



# IMPIANTO FOTOVOLTAICO EG FLORA SRL

## E OPERE CONNESSE

POTENZA IMPIANTO 28,15MWp - COMUNE DI CODIGORO (FE)

### Proponente

**EG FLORA S.R.L.**

VIA DEI PELLEGRINI 22 · 20122 MILANO (MI) · P.IVA: 11616310964 · PEC: egflora@pec.it

### Progettazione

**Ing. Matteo Bono**

Via per Rovato, 29/C - 25030 Erbusco (BS)

tel.: 030/5281283 · e-mail: m.bono@solareng.it · PEC: solareng@pec.solareng.it

### Collaboratori

**Ing. Marco Passeri**

Via per Rovato, 29/C - 25030 Erbusco (BS)

tel.: 030/5281283 · e-mail: m.passeri@solareng.it · PEC: solareng@pec.solareng.it

### Coordinamento progettuale

**SOLAR ENGINEERING S.R.L.**

VIA ILARIA APLI, 4 · 46100 MANTOVA (MN) · P.IVA: 02645550209 · email: solareng@pec.solareng.it

### Titolo Elaborato

#### RELAZIONE TECNICA ELETTRICA

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILENAME	RIFERIMENTO	DATA	SCALA
-----------------------	------------------	----------	-------------	------	-------

### Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
------	------	-------------	----------	------------	-----------



COMUNE DI CODIGORO (FE)  
REGIONE EMILIA ROMAGNA



# RELAZIONE TECNICA- ELETTRICA

---

# Indice

## Contenuto del documento

<b>1. PREMESSA .....</b>	<b>2</b>
<b>2. NORMATIVA TECNICA.....</b>	<b>2</b>
<b>3. INQUADRAMENTO TERRITORIALE.....</b>	<b>3</b>
<b>4. CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>4</b>
<b>5. ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>7</b>
<b>6. QUADRI DI CAMPO (Combiner Box) .....</b>	<b>8</b>
<b>7. QUADRI DI BASSA TENSIONE.....</b>	<b>9</b>
<b>8. MEDIA TENSIONE .....</b>	<b>9</b>
8.1. CABINA DI INTERCONNESSIONE .....	10
8.2. TRASFORMATORE DI SPILLAMENTO .....	11
<b>9. DISTRIBUZIONE .....</b>	<b>11</b>
9.1. COLLEGAMENTI MT .....	12
9.2. COLLEGAMENTO STRINGHE / INVERTER .....	12
9.3. COLLEGAMENTO INVERTER / QUADRI BT .....	14
9.4. COLLEGAMENTO QUADRI BT / TRASFORMATORE .....	16
9.5. COLLEGAMENTO IN CASO DE INVERTER CENTRAL .....	16
<b>10. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI E INDIRETTI.....</b>	<b>20</b>
<b>11. COLLETTORE DI TERRA E COLLEGAMENTI ALL'INTERNO DELLA CABINA DI TRASFORMAZIONE .....</b>	<b>21</b>
<b>12. SCHEDA TECNICA MODULI FOTOVOLTAICI.....</b>	<b>23</b>
<b>13. SCHEDA TECNICA INVERTER .....</b>	<b>25</b>
<b>14. SCHEDA COMBINER BOX .....</b>	<b>28</b>

## 1. PREMESSA

L'intervento oggetto della presente relazione tecnica ha come finalità la realizzazione di un impianto fotovoltaico a cura della società proponente, la **EG FLORA S.r.l.**, avente la denominazione e potenza di seguito riportata in tabella:

DENOMINAZIONE IMPIANTO	<b>EG FLORA</b>
POTENZA DI PICCO DC (kW)	28.154,36
POTENZA NOMINALE AC (kW)	27.000,00
POTENZA LIMITATA AC (kW)	26.000,00

L'impianto fotovoltaico sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in alta tensione, 132 kV, e verrà realizzato su una superficie agricola ubicata nel territorio di pertinenza del comune di Lagosanto in Provincia di Ferrara.

Come anticipato, l'impianto in oggetto sarà connesso alla rete (grid connected) in modalità di cessione pura, pertanto, l'energia elettrica prodotta non sarà utilizzata in loco ma verrà interamente immessa in rete al netto dei consumi dei servizi ausiliari necessari al corretto funzionamento dell'intero sistema.

## 2. NORMATIVA TECNICA

Di seguito si riporta un elenco delle principali normative tecniche applicabili in ambito impiantistico fotovoltaico:

- CEI 0-21: Regola tecnica per la connessione alla rete pubblica di bassa tensione;
- UNI 8477: Energia solare - Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia - Valutazione dell'energia raggiante ricevuta;
- CEI EN 60904: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- 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 61730-1 (CEI 82-27): Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV)

- Parte 1: prescrizioni per la costruzione;
- CEI EN 61730-2 (CEI 82-28): Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV)
  - Parte 2: prescrizioni per le prove;
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- EN 62116 Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters;
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- CEI EN 50521 (CEI 82-31): Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove;
- CEI EN 50524 (CEI 82-34): Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici;
- CEI EN 50530 (CEI 82-35): Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica;
- CEI EN 62446 (CEI 82-56): Sistemi fotovoltaici (PV) – Prescrizioni per le prove, la documentazione e la manutenzione – Parte 1: Sistemi fotovoltaici collegati alla rete elettrica – Documentazione, prove di accettazione e verifica ispettiva”;
- CEI EN 61000: 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 20-91: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

### 3. INQUADRAMENTO TERRITORIALE

L'impianto fotovoltaico in oggetto sarà realizzato su terreno di pertinenza del comune di Codigoro (FE), l'installazione sarà di tipo “a terra” e i moduli fotovoltaici saranno fissati su apposita struttura metallica con pali in acciaio direttamente infissi nel terreno.

