2000 m / 6560 ft	
<b>Fisici</b>		
Grado di Protezione Ambientale	IP 65	
Sistema di Raffreddamento	Naturale	
Dimensioni (H x L x P)	1060mm x 751mm x 291mm / 41.7" x 29.6" x 11.4"	
Peso	< 70.0 kg / 154.3 lb	< 75.0 kg / 165.4 lb
Sistema di Montaggio	Staffe da parete	
<b>Sicurezza</b>		
Livello di Isolamento	Senza Trasformatore	
Certificazioni	CE	
Norme EMC e di Sicurezza	EN 50178, AS/NZS3100, AS/NZS 60950, EN61000-6-1, EN61000-6-3, EN61000-3-11, EN61000-3-12	
Norme di Connessione alla Rete	Enel Linee guida, VDE 0126-1-1, G59/2, EN 50438, RD1663, AS 4777	
<b>Modelli Disponibili</b>		
Standard	TRIO-20.0-TL-OUTD-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-400
Con Sezionatore DC	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2-400
Con Sezionatore DC e Fusibile	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2X-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400

1. L'intervallo di tensione di uscita può variare in funzione della norma di connessione alla rete, valida nel Paese di installazione.  
2. L'intervallo di frequenza di uscita può variare in funzione della norma di connessione alla rete, valida nel Paese di installazione.

## 11.4 Cavi e condutture

### 11.4.1 Tipologia dei cavi

I cavi da utilizzare per posa entro tubi protettivi rigidi a parete all'interno della cabina, saranno del tipo unipolare flessibile in rame con isolamento in PVC non propagante la fiamma, tensione nominale di isolamento ( $U_0/U$ ) non inferiore a 450/750V, simbolo di designazione N07V-K, conformi alle norme CEI 20-22 II. I cavi da utilizzare per posa entro cavidotti interrati e per i collegamenti delle cassette di parallelo stringhe lato DC degli inverter, dovranno essere in rame, isolati in gomma etilpropilenica, sottoguaina in PVC, tensione nominale di isolamento 0,6/1kV, sigla di designazione FG7(O)R. I cavi di collegamento tra i moduli e gli inverter lato DC saranno di tipo solare con isolanti e guaina in mescola reticolata a basso contenuto di alogeni testato per durare più di 25 anni, sigla FG21M21 e verranno posati in aria o in condutture. I cavi posati in cunicoli o interrati per i collegamenti in media tensione dovranno essere del tipo RG7H1M 12/20kV.

### 11.4.2 Colori distintivi dei cavi

I conduttori impiegati nell'esecuzione degli impianti devono essere contraddistinti dalle colorazioni previste dalla vigenti tabelle di unificazione CEI-UNEL 00722-74 e 00712. Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- Conduttore di fase: grigio / marrone / nero
- Conduttore per circuiti in DC: ROSSO indica il polo positivo(+), NERO indica polo negativo(-)

### 11.4.3 Sezioni minime e cadute di tensione ammesse

Le sezioni dei conduttori sono calcolate in funzione della potenza trasportata e della lunghezza dei circuiti. Le sezioni sono scelte tra quelle unificate in base ai valori delle portate di corrente massime ammesse per i diversi tipi di conduttori e riportate nelle tabelle di unificazione CEI-UNEL. Le cadute di tensione lungo l'intero tratto delle linee costituenti i circuiti non superano il valore del 2% della tensione nominale. In ogni caso le sezioni minime dei conduttori non sono inferiori a quelle previste dalle norme CEI per il tipo di impianto realizzato.

### 11.4.4 Sezione minima dei conduttori di neutro

La sezione dei conduttori di neutro non deve essere inferiore a quella dei corrispondenti conduttori di fase tranne che per i circuiti polifase con sezione superiore a 16mmq per i quali la sezione del conduttore di neutro può essere ridotta alla metà di quella dei corrispondenti conduttori di fase, col minimo tuttavia di 16mmq e purché rimangano soddisfatte le condizioni di cui nella norma CEI 64-8/5.

