

Architettura  
Urbanistica  
Strutture  
Area di Ind. Spazi  
P.zza Marghinotti, 1  
Tel./Fax 070-665813  
09124 CAGLIARI

data:

LUGLIO 2023

aggiornamento:

Tavola:

E1

Scala:

## COMUNE DI CODRONGIANOS PROVINCIA DI SASSARI

PROCEDURA ABILITATIVA SEMPLIFICATA  
RELATIVA AL PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE  
DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA, SITO  
ENTRO I 500m DALLA ZONA "D"

Elaborati:

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO ELETTRICO

STRATEGIE & PROGETTO srl  
"Totus Tuus"  
P.zza Marghinotti, 1-Cagliari  
tel - fax 070-665813  
studioingmaurizioloddo@yahoo.it

**S&P**



Il Signore & il mio Pastore

WORKSHOP - 25 Anni



AutoCAD by AUTODESK

Licenza 347-19785962

Ing. Giovanni Mei

Il Progettista:  
Ing. Maurizio Loddo

Il Committente:

# SOMMARIO

## Indice generale

SOMMARIO .....	1
Art.1-Premessa .....	2
Art.2–Quadro normativo .....	2
Art.3–Definizioni .....	3
Art.4–Descrizione dell' impianto.....	7
Art.5–Moduli fotovoltaici .....	9
Art.6–Scelta convertitori di potenza (Inverter).....	10
Art.7 – Dimensionamento sezione in corrente continua di impianto.....	12
Art.7.1 – Accoppiamento Stringa – inverter e numero moduli di stringa .....	12
Art.7.2–Cadute di tensione in corrente continua.....	13
Art.7.3–Verifica portate dei conduttori in corrente continua. ....	14
Art.7.4 – Protezione da sovracorrenti sezione in corrente continua.....	15
Art.8 – Dimensionamento sezione in corrente alternata di impianto.....	16
Art.8.1 – Caduta di tensione in corrente alternata .....	16
Art.8.2 – Verifica portate dei conduttori in corrente alternata.....	17
Art.8.3 – Protezione da sovracorrenti sezione in corrente alternata .....	17
Art.9–Protezione dai contatti indiretti .....	19
Art.10– Protezione dai contatti diretti .....	20
Art.11 – Protezione da sovratensioni. ....	21
Art.12 – Impianto di messa a terra principale.....	21
Art.13 – Prove e verifiche .....	23
Art.13.1 – Verifica tecnico - funzionale .....	23
Art.13.2 – Controlli assiemi elettromeccanici.....	24
Art.13.4 – Misure e prove strumentali .....	25

## Art.1-Premessa

La presente relazione tecnica fa parte del progetto dell'impianto elettrico di generazione da fonte solare fotovoltaica di potenza 6.552 kWp, da realizzarsi presso il comune di Codrongianos (SS), che opererà in regime di cessione totale dell'energia prodotta su nuova fornitura della potenza nominale di 6.000 kW.

La centrale fotovoltaica realizzata con campo fotovoltaico a suolo, sarà composta da 2 impianti, indipendenti, ciascuno da 3.000 kWp che saranno connessi tramite cabina di consegna alla rete di media tensione 15 kV del distributore di energia elettrica.

In questa relazione tecnico specialistica verranno esposti, sinteticamente, i criteri progettuali e di dimensionamento perseguiti per la realizzazione del progetto.

Le tipologie di prodotto scelte e le soluzioni tecniche di dettaglio saranno successivamente presentate nel successivo disciplinare descrittivo e prestazionale.

Il presente documento ha lo scopo di esplicitare i criteri progettuali che hanno guidato nello sviluppo della soluzione tecnica e il quadro normativo che ha caratterizzato le scelte effettuate.

L'impostazione progettuale viene condotta con riferimento alla norma CEI 0-2, ovvero prende spunto dalle prestazioni che l'impianto deve fornire nelle condizioni ambientali e di funzionamento assegnate.

## Art.2–Quadro normativo

Lo studio effettuato è stato sviluppato nel rispetto delle prescrizioni normative di seguito riportate.

**CEI 64-8:** Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Ed in particolare **CEI 64-8, parte 7, sezione 712:** sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione.

**CEI 0-16:** Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

**CEI EN 60904-1 (CEI 82-71):** Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.

**CEI EN 60904-2 (CEI 82-2):** Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

**CEI 82-25:** Guida alla progettazione, realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica.

**CEI EN 61439 (CEI 17-113):** apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali.

**CEI EN 61439 (CEI 17-114):** Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa

tensione (quadri BT) Parte 2: Quadri di potenza.

**CEI EN 60529 (CEI 70-1):** gradi di protezione degli involucri (codice IP).

**CEI 0-2:** guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.

**CEI EN 61724 (CEI 82-15):** rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

**CEI EN 62053-21 (CEI 13-43):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.)-Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).

**CEI EN 62053-23 (CEI 13-45):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.)-Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).

**CEI UNEL 35024/1:** Portata di corrente in regime permanente dei cavi per posa in aria;

**CEI UNEL 35026:** Portata di corrente in regime permanente per posa interrata;

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.3–Definizioni**

### **Definizioni - Rete Elettrica**

#### **Distributore**

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure che determinano il funzionamento e la pianificazione della rete elettrica di distribuzione di cui è proprietaria.

#### **Rete del distributore**

Rete elettrica di distribuzione AT, MT e BT alla quale possono collegarsi gli utenti.

#### **Rete BT**

Rete a tensione nominale superiore a 50 V fino a 1.000 V compreso in c.a. ovvero fino a 1500 V in c.c.

#### **Rete MT**

Rete a tensione nominale superiore a 1.000 V in c.a. fino a 30.000 V compreso.

#### **Utente**

Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.

#### **Gestore di rete**

Il Gestore di rete è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione della rete elettrica con obbligo di connessione di terzi a cui è connesso l'impianto (Deliberazione dell'AEEG n.28/06).

#### **Gestore Contraente**

Il Gestore Contraente è l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico (Deliberazione dell'AEEG n.28/06).

**Soggetto responsabile**

Il soggetto responsabile è la persona fisica o giuridica responsabile dell'esercizio dell'impianto fotovoltaico.