Di seguito si riportano le coordinate di inquadramento geografico dell'intervento:

DENOMINAZIONE IMPIANTO	<b>EG FLORA</b>
LATITUDINE	44° 50' 24.73" N
LONGITUDINE	12° 8' 5.83" E
QUOTA s.l.m.	0 m circa
FOGLIO CATASTALE	70
PARTICELLE	38, 68, 66, 40, 62, 64, 59



## 4. CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'approccio progettuale solitamente utilizzato per la realizzazione di un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua fornita dalla principale fonte di energia rinnovabile disponibile in natura, il sole. Pertanto, è fondamentale per massimizzare la producibilità di un impianto la sua esposizione in termini di angolazione di tilt (rispetto il piano orizzontale) e di azimut (rispetto al sud) oltre alla assenza di ostacoli fissi che possano provocare ombreggiamenti sul piano di captazione. Eventuali discostamenti da quelle che sono le caratteristiche ottimali di esposizione avrebbero come conseguenza una riduzione della produzione di energia e perdite in termini economici al produttore.

Per la maggior parte degli impianti ad uso residenziale e commerciale, con il generatore installato



sulle coperture dei fabbricati, l'esposizione (tilt e azimut) risulta vincolata dalle caratteristiche della copertura sulla quale si andranno ad installare i moduli. Nel caso in esame invece, e in generale per gli impianti utility scale "a terra", l'esposizione può essere scelta in modo libero ed ottimale in fase di progettazione in quanto le strutture di fissaggio dei moduli fotovoltaici saranno infisse liberamente nel terreno.

Il generatore fotovoltaico si estenderà su una superficie di terreno a destinazione prettamente agricola insistente nel territorio del comune di Codigoro (FE).

I moduli fotovoltaici installati avranno potenza nominale (@STC) pari a 580 W, saranno del tipo bifacciali e installati "a terra" su strutture tipo tracker (inseguitore solare) mono-assiale Nord/Sud. I moduli ruoteranno attorno all'asse della struttura da Est a Ovest inseguendo la posizione del Sole all'orizzonte durante l'arco della giornata.

I moduli fotovoltaici scelti per la realizzazione dell'impianto oggetto della presente relazione sono di tipo bifacciale in grado cioè di captare la radiazione luminosa sia sul fronte che sul retro del modulo, avranno dimensioni pari a (2411 H x 1134 L x 35 P) mm e sono composti da 156 celle (2x78) in silicio monocristallino tipo P. Essi saranno fissati su ciascun tracker in modalità portrait 2xN, ovvero in file composte da doppi moduli con lato corto parallelo all'asse di rotazione (N-S), le strutture utilizzate nel presente progetto saranno essenzialmente di tre tipi individuate in funzione della loro lunghezza, (2x26 moduli) e (2x39 moduli) a cui corrispondono inseguitori solari di lunghezza complessiva 30, oppure 45 metri. L'asse centrale di rotazione sarà collegato a pali di sostegno verticali infissi nel terreno senza l'ausilio di opere in calcestruzzo.

I moduli saranno collegati tra di loro in serie a formare stringhe ciascuna delle quali composta da 26 moduli, la lunghezza di stringa è stabilita in funzione delle caratteristiche del sistema fotovoltaico in termini di tensione massima ammissibile e della potenza complessiva. Preventivamente al collegamento sul convertitore statico le stringhe saranno opportunamente collegate in parallelo tra di loro in corrispondenza dei quadri di campo, ogni parallelo costituirà un blocco operativo e il numero di stringhe ad esso collegato è stato valutato in funzione delle correnti in gioco.

Per la conversione della corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata fruibile dal sistema di distribuzione e trasmissione nazionale, saranno utilizzate delle stazioni di trasformazione composte dalla combinazione di inverter, trasformatore MT/BT 0,6/30kV, quadri elettrici oltre agli apparati di gestione, controllo e protezione necessari al corretto funzionamento ordinario dei suddetti apparati. Ciascuna stazione di trasformazione sarà composta da un box tipo container di dimensioni pari a 6.068 L x 2.896 H x 2.896 P mm.

Nel presente progetto si considerano 2 scenari per quanto riguarda i sistemi di condizionamento della potenza (inverter) in modo da adattarsi alle migliori condizioni di mercato e ai requisiti della

rete di immissione.

Il primo scenario contempla l'utilizzo di string-inverter:

Lo string-inverter é ubicato alla fine di una fila di tracker e fissato sul palo. L'inverter é installato all'aperto, e utilizza un sistema di raffreddamento ad aria "smart air cooling" in modo da mantenere la temperatura interna nel range che evita un derating della potenza della macchina ed un veloce invecchiamento dei componenti elettronici. Le unità previste sono tutte uguali ed hanno una potenza nominale alle condizioni di test standard di 215 kVA ( $\cos\phi = 1$ ) e con 9 MPPT per ciascuna unità.

Il secondo scenario contempla l'utilizzo di inverter centrali:

Gli inverter centrali sono posizionati in un edificio prefabbricato e dotato di ventilazione forzata in modo da mantenere la temperatura interna nel range che evita un derating della potenza della macchina ed un veloce invecchiamento dei componenti elettronici.

Le unità previste sono tutte uguali ed hanno una potenza nominale alle condizioni di test standard di 3.347 kVA ( $\cos\phi = 1$ ) e con 2 MPPT per ciascuna unità. Pertanto, l'inverter centrali gestisce un elevato numero di stringhe e di moduli; l'eventuale guasto di una delle macchine presenti avrebbe come conseguenza l'off line di una porzione significativa dell'intero generatore fotovoltaico. Di seguito si riporta una tabella con evidenziato il numero e la taglia degli inverter utilizzati per ciascun impianto e i relativi valori di rapporto DC/AC (potenza ingresso/uscita).