### 11.4.5 Sezione dei conduttori di terra e di protezione

La sezione dei conduttori di protezione non deve essere inferiore a quella indicata nella tabella 54F della norma CEI 64-8/5, di seguito riportata. I conduttori di terra devono avere sezione non inferiore a quella specificata nella tabella 54A della norma CEI 64-8/5 di seguito riportata. Le sezioni scelte devono comunque essere verificate ai fini del dimensionamento termico in quanto non si debbono mai verificare temperature superficiali superiori ai limiti massimi ammessi in relazione alle sostanze pericolose previste nello stabile.

Tabella 54A -Sezioni convenzionali minime dei conduttori di terra

	Protetti meccanicamente	Non protetti meccanicamente
Protetti contro la corrosione	In accordo a 54F	16 mmq se in rame 16 mmq se in Fe zincato
Non protetti contro la corrosione	25 mmq se in rame 50 mmq se in Fe zincato	

Tabella 54F -Relazione tra le sezioni dei conduttori di protezione e dei conduttori di fase

Sezione dei conduttori di fase dell'impianto (S)	Sezione minima del corrispondente conduttore di protezione (Sp)
$S < \phi = 16 \text{ mmq}$	$S_p = S$
$16 < S < 35 \text{ mmq}$	$S_p = 16 \text{ mmq}$
$S > 35 \text{ mmq}$	$S_p = S/2$

#### 11.4.6 Condutture a vista

Le tubazioni da installare a vista dovranno essere realizzate mediante tubi in materiale termoplastico autoestinguente tipo pesante, autoestinguenza V2 secondo UL 94 e provati al filo incandescente a 650°C secondo IEC 695-2-1. Il diametro interno dei tubi deve essere pari ad 1,4 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio dei cavi in esso contenuti e comunque non inferiore a 13 mm (Dn=16 mm). I tubi devono essere corredati di accessori quali raccordi, manicotti e curve dello stesso materiale e diametro al fine di realizzare condutture con grado di protezione non inferiore a IP4X. Per le derivazioni da linea principale a secondaria, le tubazioni devono essere interrotte con cassette di derivazione in materiale termoplastico autoestinguente del tipo da parete, stagne, grado di protezione IP55, complete di raccordi tubo-scatola e coperchio con viti. Le tubazioni dovranno essere installate alle pareti e al soffitto mediante collari in acciaio zincato, con 2 viti fissati con tasselli in nylon con viti di diametro 6 mm o con sistemi equivalenti. Le derivazioni e le giunzioni dei conduttori devono essere eseguite nelle cassette di derivazione impiegando opportuni morsetti aventi grado di protezione non inferiore a IPXXB.

#### 11.4.7 Cavidotti interrati

I cavidotti interrati da utilizzare negli impianti di cui in oggetto, dovranno essere realizzati mediante tubi interrati direttamente nel suolo e pozzetti rompitratta o di derivazione. I tubi dovranno essere lisci all'interno e corrugati all'esterno, a doppia parete, in materiale termoplastico serie Media (Resistenza allo schiacciamento  $R_s = 450\text{N}$ ) rispondenti alle Norme CEI EN 50086-2-4 / CEI 23-46 e Variante A1. Il diametro nominale dei tubi deve essere non inferiore ad 1,4 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio dei cavi in esso contenuto al fine di consentire l'infilaggio e lo sfilamento senza compromettere l'integrità dei cavi stessi e comunque non inferiore a quanto prescritto in progetto. I tubi devono essere interrati ad una profondità di almeno 0,5mt. tra il piano di appoggio dei tubi stessi ed il piano di calpestio, entro scavo privo di spigolature e sporgenze. Ad ogni brusca deviazione resa necessaria dalla disposizione dei tubi, ad ogni derivazione da linea principale a secondaria e comunque ogni 10 m circa di tubazione rettilinea devono essere installati pozzetti in vetroresina o cls completi di chiusino carrabile ( $R > 12 \text{ Kg/cm}^2$ ). Tali pozzetti saranno provvisti di fori predeterminati con anello di guida e fissaggio per tubi di diametro adeguato e dovranno essere interrati ad una profondità tale da mantenere il chiusino all'altezza del piano carrabile. Le eventuali giunzioni o le derivazioni dovranno essere eseguite entro i pozzetti a mezzo di adeguati connettori in rame stagnato, a crimpare, da isolare con nastro agglomerante e nastro isolante al fine di mantenere le stesse caratteristiche di isolamento elettrico e protezione meccanica dell'isolante dei cavi giuntati.