**Definizioni – Impianto Fotovoltaico****Angolo di inclinazione (o di Tilt)**

Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (dal EC/TS61836).

**Angolo di orientazione (o di azimut)**

L'angolo di orientazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso SUD (per i siti nell'emisfero terre settentrionale) o verso NORD (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEIEN 61194).

**Generatore o Campo fotovoltaico**

Insieme di tutte le schiere di moduli fotovoltaici in un sistema dato (CEI EN61277).

**Cella fotovoltaica**

Dispositivo fotovoltaico fondamentale che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare (CEIEN60904 - 3). Si tratta sostanzialmente di un diodo con grande superficie di giunzione, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente, di valore proporzionale alla radiazione incidente su di esso.

**Condizioni di Prova Standard (STC)**

Comprendono le seguenti condizioni di prova normalizzate (CEIEN60904-3):

- Temperatura di cella:  $25^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ .
- Irraggiamento:  $1000\text{W}/\text{m}^2$ , con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM1,5).

**Effetto fotovoltaico**

Fenomeno di conversione diretta della radiazione elettromagnetica (generalmente nel campo della luce visibile e, in particolare, della radiazione solare) in energia elettrica mediante formazione di coppie elettrone - lacuna all'interno di semi conduttori, le quali determinano la creazione di una differenza di potenziale e la conseguente circolazione di corrente se collegate ad un circuito esterno.

**Efficienza nominale di un generatore fotovoltaico**

Rapporto fra la potenza nominale del generatore e l'irraggiamento solare incidente sull'area totale dei moduli, in STC; detta efficienza può essere approssimativamente ottenuta mediante rapporto tra la potenza nominale del generatore stesso (espressa in kWp) e la relativa superficie (espressa in  $\text{m}^2$ ), intesa come somma dell'area dei moduli.

**Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico**

Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard ( $1000\text{W}/\text{m}^2$ ) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice.

**Efficienza operativa media di un generatore fotovoltaico**

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.c. dal generatore fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

**Efficienza operativa media di un impianto fotovoltaico**

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.a. dall'impianto fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

**Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico**

L'energia elettrica (espressa in kWh) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

**Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o Inverter)**

Apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.

**Impianto(o Sistema)fotovoltaico**

Impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore.

**Impianto (o Sistema) fotovoltaico collegato alla rete del distributore**

Impianto fotovoltaico in grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) quando è collegato alla rete del distributore.

**Inseguitore della massima potenza (MPPT)**

Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza. Esso può essere realizzato anche con un convertitore statico separato dall'inverter, specie negli impianti non collegati ad un sistema in c.a. Energia radiante  
Energia emessa, trasportata o ricevuta in forma di onde elettromagnetiche.

**Irradiazione**

Rapporto tra l'energia radiante che incide su una superficie e l'area della medesima superficie.

**Irraggiamento solare**

Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEIEN 60904-3).

**Modulo fotovoltaico**

Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEIEN 60904-3).

**Modulo fotovoltaico in c.a.**

Modulo fotovoltaico con inverter integrato; la sua uscita è solo in corrente alternata: non è possibile l'accesso alla parte in continua (IEC 60364-7-712).

**Pannello fotovoltaico**

Gruppo di moduli fissati insieme, preassemblati e cablati, destinati a fungere da unità installabili (CEIEN 61277).

**Perdite per mismatch (o per disaccoppiamento)**

Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (dal EC/TS61836).

**Potenza nominale(o massima, o di picco,o di targa) di un generatore fotovoltaico**

Potenza elettrica (espressa in Wp), determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate

in Condizioni di Prova Standard (STC).

**Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un impianto fotovoltaico**

Per prassi consolidata, coincide con la potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) del suo generatore fotovoltaico.

**Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico**

Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC).

**Potenza effettiva di un generatore fotovoltaico**

Potenza di picco del generatore fotovoltaico (espressa in Wp), misurata ai morsetti in corrente continua dello stesso e riportata alle Condizioni di Prova Standard (STC) secondo definite procedure (CEIEN61829).

**Potenza prodotta da un impianto fotovoltaico**

Potenza di un impianto fotovoltaico (espressa in kW) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

**Radiazione solare**

Integrale dell'irraggiamento solare (espresso in kWh/m<sup>2</sup>), su un periodo di tempo specificato (CEIEN60904-3). Sotto sistema fotovoltaico

Parte del sistema o impianto fotovoltaico; esso è costituito da un gruppo di conversione c.c./c.a. e da tutte le stringhe fotovoltaiche che fanno capo adesso (vedi par.4.4.1).

**Stringa fotovoltaica**

Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie per ottenere la tensione d'uscita desiderata.

**Temperatura nominale di lavoro di una cella fotovoltaica (NOCT)**

Temperatura media di equilibrio di una cella solare all'interno di un modulo posto in particolari condizioni ambientali (irraggiamento: 800 W/m<sup>2</sup>, temp. ambiente: 20 °C, velocità del vento: 1 m/s), elettricamente a circuito aperto ed installato su un telaio in modo tale che a mezzogiorno solare i raggi incidano normalmente sulla sua superficie esposta (CEIEN60904-3).

## Art.4–Descrizione dell' impianto

La centrale fotovoltaica denominata “Codrongianos 6MW” avrà le caratteristiche riportate nella seguente scheda redatta ai sensi della guida CEI82-25:

Dati generali Identificativi del lotto di impianti:	Cod.Rintracciabilità 355127128
Soggetto responsabile del lotto di impianti:	Strategie Progetto s.r.l.
Ubicazione del lotto di impianti:	Comune di Codrongianos (SS)
Latitudine:	40°40'19" N
Longitudine:	8°39'22"E
Inclinazione e orientamento del piano moduli:	Fissa 30°,sud.
Percentuale annua d'ombra sui moduli:	0%(Assenza di ombre)
Temperatura ambiente massima estiva UNI10349:	30,5°C(Sassari)
Zona vento UNI10349	4(Sassari)
Velocità giornaliera del vento (media annua) UNI10349	2,5m/sec(Sassari)
Potenza nominale dei moduli fotovoltaici impiegati	700 Wp
Generatore fotovoltaico Potenza nominale complessiva	6.552 kWp
Numero totale di moduli fotovoltaici impiegati	9.360