## 5. ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico in oggetto è stato dimensionato con l'intento di sfruttare al massimo tutte le risorse disponibili, sia in termini di superficie che di tecnologia, al fine di massimizzare la produzione di energia elettrica riducendo il costo di investimento e i costi di esercizio/manutenzione. In particolare, tutte le scelte progettuali adottate sono state orientate all'ottenimento dell'ottimo compromesso tecnico/economico fondamentale nelle installazioni di impianti utility scale. Di seguito si riportano i numeri caratterizzanti l'impianto in oggetto:

DENOMINAZIONE IMPIANTO	EG FLORA
SUPERFICIE RECINTATA (mq)	333.813
POTENZA NOMINALE AC (kW)	27.000,00
POTENZA LIMITATA AC (kW)	26.000,00
MODULI INSTALLATI	48.542
TOTALE STRINGHE INSTALLATE	1.867

Nel primo scenario il sistema fotovoltaico prevede il collegamento in serie di 26 moduli a formare le stringhe, tali stringhe sono riportate via cavo, una ad una, al inverter e collegate in parallelo con altre stringhe a formare un blocco operativo, ogni blocco può avere un numero massimo di stringhe in parallelo pari a 18 che rappresenta il numero massimo di inputs di ogni inverter. Ogni inverter è collegato a sua volta alla stazione di trasformazione. La seguente tabella riporta il numero di stazioni di trasformazione in confronto a quello delle stringhe.

DENOMINAZIONE IMPIANTO	EG FLORA
TOTALE STRINGHE INSTALLATE	1.867
STAZIONI DI TRASFORMAZIONE	9
POTENZA NOMINALE INVERTER (kVA)	200
TOTALE POTENZA AC IMPIANTO (kVA)	27.000,00
TOTALE POTENZA AC LIMITATA (kVA)	26.000,00
DC/AC medio %	103

Nel secondo scenario, il sistema fotovoltaico prevede il collegamento in serie di 26 moduli a

formare le stringhe, tali stringhe sono riportate via cavo, una ad una, al Combiner box di zona e collegate in parallelo con altre stringhe a formare un blocco operativo, ogni blocco può avere un numero massimo di stringhe in parallelo pari a 24 che rappresenta il limite capacitivo di gestione in corrente di un Combiner box. Ogni Combiner box è collegato a sua volta all'inverter, ognuno dei quali è in grado di ricevere corrente da un numero massimo di 24 Combiner box.

## 6. QUADRI DI CAMPO (Combiner Box)

Nel presente progetto si considerano 2 scenari per quanto riguarda i sistemi di condizionamento della potenza (inverter) in modo da adattarsi alle migliori condizioni di mercato e ai requisiti della rete di immissione. Il primo scenario contempla l'utilizzo di string-inverter ed il secondo scenario contempla l'utilizzo di inverter centrali:

Nel caso del secondo scenario occorrerà la necessità della installazione di combiner box per collegare i moduli fotovoltaici con gli inverters.

Il sistema fotovoltaico prevede la presenza lato DC del solo quadro di parallelo stringhe, Combiner box. Il quadro sarà installato direttamente in campo ad esso afferiranno in ingresso i cavi di stringa provenienti direttamente dai moduli fotovoltaici che verranno posti in parallelo e poi rilanciati verso l'apparato di conversione. Ciascun quadro è in grado di ricevere in ingresso un numero massimo di stringhe pari a 24 con una tensione nominale in corrente continua di 1500Vcc.

È prevista l'installazione di un Combiner box per ogni blocco di impianto, il suo posizionamento avverrà direttamente in campo fissato sulla struttura di sostegno dei moduli in posizione posteriore, lato nord (vedere elaborato grafico). Le dimensioni indicative di ciascun quadro sono 1035 x 835 x 300mm (HxWxD) grado di protezione IP65 e classe di protezione II, in ogni circostanza, non dovrà in alcun modo costituire ombreggiamento per i moduli fotovoltaici.

Ogni box è in grado di ricevere in ingresso 24 stringhe al massimo, ogni ingresso stringa è protetto contro le correnti inverse mediante fusibile su entrambi i poli (possibilità del solo polo positivo qualora l'inverter sia dotato di sistema di messa a terra del negativo) di taglia pari a 20 A, tutti gli ingressi sono poi parallelati su un sezionatore la cui uscita è direttamente collegata all'inverter.

Viste le scelte adottate in termini di moduli per far fronte al possibile guadagno di potenza e al conseguente aumento di corrente, si è optato di limitare le stringhe in parallelo su ciascun combiner box ad un numero pari a 18, solo in alcune circostanze dettate dall'andamento del campo si è arrivato a 19 o 20 stringhe.

Come anticipato i box saranno collocati direttamente in campo e fissati sulle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici. Il numero complessivo di combiner Box per ciascun campo è funzione del

numero di stringhe presenti nell'impianto.

## 7. QUADRI DI BASSA TENSIONE

Per l'impianto in esame si prevede l'installazione di quadri di distribuzione in bassa tensione per l'alimentazione dei servizi e dei sistemi ausiliari. I quadri elettrici che in generale saranno installati all'interno delle due le zone el campo sono:

- QGBT – Quadro elettrico Generale Bassa Tensione che sarà installato all'interno della Cabina di Interconnessione
- QG – Quadro elettrico generale servizi che sarà installato all'interno della Control Room

I quadri elettrici saranno realizzati in osservanza di quanto previsto dalla normativa CEI EN 60439-1 (17-13/1) "Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)".

Saranno adatti all'ambiente in cui sono alloggiati e, in base alla funzione, risponderanno almeno ai criteri principali definiti di seguito.