### 11.5 Quadri elettrici di distribuzione

#### 11.5.1 Generalità

I quadri di distribuzione previsti per il livello BT devono essere realizzati secondo le prescrizioni delle Norme EN 60439 (CEI 17/13) in vigore dal 1°Marzo 1995 e riguardanti "apparecchiature assiemate di protezione e di manovra aventi tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e 1.500 V in corrente continua". In funzione del luogo di installazione e del grado di addestramento del personale addetto all'uso del quadro, si può ritenere necessario e sufficiente la realizzazione di quadri di tipo AS e ANS (norme EC 60439-1). Il costruttore del quadro, in relazione a tutte le informazioni che può assumere dal presente progetto, ha il compito di:

- progettare e costruire il quadro tenendo conto delle sollecitazioni meccaniche e termiche;
- scegliere gli apparecchi incorporati con riferimento sia al comportamento termico (correnti nominali) sia al cortocircuito (poteri di interruzione);
- indicare le eventuali protezioni da porre a monte del quadro e che condizionano la tenuta al cortocircuito del quadro stesso;
- adottare le soluzioni idonee che consentono di rispettare tutte le prescrizioni normative e in particolare i limiti di sovratemperatura;
- definire le caratteristiche nominali del quadro;
- eseguire tutte le prove di tipo richieste dalle norme per il tipo di quadro e fornirne i risultati.

Per la formazione dei quadri fare riferimento agli schemi unifilari allegati al presente progetto.

### 11.5.2 Interruttori automatici

Gli interruttori previsti per il quadro sono interruttori automatici del tipo modulare o scatolato, magnetotermici e magnetotermici differenziali. Gli interruttori modulari saranno del tipo per aggancio su guida DIN 46277, rispondenti alle Norme CEI 23-3 IV ed. e EN 60947-2, con morsetti a gabbia e viti imperdibili. Il relè differenziale ove previsto sarà di **tipo AC** di tipo **istantaneo**. Gli interruttori sono scelti e calcolati per ottenere una buona selettività di tipo amperometrico a tre livelli. Le caratteristiche nominali degli interruttori sono riportate negli schemi elettrici riportati negli allegati di progetto.

### 11.5.3 Targhette identificatrici

I quadri di distribuzione devono essere completati con targhette identificatrici recanti per ogni interruttore, la descrizione del circuito protetto. Le targhette dovranno essere preferibilmente in laminato plastico, nere con lettere bianche, serigrafate al pantografo usando caratteri in stile standardizzato.

### 11.6 Unità di protezione e sistema di protezione di interfaccia

La fusione di Protezione Generale accoppiata al Dispositivo Generale al Dispositivo di interfaccia è svolta da relè elettronici della ABB modello REF542PLUS. Il relè di protezione CM UFS2 svolge funzioni di relè di protezione di massima e minima tensione trifase, massima e minima frequenza, oltre alla protezione di derivata di frequenza, per l'interfaccia dei generatori con la rete elettrica conforme all'Allegato A70 di Terna ed alla norma CEI 0-21.

### 11.7 Gruppo di misura dell'energia elettrica

L'installazione e la gestione di questo gruppo di misura sarà a carico di ENEL che comunicherà in fase di connessione il tipo ed il modello di contatore.