Pertanto la centrale “Codrongianos 6MW” sarà composta da 2 impianti, N1 e N2; ciascuno da 3 MW per una installazione complessiva di 30 inverter da 200 kWp. Ogni impianto è formato da 2 cabine di trasformazione, a cui saranno connessi rispettivamente a 2496 e 2184 moduli, suddivisi in stringhe composte da 26 Moduli. Ogni inverter della potenza di 200 kWp sarà connesso a 12 stringhe..Gli inverter di taglia nominale 200 kW convertiranno in corrente alternata AC, bassa tensione 800 V, l'energia elettrica prodotta in corrente continua DC dai moduli fotovoltaici. Ogni sezione sarà dotata di 2 cabine, COA e COB ubicate al punto di consegna della rete di E-Distribuzione. Le cabine di trasformazione avranno due ambienti distinti, uno bassa tensione B.T. e l'altro di media tensione MT/BT. La parte di B.T. conterrà il quadro di parallelo delle uscite degli inverter, ciò consentirà di concentrare la potenza elettrica prodotta dai moduli fotovoltaici del sottocampo in un'unica linea elettrica a 800 V . Nella parte MT/BT sarà installato il trasformatore, MT/BT che elevando il valore di tensione in uscita dal quadro BT di parallelo inverter da 800V a 15 kV, consentirà il trasferimento della potenza prodotta da ciascun impianto da 3 MW, utilizzando di cavi di media tensione con sezione 35-50 mm<sup>2</sup>.

Nella cabina MT/BT sarà installato il trasformatore, MT/BT che elevando il valore di tensione in uscita dal quadro BT di parallelo inverter da 800V a 15 kV, consentirà il trasferimento della potenza prodotta ciascun impianto da 3 MW, utilizzando di cavi di media tensione con sezione 35-50 mm<sup>2</sup>. Pertanto all'interno del campo fotovoltaico sarà necessario realizzare i cavidotti interrati per le linee



elettriche BT e MT entrambe trifase . Le linee BT sono prevalentemente costituite dai collegamenti tra le uscite degli inverter e rispettive cabile di conversione C1-C2, mentre le linee MT, collegheranno le cabine C1-C2 alla cabina di ricezione COA, che consentirà tramite unica linea MT la connessione dell'impianto da 3MW alla cabina di ricezione C01 di E-Distribuzione.

Ponendo in serie 26 moduli (vedi scheda tecnica nelle pagine successive) avremo che:

$$V_{stringa} = V_{singolo\ modulo} \times n^{\circ} moduli\ per\ stringa$$

- Tensione alla massima potenza,  $V_{mpp}$ :  $(39,5 \times 26) = 1027\ V$ .
- Tensione massima (circuito aperto),  $V_{oc}$ :  $(51,386 \times 26) = 1336V$ .

La configurazione della centrale fotovoltaica "Codrongianos 6MW" è riepilogata nella tabella seguente.

Impianto	N1		N2	
Cabine di consegna	C01		C02	
Cabine di ricezione	COA		COB	
Cabine di trasformazione	C1	C2	C3	C4
Inverter	8	7	8	7
Potenza nominale totale kW di sottocampo	1.600	1.400	1.600	1.400
n°moduli per stringa	26	26	26	26
N°stringhe	12	12	12	12
Potenza Collegata kWp	1.747,2	1.528,8	1.747,2	1.528,8
Corrente lato continua A per ciascun inverter	212,76	212,76	212,76	212,76

La tabella riporta i valori di corrente massima in corrente continua erogata dal parallelo delle stringhe, connesse ad ogni inverter in condizioni nominali (STC) ovvero Standard test Condition determinate da un irraggiamento di 1000W/mq, temperatura del modulo di 25°C e distribuzione spettrale  $a_m=1,5$ ).

*I moduli in serie = I singolo modulo mentre I stringhe in parallelo = I singolo modulo \* n° stringhe*

Tali valori di corrente saranno impiegati in fase di dimensionamento e verifica delle correnti di ingresso ai convertitori.

## Art.5–Moduli fotovoltaici

L'impianto verrà realizzato con moduli fotovoltaici composti da 132 celle fotovoltaiche in silicio monocristallino ad alta efficienza e connesse elettricamente in serie (12X11), per una potenza complessiva di 700Wp.

Le caratteristiche dei moduli di progetto sono le seguenti.

### JW-HD132N Series

N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon  
Half-Cell Double Glass Module

#### Electrical Properties | STC\*

Testing Condition	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side
Peak Power (P <sub>max</sub> ) (W)	675	680	685	690	695	700
MPP Voltage (V <sub>mp</sub> ) (V)	38.6	38.8	39.0	39.2	39.4	39.5
MPP Current (I <sub>mp</sub> ) (A)	17.50	17.54	17.58	17.62	17.66	17.73
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> ) (V)	46.2	46.4	46.6	46.8	47.0	47.1
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> ) (A)	18.57	18.62	18.67	18.72	18.76	18.82
Module Efficiency (%)	21.73	21.89	22.05	22.21	22.37	22.53

\*STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, AM1.5  
The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the practical testing

#### Electrical Properties | NOCT\*

Testing Condition	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side
Peak Power (P <sub>max</sub> ) (W)	511	514	518	522	526	530
MPP Voltage (V <sub>mp</sub> ) (V)	36.2	36.4	36.6	36.7	36.9	37.0
MPP Current (I <sub>mp</sub> ) (A)	14.11	14.14	14.17	14.21	14.24	14.29
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> ) (V)	44.2	44.3	44.5	44.7	44.9	45.0
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> ) (A)	14.97	15.01	15.05	15.09	15.13	15.17

\*NOCT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

#### Operating Properties

Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage (V)	1500V (IEC)
Maximum Series Fuse Rating(A)	30
Power Tolerance	0~+5W

Bifaciality\* 75%  
\*Bifaciality=Power rear (STC) /Power front (STC) ; Bifaciality tolerance ±5%

#### Temperature Coefficient

Temperature Coefficient of P <sub>max</sub> *	-0.320%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	-0.260%/°C
Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	+0.046%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	42±2°C