- Tutti gli interruttori avranno potere di interruzione atto a sopportare la massima corrente di corto circuito derivante da guasto franco; e pertanto non è consentita la protezione in back-up ad esclusione della sezione servizi ausiliari di cabina.
- Il potere di interruzione nominale degli interruttori è definito secondo EN 60947-2 - CEI 17-5 4.3.5.2.2 Potere di interruzione nominale di servizio in cortocircuito (Ics) e pertanto non saranno ritenuti idonei interruttori con potere di interruzione riferito al "potere di interruzione nominale estremo in cortocircuito (Icu)"
- Gli interruttori impiegati avranno caratteristiche di (Ics) riferiti alla categoria di utilizzo "A"
- Nel dimensionamento e scelta dei componenti dell'impianto si dovrà tenere conto della totale selettività amperometrica e cronometrica sia per la protezione magnetotermica che differenziale.

## 8. MEDIA TENSIONE

L'impianto fotovoltaico in esame sarà connesso alla RTN in alta tensione a 132 kV e sarà in grado di produrre e rendere disponibile energia elettrica sul limite fisico del campo alla tensione

nominale di 30 kV, quindi in media tensione, tale energia sarà poi convogliata verso il punto di connessione alla RTN in corrispondenza, o nelle vicinanze, del quale si provvederà alla elevazione 30/132 kV. Il punto di connessione è previsto come da Soluzione Tecnica Minima Generale messa a disposizione dal Distributore di rete, della SE di Smistamento 132kV della RTN da inserire in entra-esce alla RTN a 132kV “Canneviè – Ca’ Tiepolo”.

Il limite elettrico del campo è quindi rappresentato dalla cabina di consegna, ovvero un manufatto prefabbricato in cls all’interno del quale è collocato, tra gli altri apparati, il quadro di distribuzione MT a cui afferiscono i rami provenienti dal campo (collegamento delle Transformer Station) e la linea in ingresso dalla SSE.

Per ciascun campo fotovoltaico si è optato di collegare le Stazioni di Trasformazione all’interno dei campi nella configurazione ad anello aperto (doppio ramo), ovvero, sui quadri MT delle due cabine di consegna saranno presenti quattro interruttori verso il campo fotovoltaico e tutte le stazioni di trasformazione saranno collegate tra loro tramite entra/esci. I rami di ciascun collegamento saranno il più bilanciati possibile in termini di potenza nominale. Tale soluzione potrà essere anche rivista all’atto della redazione del progetto esecutivo.

DENOMINAZIONE IMPIANTO	EG FLORA
NUMERO COLLEGAMENTI AD ANELLO	1
POTENZA IMPIANTO (kW)	28.154,36
TIPO INVERTER: SUN2000-215KTL-H0	135

Quanto sopra descritto è anche conseguenza che l’energizzazione di ciascun trasformatore comporta una sovracorrente d’inserzione con valore di cresta anche 8/10 volte la corrente nominale del trasformatore stesso, in occasione della messa in tensione della linea MT, se non fossero realizzati due rami separati, avremmo la somma delle correnti magnetizzanti di inserzione di tutti i trasformatori presenti, cosa che provocherebbe l’intervento della protezione di interfaccia per massima corrente.

## 8.1. CABINA DI INTERCONNESSIONE

La cabina di interconnessione sarà strutturata in modo che le apparecchiature avranno una tensione nominale di 36kV e potere di interruzione minimo non inferiore a 16kA in accordo con quanto previsto dalle prescrizioni di allacciamento dei vari enti erogatori.

Per gli interruttori-sezionatori di media tensione con fusibili dovrà essere prevista una scorta pari al 100% dei fusibili presenti nei vari quadri; e dovranno essere riposti all'interno dei contenitori originali recanti tutte le grandezze caratteristiche dei fusibili stessi.

Nel caso di più interruttori-sezionatori, ciascuna terna di fusibili di scorta dovrà recare un cartellino indicante la sigla in impianto dell'interruttore-sezionatore a cui è destinata.

## 8.2. TRASFORMATORE DI SPILLAMENTO

All'interno della cabina di consegna verrà installato un trasformatore MT/BT di spillamento per l'alimentazione dei servizi ausiliari di impianto e dei vari sistemi accessori che ne completano la realizzazione (illuminazione perimetrale, sistema di videosorveglianza, sistema di allarme, etc.). Tale trasformatore sarà di tipo trifase avrà una potenza nominale di 100 kVA che si prevede siano sufficienti ad alimentare tutti i sistemi di impianto, la tensione nominale primario/secondario sarà di 30/0,4 kV.

Le norme tecniche principali, costruttive e di esercizio dell'apparecchiatura, sono:

- CEI 14-8
- HD 464 of the European Committee for Electrical Standards CENELEC
- DIN 42523 / HD538.1 S2

Il trasformatore avrà gli avvolgimenti inglobati in resina, classe di isolamento F/F, classe E2, classe climatica C2, comportamento al Fuoco F1, a raffreddamento naturale in aria AN per installazione all'interno. Il circuito del nucleo dovrà essere realizzato con lamierini magnetici a grani orientati laminati a freddo.

## 9. DISTRIBUZIONE

Il sistema di distribuzione vedrà la realizzazione di trincee e cavidotti per consentire la posa dei cavi elettrici sia per la parte in bassa tensione in corrente continua sia per la parte in media tensione in corrente alternata, oltre ai sistemi di distribuzione dell'energia prodotta dal generatore fotovoltaico occorre anche tener presente il sistema di distribuzione dei servizi ausiliari come l'illuminazione perimetrale dei confini del campo fotovoltaico, gli apparati di comunicazione e monitoraggio e tutti gli apparati necessari al corretto funzionamento dell'intero sistema.