### 11.8 Impianto di messa a terra

L'intero campo fotovoltaico sarà dotato di un proprio impianto di terra, al quale saranno collegate tutte le parti metalliche così come l'articolo 7 comma c. L'impianto dovrà essere realizzato con i seguenti elementi:

1. dispersori di fatto; i dispersori di fatto saranno realizzati con treccia di rame nudo, sezione pari a 35mmq, interrata direttamente al suolo ad una profondità di 50cm dal piano di calpestio. In prossimità della cabina di trasformazione sarà realizzato un anello intorno al basamento della cabina stessa, così come indicato nei disegni planimetrici allegati ai documenti di progetto. La treccia sarà integrata con dispersori verticali in acciaio zincato, sezione a croce 50x50mm, spessore 5mm, lunghezza 1,50m, posti sul perimetro della cabina stessa;
2. conduttore di terra realizzato con treccia di rame nudo, in intimo contatto con il terreno, posato ad una profondità di 50cm dal piano di calpestio che collega il collettore principale di terra ai dispersori ed alle strutture porta moduli, costituito da conduttore in rame isolato in PVC di sezione pari a 35mmq collegato sulle strutture porta moduli tramite bullone in acciaio zincato saldato sulla struttura stessa;
3. conduttore di protezione, uno per ogni circuito, in rame isolato in PVC e di sezione come da tabella 54F (articolo 11.4.5), che collega le masse di tutti gli apparecchi utilizzatori di classe I e il polo di terra di tutte le prese a spina, ai collettori di terra;

4. all'interno della cabina saranno predisposti dei collettori di terra da realizzare con bandella di rame di sezione non inferiore a 35mmq, fissati a parete per mezzo di isolatori. Ai collettori di terra andranno collegati, per mezzo di conduttori di terra e di protezione opportunamente dimensionati la carcassa metallica del quadro di bassa tensione non che tutte le masse metalliche ed estranee presenti all'interno delle cabine stesse. I collettori di terra possono essere utilizzati come punto di sezionamento per le prove e misure previste dalle vigenti normative in materia; pertanto, tutti i conduttori di terra e di protezione, dovranno essere collegati al collettore per mezzo di capicorda in ottone stagnato e bulloni in acciaio inox. Tutti i conduttori di terra e di protezione dovranno essere dotati, in prossimità del collettore, di targhetta con scritte indelebili, indicanti la provenienza e la funzione del conduttore stesso;
5. conduttori equipotenziali, per il collegamento di tutte le masse estranee all'impianto di terra, costituiti da conduttori in rame isolati in PVC di sezione non inferiore a 6 mmq (Art. 7 comma e).

## Art. 12 Verifica iniziale degli impianti

### 12.1 Collaudo definitivo degli impianti

Il collaudo definitivo dovrà eseguirsi entro e non oltre trenta giorni dalla data di ultimazione dei lavori, data entro la quale dovrà essere anche compilata e inviata la dichiarazione di conformità. Il collaudo definitivo dovrà accertare che gli impianti ed i lavori, per quanto riguarda i materiali impiegati, l'esecuzione e la funzionalità, siano in tutto corrispondenti a quanto precisato nel progetto definitivo, tenuto conto di eventuali modifiche concordate in corso d'opera. Ad impianto ultimato si dovrà provvedere alle seguenti verifiche di collaudo:

- rispondenza alle disposizioni di legge;
- rispondenza a prescrizioni particolari indicate nel presente progetto definitivo;
- rispondenza alle Norme CEI relative al tipo di impianto, come di seguito descritto.

In particolare, nel collaudo definitivo si dovrà controllare:

- lo stato di isolamento dei circuiti;
- la continuità elettrica dei circuiti;
- il grado di isolamento e le sezioni dei conduttori;
- l'efficienza dei comandi e delle protezioni nelle condizioni di massimo carico previsto;
- l'efficienza delle protezioni contro i contatti indiretti.