\*Temperature Coefficient of P<sub>max</sub>±0.03%/°C

#### Mechanical Properties

Cell Type	210.00mm*105.00mm
Number of Cells	132pcs(12*11)
Dimension	2384mm*1303mm*35mm
Weight	38kg
Front /Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Frame	Anodized Aluminium
Junction Box	IP67 (3 diodes)
Length of Cable*	4.0mm <sup>2</sup> , ±300mm/±180mm
Connector	MC4 Compatible

\*Heat strengthened glass  
\*Cable length can be customized

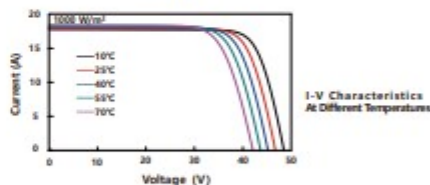
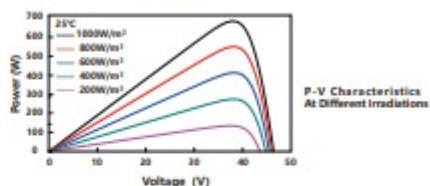
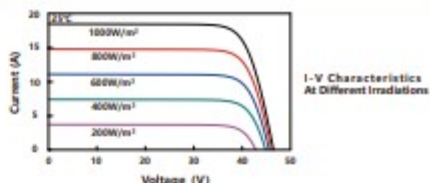
#### With Different Power Generation Gain (regarding 680W as an example)

Power Gain (%)	Peak Power (P <sub>max</sub> ) (W)	MPP Voltage (V <sub>mp</sub> ) (V)	MPP Current (I <sub>mp</sub> ) (A)	Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> ) (V)	Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> ) (A)
10	734	38.8	18.93	46.4	20.09
15	762	38.8	19.62	46.4	20.83
20	789	38.8	20.31	46.4	21.56
25	816	38.8	21.00	46.4	22.30
30	843	38.9	21.70	46.5	23.03

#### Engineering Drawing (unit: mm)



#### Characteristic Curves | HD132N-680



#### Packaging Configuration

Packing Type	40'HQ
Piece/Pallet	31
Pallet/Container	18
Piece/Container	558

\*The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, Joywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

## **Art.6–Scelta convertitori di potenza (Inverter)**

La scelta del tipo di inverter fotovoltaici da impiegare è stata effettuata prendendo in esame i seguenti aspetti:

- 1) La scelta tra un sistema di conversione a singolo inverter (o comunque con pochi inverter di elevata potenza) se da un lato può ridurre oneri di costruzione come il quadro di parallelo in corrente alternata, pone seri rischi nel caso di guasto della singola unità di conversione con notevole perdita di producibilità.
- 2) Un sistema realizzato con inverter di piccola potenza distribuiti lungo il campo fotovoltaico genera eccessivi oneri di gestione non giustificabili con un aumento della robustezza e affidabilità dell'impianto oltre a una gestione più puntuale del MPPT di sotto campo solare.
- 3) Una soluzione con un numero di inverter superiore alle poche unità ma di potenza comunque sostenuta permette un buon compromesso tra robustezza di impianto, costi, e ottimizzazione dell'efficienza di conversione anche nel caso di adozioni di topologie con unità distribuite.

Per quanto sopra si è optato per una soluzione composta da n°30 convertitori statici trifase (inverter) della HUAWEI tipo SUN 2000-200KTL-H3 da 200 kW nominali di potenza.

Il suddetto prodotto è disponibile con tensione nominale di uscita in corrente alternata pari a 800V.

Ciò permetterà un notevole vantaggio poiché ci permetterà di utilizzare sezioni dei conduttori ridotte rispetto a quelle utilizzate a una tensione nominale di 400 V.

Di seguito estratto della scheda tecnica di prodotto.

# Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.6%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ~ 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

## Art.7 – Dimensionamento sezione in corrente continua di impianto

### Art.7.1 – Accoppiamento Stringa – inverter e numero moduli di stringa

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro della stringa di 26moduli (-10°C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70°C) devono essere verificate le seguenti disuguaglianze:

$$\begin{aligned}V_{mpp_{min}} &\geq V_{mpp_{min}} \\ V_{Inv} V_{mpp_{max}} &\leq V_{mpp_{max}} \\ V_{Inv} V_{oc_{max}} &< V_{max_{Inv}}\end{aligned}$$

Le prime due impongono che in corrispondenza della massima e minima temperatura di funzionamento, le tensioni di MPP delle stringhe di ogni campo fotovoltaico (minima e massima rispettivamente) rimangano entro il range di funzionamento del dispositivo di inseguimento (stadio di conversione dell'inverter). Ovvero:

CONDIZIONE 1 Tensione di stringa nel punto di massima potenza  $V_{mpp_{min}}$  a 70 °C > della Tensione MPPT minima dell'inverter.

CONDIZIONE 2 Tensione di stringa nel punto di massima potenza,  $V_{mpp_{max}}$  a -10 °C < della Tensione MPPT massima dell'inverter.

La terza disuguaglianza impone che la massima tensione raggiungibile dal generatore fotovoltaico sia compatibile con quella massima tollerabile dall'inverter. Ovvero:

CONDIZIONE 3 Tensione a circuito aperto della stringa  $V_{oc_{max}}$  a -10 °C < della tensione massima di sistema del modulo e della massima tensione c.c. ammissibile dell'inverter.

E' poi necessario che la corrente erogata dal campo nel punto di massima potenza alla temperatura più alta di funzionamento sia inferiore al valore nominale in ingresso ammissibile del convertitore. Ovvero:

*Corrente massima (cortocircuito) generata a 70° C < corrente massima di ingresso dell'inverter.*

In ultimo il numero di stringhe gestibile da ogni convertitore dovrà dar luogo a una potenza in ingresso compresa tra il 70% e 120% di quella nominale del convertitore. La lunghezza di stringa compatibile con i convertitori è scelta pari a 26 moduli. Di seguito le caratteristiche di tensione di

ogni singola tipologia di stringa individuata

Stringa 26 moduli
$V_{mppmin}=879V$
$V_{mppmax}=1120V$
$V_{ocmax}=1336V$

Per le valutazioni e calcoli successivi si considererà in via cautelativa come massima corrente generabile dalla singola stringa la corrente di cortocircuito nominale del modulo.