## 9.1. COLLEGAMENTI MT

Il collegamento ad anello dell'impianto in MT, già precedentemente affrontato, prevede la posa direttamente interrata nelle trincee dei cavi ARG7H1R 18/30kV, soltanto negli eventuali attraversamenti delle strade è prevista la posa in cavidotti, in entrambi i casi a 30 cm dal filo superiore dei cavi o delle tubazioni dovrà essere posato idoneo nastro segnalatore per l'individuazione delle linee elettriche.

## 9.2. COLLEGAMENTO STRINGHE / INVERTER

Normalmente sono posati a portata di mano, posti all'esterno e sottoposti agli agenti atmosferici. Occorre pertanto che siano in grado di resistere alle sollecitazioni meccaniche e atmosferiche cui possono essere sottoposti durante l'esercizio.

Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo FG21M21 per cablare i moduli di una stringa e cavi ordinari posati all'interno di tubi protettivi per gli altri collegamenti del circuito in c.c.

### **DESCRIZIONE**

Cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con mescola elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

#### **Conduttore**

Corda flessibile di rame stagnato, classe 5

#### **Isolante**

HEPR - tipo G21

#### **Guaina esterna**

Mescola elastomerica reticolata senza alogeni tipo M21

#### **Colore anime**

Nero

#### **Colore guaina**

Blu, rosso, nero

### **CARATTERISTICHE TECNICHE**

Tensione massima: 1800 V c.c. - 1200 V c.a.

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -40°C

Temperatura minima di posa: -40°C

Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Sforzo massimo di trazione: 15 N/mm<sup>2</sup>

Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo



## CONDIZIONI DI IMPIEGO

Per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici. Adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi simili. Adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato.

Per il dimensionamento del cavo, la tensione nominale (fornita dal costruttore) deve essere coordinata con quella del campo FV; assumendo come tensione nominale del circuito in c.c. la tensione di stringa a vuoto incrementata cautelativamente del 20%, la scelta del cavo va effettuata in modo tale da rispettare la condizione:

$$1,2 U_{ocstringa} \leq 1,5 \cdot U_o \text{ nel caso di sistemi floating o con un polo a terra}$$

$$1,2 U_{ocstringa} \leq 1,5 \cdot U \text{ nel caso di sistemi con punto centrale a terra}$$

dove:

✓  $U_{oc}$  stringa è la tensione a vuoto di stringa [V];

✓  $U_o$  è la tensione di isolamento verso terra del cavo, dichiarata dal costruttore [V];

✓  $U$  è la tensione di isolamento tra due conduttori isolati qualsiasi nel cavo, dichiarata dal costruttore [V].

Scelto il tipo di cavo da utilizzare si procede al dimensionamento della sezione applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione  $S$  di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo  $I_z$  non inferiore alla corrente di impiego  $I_B$  del circuito.

Nel circuito in corrente continua, la corrente di impiego è pari a:

$$I_B = 1,25 \cdot I_{sc} \text{ per il cavo della singola stringa;}$$

Ai fini del corretto dimensionamento occorre verificare che:

$$I_B \leq I_z = I_o \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$$

dove:

- $I_o$  è la portata del cavo in condizioni standard, il cui valore è deducibile dalle tabelle della norma CEI-UNEL 35024/1 e 35026 per i cavi ordinari, o fornito direttamente dal costruttore nel caso di cavi solari;
- $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_3$  e  $K_4$  sono dei fattori di correzione da applicare qualora le condizioni di posa siano diverse da quelle standard:
  - $K_1$  fattore di correzione per temperatura di posa diversa da quella standard;
  - $K_2$  fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati nello stesso cavidotto;
  - $K_3$  fattore di correzione per cavi interrati per profondità di interramento diversa da quella standard;

➤  $K_4$  fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da quella standard.

I valori  $K_2$ ,  $K_3$  e  $K_4$  sono deducibili dalle suddette norme.

Il valore di  $K_1$  invece si calcola con la seguente espressione:

$$K_1 = \sqrt{[(\theta_s - \theta_a) / (\theta_s - \theta_o)]}$$

in cui:

- $\theta_s$  è la temperatura di funzionamento ininterrotto del cavo, pari a 70°C per cavi ordinari in PVC e 90°C se in EPR. Per i cavi solari viene fornito dal costruttore ed in genere è intorno a 120°C;
- $\theta_a$  è la temperatura di posa, assunta pari a 80°C per posa su retro dei moduli, 40°C per posa in tubo o canale protettivo esposto al sole, 35°C per posa all'interno di locale contenente inverter e quadri campo;
- $\theta_o$  è la temperatura di riferimento per il calcolo della portata in condizioni standard, pari a 20°C per i cavi ordinari in posa interrata, 30°C per i cavi ordinari in posa in aria, il valore fornito dal costruttore per i cavi solari (in genere 60°C).

Scelta la sezione del cavo è necessario che la caduta di tensione percentuale sul lato corrente continua non superi un valore massimo pari al 2%.

La limitazione della caduta di tensione non dipende dalla necessità di mantenere elevata la tensione in ingresso all'inverter ma da quella di limitare le perdite di energia sulla sezione in c.c.

Ai fini del calcolo della massima caduta di tensione, è stata applicata la seguente formula:

$$\Delta V\% = r \cdot L \cdot I_{sc} / (5 \cdot U_{MPP})$$

dove:

- ✓  $I_{sc}$  è la corrente di cortocircuito di stringa;
- ✓  $r$  è la resistenza del cavo [ $\Omega/\text{km}$ ];
- ✓  $L$  è la lunghezza del cavo che collega un polo della stringa all'inverter [m];
- ✓  $U_{MPP}$  è la tensione di stringa nel punto di massima potenza calcolata a 25°C [V].