Il collaudo definitivo ha lo scopo di consentire, in caso di esito favorevole, l'inizio del funzionamento degli impianti all'uso a cui sono destinati.

### 12.2 Esame a vista

Deve essere eseguita una ispezione viva per accertarsi che gli impianti siano realizzati nel rispetto delle prescrizioni delle Norme particolari riferite a quel tipo di impianto. Detto controllo deve accertare che i materiali costituenti l'impianto, siano conformi alle relative Norme, siano scelti ed installati in modo conforme alle prescrizioni normative, non presenti danni visibili che possano compromettere la sicurezza. Tra i controlli a vista devono essere effettuati quelli relativi a:

- sistemi di protezione, distanze di isolamento e altre misure di precauzione contro i contatti diretti ed indiretti;
- scelta della sezione dei conduttori per quanto concerne la portata a regime e in caso di sovraccarico e/o cortocircuito e caduta di tensione, e delle tarature dei dispositivi di protezione;
- presenza di adeguati dispositivi di sezionamento, comando ed interruzione, identificazione dei conduttori di neutro e di protezione, identificazione dei circuiti;
- idoneità delle connessioni dei conduttori;
- agevole accessibilità a tutte le parti di impianto per manutenzione;
- presenza dei contrassegni di omologazione sui materiali;
- rispetto delle distanze e del tipo di impianto previsto per i vari ambienti particolari presenti nello stabilimento.

E' inoltre opportuno che questi esami siano effettuati anche durante l'esecuzione dei lavori.

### 12.3 Misura della resistenza di isolamento

Si deve eseguire con l'impiego di un ohmetro la cui tensione continua sia di 500V, tra i conduttori attivi collegati tra loro e il circuito di terra e tra ogni coppia di conduttori. Durante la misura gli apparecchi utilizzatori fissi e a spina devono essere disinseriti; la misura è relativa ad ogni circuito intendendosi per tale la parte di impianto elettrico protetto dallo stesso dispositivo di protezione. I valori minimi di isolamento ammessi sono dell'ordine dei 500 Mohm. Tale prova dovrà essere eseguita anche in corso d'opera.

#### 12.4 Verifica delle protezioni contro i cortocircuiti e sovraccarichi

Si deve controllare che il potere di interruzione degli apparecchi di protezione contro i cortocircuiti sia adeguato alle condizioni dell'impianto e della sua alimentazione. Si deve inoltre controllare che la taratura degli apparecchi di protezione contro i sovraccarichi sia correlata alla portata dei conduttori protetti dagli stessi in funzione di quanto prescritto nel presente progetto.

#### 12.5 Verifica della protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione

La verifica dell'efficacia delle misure di protezione contro i contatti indiretti mediante interruzione automatica dell'alimentazione dovrà essere effettuata mediante esame a vista e prove di funzionamento su tutti gli interruttori differenziali installati nell'impianto. Queste ultime dovranno essere eseguite con l'impiego di opportuno strumento omologato per la misura dei tempi e della corrente di intervento, preceduta da una prova sul relativo tasto (TEST).

#### 12.6 Verifica delle protezioni contro i contatti indiretti

Devono essere eseguite le verifiche dell'impianto di terra descritte dalle Norme CEI 64-8/6 e CEI 11-1. Le verifiche da effettuarsi sono:

- Esame a vista dei conduttori di terra, di protezione ed equipotenziali, controllando le sezioni, i materiali usati e le modalità di posa degli stessi, nonché lo stato di conservazione sia dei conduttori che delle giunzioni. Si deve inoltre controllare che i conduttori di protezione assicurino il collegamento tra il nodo equipotenziale e i morsetti di terra delle prese a spina e/o con le masse degli apparecchi fissi;
- Misura del valore di resistenza di terra dell'impianto, utilizzando un apposito strumento di misura omologato (ad es. con il marchio IMQ). Il metodo di misura da impiegare sarà quello della misura dell'impedenza dell'anello di guasto (Loop Test) in quanto la norma prescrive che il valore di resistenza di terra da prendere in considerazione sia quello riferito all'impianto nelle ordinarie condizioni di esercizio, compresi quindi i collegamenti equipotenziali;
- Verifica del coordinamento del valore di resistenza di terra con il valore della corrente di intervento a 5 secondi del dispositivo di protezione posto a monte dell'impianto ( $I_d=30mA$ );
- Verifica della continuità dei collegamenti equipotenziali principali e supplementari nonché tra i collegamenti equipotenziali ed il nodo equipotenziale.