Per ciò che concerne la potenza possiamo sin d'ora affermare che la singola stringa avrà potenza nominale pari a 18,2 kWp.

Per gli inverter scelti si è ritenuto accettabile una banda di caricabilità in corrente continua compresa tra il 90% e il 120% della potenza nominale. Nel caso specifico si è optato per un rapporto di carico variabile di 109%.

#### ***Art.7.2–Cadute di tensione in corrente continua***

Per la sezione in corrente continua si procederà a valutare la caduta di tensione con l'impiego della formula seguente.

$$\Delta V\%=(2\cdot r\cdot L\cdot I_{mpt}\cdot 100)/V_{mpt}$$

Dove:

- $\Delta V\%$  è la caduta di tensione in percentuale
- $V_{mpt}$  è la tensione di stringa considerata in condizioni ottimali di irraggiamento
- $I_{mpt}$  è la corrente di impiego della conduttura in esame
- $L$  è la lunghezza della linea elettrica
- $R$  è la resistività del conduttore del cavo solare

Nel caso specifico per effettuare il dimensionamento si considereranno parametri cautelativi tra cui:

- la corrente considerata per ogni stringa sarà pari alla corrente nominale del modulo fotovoltaico (18A) incrementata per effetto della temperatura considerando una sovratemperatura di cella pari a 20°C.
- la tensione di stringa presa a riferimento per la variazione percentuale sarà pari alla tensione nominale di stringa, ovvero alla somma delle tensioni nominali di MPPT dei singoli moduli componenti la stessa.
- la resistività dei cavi considerati sarà scelta così come dichiarata dal produttore del cavo solare alla temperatura di 60°C.

Sarà verificata la caduta di tensione per i cavi di stringa e per le dorsali.

Il criterio adottato prevede che ogni sottocampo in corrente continua nella sua interezza venga dimensionato in modo da contenere la caduta di tensione percentuale complessiva entro il 2%, ovvero che la caduta di tensione percentuale della singola stringa e della sua dorsale di riferimento si attestino entro il 2%.

### ***Art.7.3–Verifica portate dei conduttori in corrente continua.***

Per la verifica delle portate dei conduttori si procederà a calcolare la portata  $I_z$  di ogni cavo secondo le seguenti due formule.

Per conduttori in posa interrata:

$$I_z = I_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$$

Per conduttori in posa diversa da quella interrata:

$$I_z = I_0 \cdot K_1 \cdot K_2$$

Dove è stato indicato

- . Con  $I_z$  la portata effettiva del caso adeguata alla particolare condizione di posa
- . con  $I_0$  la portata nominale del cavo

per le pose interrate:

- . con  $K_1$  il fattore di correzione per temperature diverse da 20°C
- . con  $K_2$  il fattore di correzione per gruppi di più circuiti affiancati sullo stesso piano
- . con  $K_3$  il fattore di correzione per profondità di posa diversa da 0,8m
- . con  $K_4$  il fattore di correzione per terreni con resistività termica diversa da 2Km/W

per le pose non interrate:

- . con  $K_1$  il fattore di correzione per temperature ambiente diverse da 30°C
- . con  $K_2$  il fattore di correzione nel caso di più circuiti installati in fascio o strato

Va detto che l'installazione in corrente continua è per lo più caratterizzata da pose fuori terra di cavi di stringa e dorsali, solo una piccola parte delle dorsali percorre delle tratte interrate.

Allo scopo di uniformare quanto più possibile le sezioni commerciali impiegate nel campo fotovoltaico, si è deciso di riferire tutte le stringhe fotovoltaiche a un'unica sezione e utilizzare le taglie delle dorsali di campo entro 2 sezioni commerciali contigue.

Va inoltre segnalato che, le portate dei cavi solari sono perlopiù riferite a temperature ambientali solitamente elevate (60°C), per quanto detto il fattore correttivo della temperatura ambiente risulta già integrato nei valori di portata forniti dai costruttori.

#### ***Art.7.4 – Protezione da sovracorrenti sezione incorrente continua***

La protezione da correnti di sovraccarico è intrinseca del dimensionamento di portata delle condutture in corrente continua. La particolarità del carico fotovoltaico e delle sue condutture (opportunamente dimensionate) rendono di fatto inesistente il rischio di sovraccarico poiché le correnti nominali e massime di funzionamento sono pressoché identiche.

Per ciò che concerne il guasto per cortocircuito va effettuata una doverosa precisazione: la corrente nominale con la quale viene dimensionato il sistema è pressoché identica a quella che può rilevarsi in ogni punto in caso di cortocircuito.

La protezione da cortocircuito consiste pertanto nella capacità dell'impianto di sezionare o isolare elettricamente la parte guasta.

A tal fine tutte le stringhe verranno fornite di fusibili di protezione di stringa da 20 A tipo gPV con lo scopo di impedire la richiusura di correnti di cortocircuito dal campo fotovoltaico verso l'eventuale stringa guasta.



## Art.8 – Dimensionamento sezione in corrente alternata di impianto

### Art.8.1 – Caduta di tensione in corrente alternata

I cavi in corrente alternata sia in bassa che media tensione sono stati dimensionati in modo da contenere la caduta di tensione entro il 3% applicando la seguente relazione:

$$V\% = \frac{KIL}{V} (r \cos \varphi + x \sin \varphi) 100$$

Dove:

- $\Delta V\%$  è la caduta di tensione in percentuale
- K è pari a 2 e  $\sqrt{3}$  rispettivamente per linee monofase e trifase
- V è la tensione nominale nella parte di impianto di soggetta a verifica
- I è la corrente di impiego della conduttura in esame
- L è la lunghezza della linea elettrica
- $r$  e  $x$  è la resistività del cavo considerato
- $\cos \varphi$  e  $\sin \varphi$  sono le relative conversioni d'angolo del fattore di potenza del carico elettrico

Preso atto della natura pressoché resistiva del carico si è deciso di considerare il fattore di potenza dei convertitori pari a 1.

A seguito di tale scelta progettuale le perdite di potenza per effetto Joule saranno entro le medesime percentuali anche nelle condutture in corrente alternata in virtù del fattore di potenza unitario.