### 9.3. COLLEGAMENTO INVERTER / QUADRI BT

I cavi della sezione in corrente alternata sono quelli che consentono di collegare gli inverter ai quadri elettrici di bassa tensione.

Il loro dimensionamento è stato effettuato applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione  $S$  di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo  $I_z$  non inferiore alla corrente di impiego  $I_B$  del circuito, assunta pari alla massima corrente erogabile da ciascun inverter (134.9 A circa).

Le linee saranno posate all'interno di tubazione protettiva in PVC, ad una profondità di posa di 1,20 m misurato dall'estradosso superiore del tubo. I tubi protettivi avranno un diametro almeno 1,3 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infillaggio. All'interno della trincea di scavo la presenza dei cavi elettrici verrà segnalata con apposito nastro di segnalazione che verrà posato lungo lo scavo.

### **Tipologia di cavo**

FG16OR16-0,6/1 kV

### **DESCRIZIONE**

#### **Conduttore**

Conduttore a corda rotonda flessibile di rame rosso ricotto

#### **Isolamento**

Gomma HEPR ad alto modulo qualità G16 che conferisce al cavo elevate caratteristiche elettriche, meccaniche e termiche

#### **Riempitivo**

termoplastico, penetrante tra le anime (solo nei cavi multipolari)

#### **Guaina**

In PVC speciale di qualità R16, colore grigio

#### **Colore**

Grigio

### **CARATTERISTICHE FUNZIONALI**

Tensione nominale  $U_0/U$ : 600/1000 V c.a. 1500 V c.c.

Tensione massima  $U_m$ : 1200 V c.a. 1800 V c.c. anche verso terra

Tensione di prova industriale: 4000 V

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)

Temperatura massima di corto circuito: 250°C

### **CARATTERISTICHE PARTICOLARE**

Buona resistenza agli oli e ai grassi industriali. Buon comportamento alle basse temperature.

Resistente ai raggi UV.

### **MARCATURA**

FG16OR16 0,6/1 kV, Cca-s3,d1,a3

### **CONDIZIONI DI POSA E TIPO DI IMPIEGO**

Temperatura minima di posa: 0°C

Raggio minimo di curvatura consigliato: 4 volte il diametro del cavo

Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm<sup>2</sup> di sezione del rame

Riferimento Guida CEI 20-67 per quanto applicabile:

Il cavo è adatto per l'alimentazione di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale. Per posa fissa all'interno e all'esterno, anche in ambienti bagnati; per posa interrata diretta e indiretta. Per all'installazione all'aria aperta, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi simili. Adatto per installazioni a fascio in ambienti a maggior rischio in caso d'incendio.

## 9.4. COLLEGAMENTO QUADRI BT / TRASFORMATORE

Si utilizzerà la medesima tipologia di cavo descritta al paragrafo precedente (FG16OR16 0,6/1 kV). Ciascun trasformatore verrà collegato al quadro elettrico generale di bassa tensione con cavi, in genere FG16OR16 0,6/1 kV, o condotti sbarre, dimensionati per portare almeno la corrente nominale secondaria del trasformatore. I cavi possono essere posati in cunicoli, passerelle, canali, tubi, sottopavimento o galleggiante.

In linea generale, si ritiene di uniformare la sezione dei cavi, considerando il valore di massima corrente pari a 1500 A, utilizzando cinque corde ognuna di sezione pari a 630 mmq per ogni fase e considerando le seguenti condizioni di esercizio:

- temperatura di esercizio del conduttore 90°C
- temperatura ambiente per posa in aria: 30°C
- temperatura del terreno per posa interrata: 20°C
- resistività termica del terreno: 1°C m/W

I cavi in parallelo devono avere la stessa sezione e lunghezza per favorire una corretta ripartizione del carico; inoltre i cavi di una stessa fase devono essere disposti, per quanto possibile, in modo simmetrico rispetto al centro del fascio di cavi (per uniformare le mutue induttanze).

I condotti sbarre devono avere una corrente nominale superiore alla corrente nominale secondaria del trasformatore e una corrente nominale ammissibile di breve durata uguale o superiore alla corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

Circa la forma di segregazione del quadro generale BT non esistono prescrizioni normative.

## 9.5. COLLEGAMENTO IN CASO DI INVERTER CENTRAL

### Stringhe

Le stringhe fotovoltaiche normalmente sono installate a portata di mano, all'esterno e sottoposte agli agenti atmosferici. Occorre pertanto che siano in grado di resistere alle sollecitazioni meccaniche e

atmosferiche cui possono essere sottoposte durante la vita dell'impianto.

Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo FG21M21 per cablare i moduli di una stringa e cavi ordinari posati all'interno di tubi protettivi per gli altri collegamenti del circuito in c.c.

## **DESCRIZIONE**

Cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con mescola elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

### **Conduttore**

Corda flessibile di rame stagnato, classe 5

### **Isolante**

HEPR - tipo G21

### **Guaina esterna**

Mescola elastomerica reticolata senza alogeni tipo M21

### **Colore anime**

Nero

### **Colore guaina**

Blu, rosso, nero

## **CARATTERISTICHE TECNICHE**

Tensione massima: 1800 V c.c. - 1200 V c.a.

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -40°C

Temperatura minima di posa: -40°C

Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Sforzo massimo di trazione: 15 N/mm<sup>2</sup>

Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

## **CONDIZIONI DI IMPIEGO**

Per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici. Adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi similari. Adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato.

### Cavi C.C quadri di parallelo stringhe – Inverter

Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo AI-XZ1

## **DESCRIZIONE**

Cavo unipolare in alluminio privo di alogeni e ignifugo.