#### 12.7 Verifica tecnico-funzionale sul generatore fotovoltaico

Al termine dei lavori dovranno essere effettuate le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

Dovranno inoltre essere verificate le due seguenti condizioni:

**a)  $P_{cc} > 0,85 \cdot P_{nom} \cdot I / I_{STC}$ ;**

in cui:

- $P_{cc}$  è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del  $\pm 2\%$ ;
- $P_{nom}$  è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- $I$  è l'irraggiamento [ $W/m^2$ ] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del  $\pm 3\%$ ;
- $I_{STC}$ , pari a  $1000 W/m^2$ , è l'irraggiamento in condizioni di prova standard; Tale condizione deve essere verificata per  $I > 600 W/m^2$ .



**b)**  $P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$ .

in cui:

- $P_{ca}$  è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente generata dai moduli fotovoltaici continua in corrente alternata, con precisione migliore del 2%.

La misura della potenza  $P_{cc}$  e della potenza  $P_{ca}$  deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento ( $I$ ) sul piano dei moduli superiore a  $600 \text{ W/m}^2$ . Qualora nel corso di detta misura venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli, misurata sulla faccia posteriore dei medesimi, superiore a  $40^\circ\text{C}$ , è ammessa la correzione in temperatura della potenza stessa. In questo caso la condizione a) precedente diventa:

**a')**  $P_{cc} > (1 - P_{tpv} - 0,08) * P_{nom} * I / I_{STC}$

Ove  $P_{tpv}$  indica le perdite termiche del generatore fotovoltaico (desunte dai fogli di dati dei moduli), mentre tutte le altre perdite del generatore stesso (ottiche, resistive, caduta sui diodi, difetti di accoppiamento) sono tipicamente assunte pari all'8%. Le perdite termiche del generatore fotovoltaico  $P_{tpv}$ , nota la temperatura delle celle fotovoltaiche  $T_{cel}$ , possono essere determinate da:

$$P_{tpv} = (T_{cel} - 25) * \gamma / 100$$

oppure, nota la temperatura ambiente  $T_{amb}$  da:

$$P_{tpv} = [T_{amb} - 25 + (NOCT - 20) * I / 800] * \gamma / 100$$

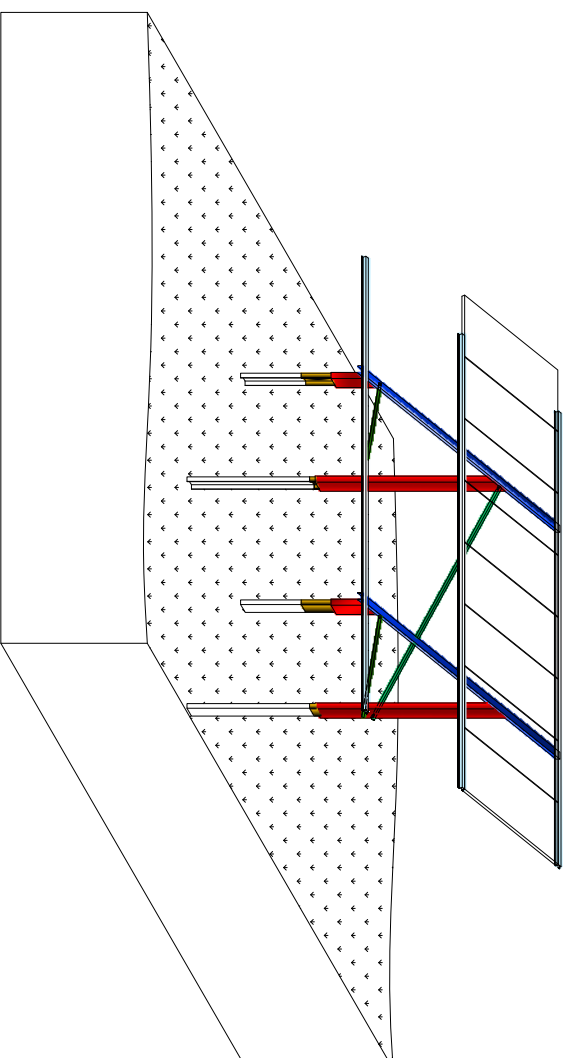
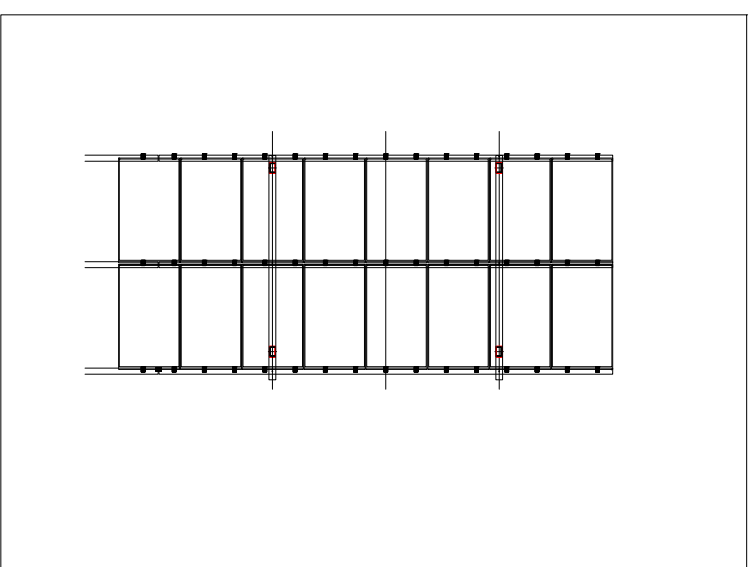
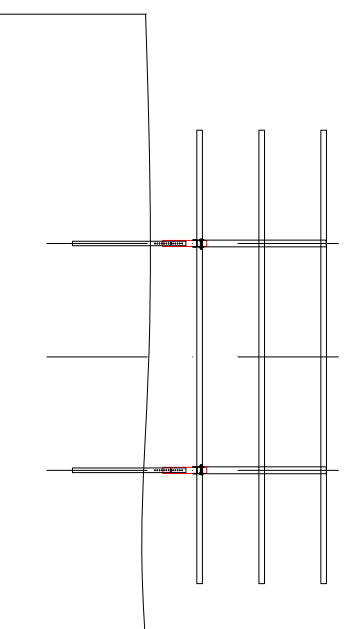
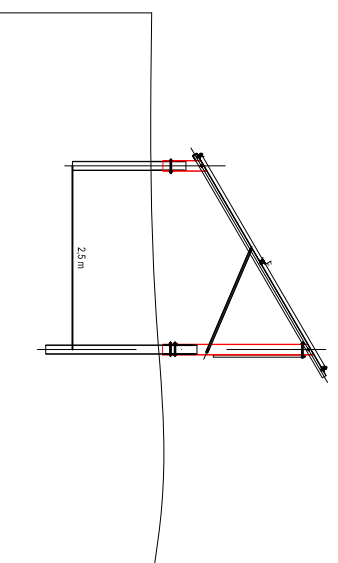
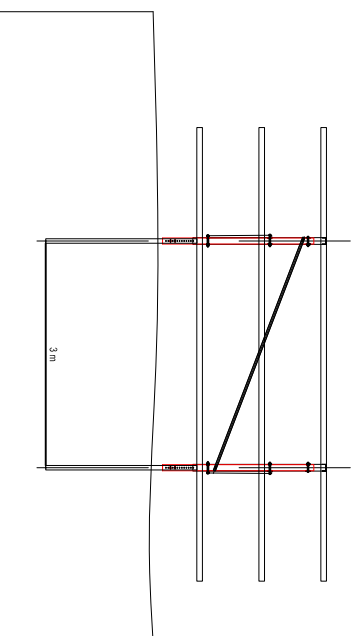
in cui:

- $\gamma$ : Coefficiente di temperatura di potenza (parametro, fornito dal costruttore, per moduli in silicio cristallino è tipicamente pari a  $0,4 \pm 0,5 \text{ \%}/^\circ$
- NOCT: Temperatura nominale di lavoro della cella (parametro, fornito dal costruttore, è tipicamente pari a  $40 \pm 50^\circ\text{C}$ , ma può arrivare a  $60^\circ\text{C}$  per moduli in vetrocamera);
- $T_{amb}$ : Temperatura ambiente; nel caso di impianti in cui una faccia del modulo sia esposta all'esterno e l'altra faccia sia esposta all'interno di un edificio (come accade nei lucernai a tetto), la temperatura da considerare sarà la media tra le due temperature;
- $T_{cel}$ : è la temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termoresistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo.



CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO SULMONA4									
LATITUDINE 42°04'44N, LONGITUDINE 13°55'54E									
SOTTOCAMPO	NR. INVERTER	NR. STRINGHE X INVERTER	MODULI X STRINGA	POTENZA MODULO (W)	TOTALE MODULI INVERTER	POTENZA INVERTER (KW)	NR. MODULI	TOTALE STRINGHE	POTENZA SOTTOCAMPO (KW)
1	33	6	22	240	132	31,68	4366	198	1045,44
2	33	6	22	240	132	31,68	4366	198	1045,44
3	33	6	22	240	132	31,68	4366	198	1045,44
4	10	6	22	240	132	31,68	1320	60	316,80
5	14	6	22	240	132	31,68	1848	84	443,52
<b>TOTALE</b>	<b>123</b>						<b>16236</b>	<b>738</b>	<b>3896,64</b>

<b>Comune di Sulmona</b>	
Provincia di L'Aquila Regione Abruzzo	
<b>PROGETTO PRELIMINARE</b>	
ai sensi del Decreto Legge n.37 del 22 Gennaio 2008	
<b>REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO DI POTENZA 3896,64 kWp</b>	
<b>Titolo</b> Catastale	Riferimenti Catastali Foglio 52 Part. 103, 151, 152, 155, 158 Scala 1:2.000 Tavola
<b>Progettista</b> Alessandro Marinelli	<b>Committente</b> REGESTA srl
Ditta realizzatrice <b>REGESTA srl</b>	



Vista dall'alto

Assonometria struttura a 30°

SPAZIO PER NOTIZIE

REV. N. DATA	DESCRIZIONE	ESATTO	APPROVATO

**REGIONE ABRUZZO**  
**PROVINCIA DE L'AQUILA**  
**COMUNE DI SULMONA**

Progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico GfH-connected con strutture portanti fissate al suolo, avente potenza nominale complessiva pari a 3896,64 kWp a Sulmona (AQ).  
 Riferimento Catasto Terreni di Sulmona: Foglio 52  
 P.lle: 103, 151, 152, 155, 158.

**COMITENTE:**  
 REGESTA SRL  
 SS 17 KM 95,500  
 67039 Sulmona AQ

CONTENUTO	PROGETTISTA	N.C.
■ Strutture portanti Particolari costruttivi		R.C. costruttivi

REV. N.	DATA	DESCRIZIONE	ESATTO	APPROVATO
01		PC R		

PROGETTISTA	PROF. ING.