Le correnti di dimensionamento considerate nella parte in corrente alternata del generatore fotovoltaico sono ottenute considerando le correnti immesse dai singoli inverter pari alla loro massima potenza in immissione, invero rispondenti alla loro taglia nominale di potenza. In tale analisi sono stati considerati fattori di contemporaneità unitari.

Le correnti correlate ai carichi dei circuiti di servizio (servizi ausiliari), quali ad esempio: sistemi di illuminazione viaria, illuminazione e circuiti presa di cabina, sistemi di condizionamento, sono stati determinati da una valutazione effettiva del carico inserito a progetto, e ove non possibile stimate in base a soluzioni impiantistiche analoghe.

A progetto sono stati adottati opportuni fattori di utilizzazione e contemporaneità dei carichi per

definire le correnti attese sulle dorsali dei quadri elettrici. Tali parametri sono consultabili sugli schemi unifilari e relazioni di calcolo di progetto.

### **Art.8.2 – Verifica portate dei conduttori in corrente alternata**

Per la verifica delle portate dei conduttori si procederà a calcolare la portata  $I_z$  di ogni cavo secondo le medesime formule citate all'art.7.3.

Va comunque precisato che le tipologie di posa presenti nella parte in corrente alternata sono molteplici. È per esempio previsto l'uso di canalina metallica per la distribuzione di condutture di potenza all'interno delle cabine elettriche di conversione, sono inoltre presenti pose interrate o entro tubazione fissata a parete.

Qualora per le condutture a progetto si proceda a modificare le condizioni di posa o i percorsi al punto da alterare il fascio di cavi di appartenenza della linea sarà cura del progettista incaricato della adozione della variante la preventiva verifica di idoneità delle sezioni scelte.

### **Art.8.3 – Protezione da sovracorrenti sezione in corrente alternata**

Tutte le linee sono protette da interruttori automatici magnetotermici. Detti interruttori sono stati dimensionati secondo le seguenti condizioni:

$$I_B \leq I_N \leq I_z \quad ; \quad I_l \leq 1,45 \cdot I_z$$

dove:  $I_B$  = corrente di impiego del circuito  
 $I_N$  = corrente nominale dell'apparecchio di protezione  
 $I_z$  = portata delle condutture  
 $I_l$  = corrente convenzionale funzionamento del dispositivo di protezione

Per quanto riguarda gli ambienti a maggior rischio in caso d'incendio i dispositivi di protezione devono essere all'origine della conduttura.

In base a questa considerazione non possono essere realizzate linee di sezione diversa, derivate dalle dorsali, senza posare un adeguato elemento di protezione dalle sovracorrenti all'origine della conduttura derivata a sezione diversa o aver verificato la protezione della derivazione tramite il dispositivo a monte.

Per ciò che riguarda la protezione da correnti di cortocircuito massima i dispositivi di protezione devono avere un potere di interruzione superiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione. La corrente di corto circuito da prendere in considerazione deve essere la più elevata che si può produrre in relazione alle configurazioni dell'impianto.

Per ciò che riguarda la protezione da cortocircuito minima deve essere rispettata la seguente condizione:

$$I^2 \cdot t < k^2 \cdot S^2$$

dove:

$I^2 \cdot t$  = valore, in ampere quadrato secondi, dell'integrale di Joule passante attraverso il dispositivo di protezione per il tempo  $t$  di durata del corto circuito (energia passante) riferito alla specifica corrente di cortocircuito presunta nel punto più sfavorevole ovvero a maggior impedenza di guasto.

$K$  = valore del coefficiente tipico del cavo

$S$  = valore in mm. della sezione del cavo in esame

Il coefficiente dimensionale  $K$ , relativo al tipo di cavo in rame, è uguale a:

.115 per cavi isolati con polivinilcloruro (PVC)

.143 per cavi isolati con gomma etilenpropilenica (EPR).

## Art.9–Protezione dai contatti indiretti

Ai fini della protezione dai contatti indiretti si consideri che l'impianto in corrente alternata è esercito come sistema TN-S. La sezione in continua può essere considerata come sistema IT con controllo del livello di isolamento demandato agli inverter.

Tutte le masse dell'impianto dovranno essere collegate al punto di messa a terra del sistema di alimentazione con conduttori di protezione che dovranno essere messi a terra in corrispondenza o in prossimità di ogni trasformatore o generatore di alimentazione. Il punto di messa a terra coinciderà con la messa a terra del neutro.

Le caratteristiche dei dispositivi di protezione dovranno essere coordinate con le impedenze dei circuiti da proteggere ed essere tali che un guasto di impedenza trascurabile in una qualsiasi parte dell'impianto tra un conduttore di fase ed un conduttore di protezione od una massa, causi una interruzione dell'alimentazione entro il tempo specificato, soddisfacendo la seguente condizione:

$$Z_s \times I_a \leq U_0$$

dove:

$Z_s$  è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende, il conduttore attivo fino al punto di guasto e il circuito di richiusura della corrente di guasto;

$I_a$  è la corrente che provoca l'interruzione automatica dell'alimentazione da parte del dispositivo di protezione entro il tempo definito dalla norma e in funzione della tensione nominale  $U_0$ ; se si utilizza un interruttore differenziale  $I_a$  è la corrente differenziale nominale  $I_{\Delta n}$ ;

$U_0$  è la tensione nominale in c.a., valore efficace tra fase e terra;

Per tutti i circuiti caratterizzati da piccole potenze e sezioni di linea e con la possibilità di collegamento di dispositivi portatili(circuiti prese) si è optato per l'inserimento di protezioni magnetotermiche differenziali con soglia ad alta sensibilità al fine di permettere un intervento in caso di guasto più tempestivo.

## Art.10– Protezione dai contatti diretti

Ai fini della prevenzione dei contatti diretti con parti attive in tensione i provvedimenti sotto riportati dovranno essere adottati.

### Misure di protezione totale

#### Protezione mediante isolamento delle parti attive:

- .tutte le parti attive devono essere completamente ricoperte con un isolamento
- .l'isolamento può essere rimosso solo mediante distruzione dello stesso
- .l'isolamento dei componenti elettrici costruiti in fabbrica deve soddisfare le relative Norme.