### **Conduttore**

Rigido di alluminio, classe 2

**Isolante**

XLPE, tipo DIX3

**Guaina esterna**

Mescola speciale priva di alogeni, tipo FLAMEX DMO1

**Colore anime**

Nero

**Colore guaina**

Nero

**CARATTERISTICHE TECNICHE**

Tensione: 0.6/1 kV

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -40°C

Temperatura minima di posa: -40°C

Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Raggio minimo di curvatura: 5 volte il diametro esterno massimo

**CONDIZIONI DI IMPIEGO**

Si tratta di un cavo per installazioni fisse, in reti di distribuzione pubblica a bassa tensione. Adatto per installazioni interne, esterne e interrate.

Per il dimensionamento del cavo, la tensione nominale (fornita dal costruttore) deve essere coordinata con quella del campo FV; assumendo come tensione nominale del circuito in c.c. la tensione di stringa a vuoto incrementata cautelativamente del 20%, la scelta del cavo va effettuata in modo tale da rispettare la condizione:

$1,2 U_{ocstringa} \leq 1,5 \cdot U_o$  nel caso di sistemi floating o con un polo a terra

$1,2 U_{oc} stringa \leq 1,5 \cdot U$  nel caso di sistemi con punto centrale a terra

dove:

✓  $U_{oc}$  stringa è la tensione a vuoto di stringa [V];

✓  $U_o$  è la tensione di isolamento verso terra del cavo, dichiarata dal costruttore [V];

✓  $U$  è la tensione di isolamento tra due conduttori isolati qualsiasi nel cavo, dichiarata dal costruttore [V].

Scelto il tipo di cavo da utilizzare si procede al dimensionamento della sezione applicando il criterio



termico.

In accordo al criterio termico, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo  $I_z$  non inferiore alla corrente di impiego  $I_B$  del circuito.

Nel circuito in corrente continua, la corrente di impiego è pari a:

$$I_B = 1,25 \cdot I_{sc} \text{ per il cavo della singola stringa;}$$

Ai fini del corretto dimensionamento occorre verificare che:

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

dove:

- $I_0$  è la portata del cavo in condizioni standard, il cui valore è deducibile dalle tabelle della norma CEI-UNEL 35024/1 e 35026 per i cavi ordinari, o fornito direttamente dal costruttore nel caso di cavi solari;
- $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_3$  e  $K_4$  sono dei fattori di correzione da applicare qualora le condizioni di posa siano diverse da quelle standard:
  - $K_1$  fattore di correzione per temperatura di posa diversa da quella standard;
  - $K_2$  fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati nello stesso cavidotto;
  - $K_3$  fattore di correzione per cavi interrati per profondità di interramento diversa da quella standard;
  - $K_4$  fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da quella standard.

I valori  $K_2$ ,  $K_3$  e  $K_4$  sono deducibili dalle suddette norme.

Il valore di  $K_1$  invece si calcola con la seguente espressione:

$$K_1 = \sqrt{[(\theta_s - \theta_a) / (\theta_s - \theta_o)]}$$

in cui:

- $\theta_s$  è la temperatura di funzionamento ininterrotto del cavo, pari a 70°C per cavi ordinari in PVC e 90°C se in EPR. Per i cavi solari viene fornito dal costruttore ed in genere è intorno a 120°C;
- $\theta_a$  è la temperatura di posa, assunta pari a 80°C per posa su retro dei moduli, 40°C per posa in tubo o canale protettivo esposto al sole, 35°C per posa all'interno di locale contenente inverter e quadri campo;

- $\theta_0$  è la temperatura di riferimento per il calcolo della portata in condizioni standard, pari a 20°C per i cavi ordinari in posa interrata, 30°C per i cavi ordinari in posa in aria, il valore fornito dal costruttore per i cavi solari (in genere 60°C).

Scelta la sezione del cavo è necessario che la caduta di tensione percentuale sul lato corrente continua non superi un valore massimo pari al 2%.

La limitazione della caduta di tensione non dipende dalla necessità di mantenere elevata la tensione in ingresso all'inverter ma da quella di limitare le perdite di energia sulla sezione in c.c.

Ai fini del calcolo della massima caduta di tensione, è stata applicata la seguente formula:

$$\Delta V\% = r \cdot L \cdot I_{sc} / (5 \cdot U_{MPP})$$

dove:

✓  $I_{sc}$  è la corrente di cortocircuito di stringa;

✓  $r$  è la resistenza del cavo [ $\Omega/\text{km}$ ];

✓  $L$  è la lunghezza del cavo che collega un polo della stringa all'inverter [m];

✓  $U_{MPP}$  è la tensione di stringa nel punto di massima potenza calcolata a 25°C [V].

## 10. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI E INDIRETTI

La protezione contro i contatti diretti sarà del tipo totale, in modo da impedire sia il contatto accidentale che quello volontario. Sarà posto in atto l'isolamento delle parti attive e l'uso di involucri (canali metallici e tubazioni in PVC installati a vista) con grado di protezione almeno IP4X.

Le apparecchiature di comando e protezione dei circuiti elettrici saranno alloggiate all'interno di un vano tecnico appositamente realizzato e dotato di porta a due ante a battente dotata di chiusura a chiave in modo da garantire l'accesso ai dispositivi solamente a personale addestrato.