#### Protezione mediante involucri o barriere:

- . gli involucri o le barriere delle parti attive devono assicurare un grado di protezione >IPXXB per le superfici verticali (a prova di dito). Il grado di protezione IPXXB è obbligatorio anche in presenza di circuiti SELV a qualsiasi tensione d'alimentazione
- .per le superfici orizzontali a portata di mano, gli involucri o le barriere devono assicurare il grado di protezione >IPXXD (a prova di filo di  $\varnothing$  1mm)
- . se è necessario aprire un involucro o rimuovere una barriera, per ragioni di esercizio, occorre rispettare almeno una delle seguenti prescrizioni :
  - deve essere necessario l'uso di chiave attrezzo da parte di personale addestrato
  - deve essere possibile un preventivo sezionamento delle parti attive con interblocco meccanico e/o elettrico
  - interposizione di una barriera intermedia, che impedisca il contatto con le parti attive, con grado di protezione >IPXXB rimovibile con chiave o attrezzo.

L'accessibilità a parti attive di media tensione potrà avvenire unicamente dopo deenergizzazione forzata delle stesse da ottenersi tramite ad esempio l'interblocco dei meccanismi di apertura dei ripari dei trasformatori MT/bt con i comandi degli scomparti di media tensione posti a monte degli stessi.

Il sistema corrente continua è da realizzarsi in classe II.

#### Misure di protezione aggiuntive

Gli interruttori automatici differenziali con corrente differenziale nominale di intervento  $I_{\Delta n} < 30\text{mA}$  sono considerati come aggiuntive contro i contatti diretti in caso di insuccesso delle altre misure di protezione.

Tali dispositivi, che devono essere installati unitamente ad una delle altre misure di protezione totale o parziale, sono riconosciuti dalle norme anche come valido metodo di prevenzione d'incendi o dovuti a cause elettriche.

## Art.11 – Protezione da sovratensioni.

Gli apparati sensibili, i quadri di servizio e i quadri di parallelo inverter, in virtù dell'onerosità dei componenti protetti saranno dotati di dispositivi di sovratensione di tipo combinato I+II.

In merito al calcolo del rischio probabilistico per la protezione contro le fulminazioni dirette ed indirette ai sensi della norma CEI EN 62305 (serie CEI 81-10) che fornisce il metodo di valutazione del rischio confrontandolo col rischio accettabile per la particolare struttura e permette di valutare la necessità di ulteriori accorgimenti supplementari non è oggetto di questa progettazione.

## Art.12 – Impianto di messa a terra principale

Trattandosi di un impianto elettrico dotato di cabina di trasformazione MT/BT, quindi un sistema elettrico di tipo TNS, si ha che, in base a quanto previsto dalla norma CEI 99-3: “Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.”, la corretta funzionalità dell'impianto di terra è determinata dal rispetto della relazione:

$$R_E \cdot I_E < U_{TP}$$

In cui :

$R_E$  resistenza di terra dell'impianto elettrico,

$I_E$  corrente di guasto monofase a terra del distributore,

$U_{TP}$  tensione di contatto ammissibile espressa in V.

In assenza di dati da parte di E-Distribuzione si ritiene ragionevole ipotizzare che, il sistema elettrico MT è gestito con neutro a terra tramite impedenza con  $I_E = 40$  A e tempo di eliminazione del guasto > di 10 s.

Pertanto segue, da nota al paragrafo 5.4.1 della norma CEI 99-3 che

$$U_{TP} = 80 \text{ V}$$

L'impianto elettrico sarà pertanto dimensionato per un valore di

$$R_E = 1,4 \text{ } \Omega$$

in modo che sia verificata la relazione:

$$R_E \cdot I_E = 1,4 \cdot 40 = 56 \text{ V}$$

ovvero l'impianto di terra rispetta la condizione imposta dalla CEI 99-3 essendo :

$$R_E \cdot I_E < 80 \text{ V}$$

Pertanto l'impianto di terra avrà i seguenti componenti:

### Dispersore

Sarà costituito da una corda di rame nuda della sezione di  $35 \text{ mm}^2$  interrata ad una profondità non inferiore a 70 cm, che formerà un anello lungo il perimetro dell'impianto fotovoltaico. Ai vertici

dell'anello verranno collegati dei dispersori verticali tipo COPPERWELD lunghi 1,5 mt. In rame infissi ad intimo contatto col terreno.

#### Conduttore di terra

Il conduttore di terra collega il dispersore al collettore o nodo di terra.

La sezione del conduttore di terra deve essere almeno di 16 mm<sup>2</sup> se posato in tubo protettivo; se non è protetto contro la corrosione, cioè se è costituito da corda nuda di rame interrata, deve avere una sezione di almeno 35 mm<sup>2</sup>, con filo elementare di diametro almeno 1,8 mm; se è un conduttore interrato in acciaio zincato, deve avere una sezione di almeno 50 mm<sup>2</sup> (come un dispersore). Nel presente progetto è stata prevista la posa di una corda di rame nuda da 35 mm<sup>2</sup> ad intimo contatto col terreno.

Bisogna proteggere con nastro bituminoso, o con manicotto termorestringente, il conduttore di terra nel tratto in cui entra nel terreno, per circa 30 cm, sia sopra sia sotto la superficie del suolo. In tale tratto il conduttore di terra è, infatti, particolarmente esposto alla corrosione.

#### Collettore di terra

Il Nodo equipotenziale deve essere costituito da una sbarra metallica di dimensioni adeguate opportunamente forata per accogliere singolarmente le linee di terra fino a 185 mm<sup>2</sup> e la bandella in rame da 75 mm<sup>2</sup> che metterà a terra tutte le parti metalliche all'interno della cabina.

Su tale sbarra collettore di terra deve essere prevista una partenza per il conduttore di protezione di sezione non inferiore a 35 mm<sup>2</sup> per la messa a terra del quadro generale.

Il nodo principale sarà quello della cabina di consegna al quale perverranno i conduttori di protezione dei nodi equipotenziali installati nelle cabine di conversione e trasformazione ai quali saranno collegati i centro-stella dei trasformatori.

Al collettore dovranno altresì essere collegati i conduttori di protezione, i conduttori equipotenziali principali ed il conduttore di terra.

#### Conduttori di protezione

Il conduttore di protezione collega a terra le masse dell'impianto elettrico. Se fa parte della stessa conduttura d'alimentazione, cioè se è posato dentro lo stesso tubo protettivo fa parte dello stesso cavo multipolare, deve avere sezione almeno uguale a quella dei conduttori di fase.

Il conduttore di protezione comune a più circuiti deve essere dimensionato in base al conduttore di fase di sezione maggiore.

Sezione dei conduttori di rame, in base alle normative:

- conduttore di terra  $\geq 16 \text{ mm}^2$  (se non protetto controlla corrosione,  $\geq 25 \text{ mm}^2$ );
- conduttore di protezione:
  - uguale alla sezione di fase se  $\leq 16 \text{ mm}^2$ ;
  - uguale a  $16 \text{ mm}^2$  se la sez. di fase è compresa tra 16 e  $35 \text{ mm}^2$ ;

- uguale alla metà della sez. di fase quando questi è  $> 35 \text{ mm}^2$ ;
- conduttore equipotenziale principale  $\geq$  alla metà della sez. di protezione maggiore, con un minimo di  $6 \text{ mm}^2$ .

## Art.13 – Prove e verifiche

Gli impianti in oggetto dovranno essere sottoposti ad una serie di collaudi nel tempo tendenti ad accertare il pieno rispetto delle prescrizioni tecniche di capitolato, non ch  la loro effettiva funzionalità.

Le prove specificate saranno eseguite durante la realizzazione dei lavori e comunque entro un mese dal montaggio e dalla regolazione di ogni singola parte di impianto; esse si distinguono in:

### Art.13.1 – Verifica tecnico - funzionale

La verifica tecnico – funzionale dell'impianto consiste nel verificare:

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

- la condizione:  **$P_{cc} > 0,85 P_{nom}/ISTC$** ,

ove:

- o  **$P_{cc}$**    la potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del 2%;
- o  **$P_{nom}$**    la potenza nominale (in kW) del generatore fotovoltaico;
- o  **$I$**    l'irraggiamento (in  $\text{W}/\text{m}^2$ ) misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del 3%(classe1 );
- o  **$ISTC$** , pari a  $1000\text{W}/\text{m}^2$ ,   l'irraggiamento in condizioni standard;
- o La condizione:  **$P_{ca} > 0,9 P_{cc}$** ,ove:  **$P_{ca}$**    la potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione, con precisione migliore del 2%; la condizione:  **$P_{ca} > 0,75 P_{nom}/ISTC$** .

Verifica conclusiva dovr  accertare che il rapporto fra l'energia o la potenza prodotta in corrente alternata e l'energia o la potenza producibile teorica (determinata in funzione dell'irraggiamento solare incidente sul piano dei moduli, della potenza nominale dell'impianto e della temperatura di



funzionamento dei moduli) sia almeno superiore a 0,8 secondo le modalità di misura e calcolo prescritti dalla guida CEI82-25.

La verifica tecnico funzionale consiste nell'esecuzione da parte dell'installatore di una serie di controlli e di misure. Prima di eseguire le misure si consigliano i seguenti controlli:

- Verificare che ci siano condizioni di irraggiamento stabili e che non ci siano nuvole bianche in un cono di 60° di apertura intorno al sole che possano rendere instabili le misure di radiazione solare;
- Evitare di fare verifiche tecniche – funzionali nelle ore più calde, in estate i moduli fotovoltaici possono raggiungere i 60° C e di conseguenza lavorare ad efficienza più bassa;
- evitare di fare verifiche tecniche-funzionali nelle giornate afose il contenuto di umidità nell'aria determina una componente di radiazione diffusa più elevata e di conseguenza un rendimento del campo fotovoltaico più basso, un consiglio per capire se c'è umidità nell'aria è quello di osservare la colorazione del cielo, se questo è di un bel blu, si è in presenza di radiazione diffusa molto bassa, più tende al bianco più la componente diffusa sarà elevata.
- allineare il sensore di radiazione al piano moduli e posizionarlo vicino alla falda del campo fotovoltaico;
- verificare che ci sia una radiazione almeno di 600W/m<sup>2</sup>;
- Fare un esame visivo del corretto funzionamento dei moduli, della struttura, dei quadri elettrici, dei cavi e dei loro passaggi;
- Verificare la pulizia dei moduli, che non ci siano celle oscurate da sporcizie varie (calcinacci, escrementi di volatili etc.) o ombreggiamenti sistematici causati da costruzioni circostanti;
- Tenere in ordine la strumentazione
- Fare più serie di misure, eliminando la peggiore.

### ***Art.13.2 – Controlli assieme elettromeccanici***

Tutti i quadri elettrici di potenza e i trasformatori dovranno essere sottoposti a collaudo in officina, secondo le relative norme CEI-UNI-IEC-DIN-VDE.

Inoltre i quadri andranno sottoposti a verifiche strumentali come previsto dalla normativa vigente EN61439-1-2 per la stesura dei certificati di conformità dei medesimi.

### **Art.13.3–Esami a vista**

- Verifica degli schemi elettrici e dei piani di installazione, ai fini del collaudo, della gestione e della manutenzione.
- Verifica dell'esecuzione completa e funzionante di tutti gli impianti, nonché della loro rispondenza ai dati di progetto e di capitolato.
- Verifica delle misure di sicurezza contro il pericolo dei contatti diretti con elementi in

tensione.

- Verifica dei gradi di protezione degli involucri
- Verifica dell'isolamento nominale dei cavi e della separazione fra condutture di sistemi a tensioni diverse
- Controllo delle sezioni minime dei conduttori e dei colori distintivi
- Rispondenza degli organi di interruzione e di arresto di emergenza alle norme CEI64.8
- Controllo dell'idoneità e della funzionalità dei quadri e delle protezioni sulle parti attive a quadro aperto

#### ***Art.13.4 – Misure e prove strumentali***

- Prove di continuità dei circuiti di protezione di protezione (PE) e dei collegamenti equipotenziali.
- Prova di intervento degli interruttori differenziali
- Misura della resistenza di terra
- Misura eventuale TCP
- Misure dell'impedenza delle linee
- Misura della resistenza di isolamento