La protezione contro i contatti indiretti dovrà essere attuata mediante la tecnica dell'interruzione automatica dell'alimentazione, ottenuta dal coordinamento tra l'impianto di terra e la protezione differenziale da predisporre nel quadro di parallelo, secondo la relazione:

$$R_e \times I_{dn} \leq 120$$

Come indicato dalla norma CEI 64-8 art. 413.1.5.2, essendo  $R_e$  la resistenza di collegamento a terra della massa e  $I_d$  la corrente di guasto a terra. Il sistema fotovoltaico realizzato sarà di tipo IT ovvero il generatore fotovoltaico è isolato da terra mentre la parte a valle trasformatore delle

Transformer Station è collegata all'impianto di terra. Il verso con il quale va inteso il monte e valle è quello del verso in cui fluisce la corrente, cioè dai moduli al distributore.

I moduli fotovoltaici essendo di classe II non necessitano del collegamento diretto all'impianto di terra così come le strutture metalliche in quanto non costituiscono elemento di pericolo non essendo ad esse applicabile la definizione di massa elettrica. Tuttavia, al fine di garantire l'equipotenzialità di tutti gli elementi metallici presenti e consentire il corretto funzionamento del dispositivo di controllo dell'isolamento da parte degli inverter, si opterà di collegare tutte le strutture tra loro attraverso la posa interrata di una corda di rame nuda della sezione di 25mmq in accordo alla CEI 99-2 e CEI 99-3. Le strutture di fissaggio dei moduli saranno collegate alla treccia di rame nudo sul palo di sostegno delle strutture in grado di garantire la continuità metallica con il tubolare trasversale che sorregge i moduli.

Il dispersore di terra, realizzato in corrispondenza della stazione di trasformazione, sarà direttamente collegato sul collettore di terra, pertanto su quest'ultimo componente dovranno essere posizionati sia il conduttore di terra proveniente dai tracker che l'anello di terra lato media tensione che sarà realizzato mediante corda di rame nudo interrata, oltre a tutte le "terre" delle apparecchiature presenti all'interno della stessa stazione di trasformazione stessa.

La scelta della sezione dei conduttori di terra sarà eseguita sulla base di quanto indicato dalla norma CEI 99-2 e CEI 99-3 le quale prescrive una sezione minima per il suddetto conduttore di 25 mmq, nel caso si utilizzi una corda di rame nudo direttamente interrata.

Per il dimensionamento della corda di rame nudo si terrà conto delle prescrizioni tecniche imposte e consigliate dalle vigenti normative in materia, infatti, non essendo questo un impianto di messa a terra la corrente di guasto è pressoché trascurabile ai fini del dimensionamento.

## 11. COLLETTORE DI TERRA E COLLEGAMENTI ALL'INTERNO DELLA CABINA DI TRASFORMAZIONE

Salvo adattamenti specifici da valutare di volta in volta inerenti la disposizione geometrica e logistica della cabina di interconnessione, la realizzazione dell'impianto di dispersione e l'eventuale anello perimetrale di terra, all'interno della cabina di trasformazione dovrà essere sempre previsto un collettore principale di terra realizzato con barra di rame di sezione indicativa 50x8mm alla quale saranno attestati indicativamente:

- i collegamenti fra impianto di dispersione e collettore (due afferenti a due punti diversi di collegamento all'impianto di dispersione)
- il collegamento dei centro-stella di ciascuno dei trasformatori presenti

- il collegamento della barra dei conduttori di protezione di ciascuno dei quadri presenti
- il collegamento della rete elettrosaldata posta sotto il pavimento
- il collegamento dell'anello equipotenziale perimetrale della cabina di trasformazione se presente ovvero i collegamenti equipotenziali delle masse e masse estranee presenti
- il collegamento dei collettori secondari eventualmente presenti nei locali tecnici attigui
- il collegamento al collettore od impianto di terra del locale consegna o cabina trasformazione dell'ente erogatore secondo le modalità richieste dall'ente stesso

La sezione dei conduttori di protezione dovrà essere dimensionata per sopportare le sollecitazioni derivanti da un eventuale guasto franco che potrebbe verificarsi in ogni punto del circuito.

Tale sezione dovrà essere verificata in funzione delle protezioni adottate, tuttavia detta sezione non dovrà risultare inferiore alla sezione minima indicata nella vigente normativa CEI 64-8/4–64-8/5.

I conduttori di collegamento al collettore principale, dotati di capocorda stagnati ad anello, saranno fissati attraverso bulloni passanti di diametro compatibile con il capocorda impiegato e ciascun bullone fisserà sempre un solo conduttore di collegamento.

La distanza fra un conduttore e l'altro lungo la barra collettrice sarà tale da consentire l'agevole inserimento della chiave di serraggio dei bulloni; il collettore sarà distanziato dalla parete o dal supporto di sostegno quanto basta ad estrarre il bullone passante.

Ognuno dei conduttori collegati al collettore sarà dotato di targhetta di identificazione con indicato in modo chiaro la sua funzione e provenienza.

Le targhette dovranno essere fissate in modo che aderiscano al cavo per tutta la loro lunghezza.

## 12. SCHEDA TECNICA MODULI FOTOVOLTAICI

www.jinkosolar.com

**Jinko** Solar  
Building Your Trust in Solar

### TR Bifacial 560-580 Watt

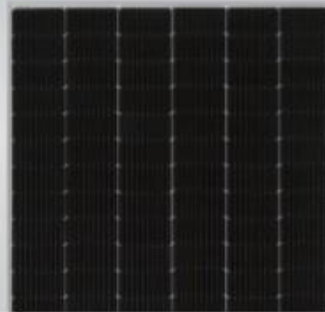
Tiling Ribbon (TR) Technology

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018  
certified factory

IEC61215, IEC61730 certified product

### TIGER Pro



### KEY FEATURES



#### TR technology + Half Cell

TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (bi-facial up to 21.21%)



#### MBB instead of 5BB

MBB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase.



#### Higher Lifetime Power Yield

2% first year degradation,  
0.45% linear degradation



#### Best Warranty

12 year product warranty,  
30 year linear power warranty



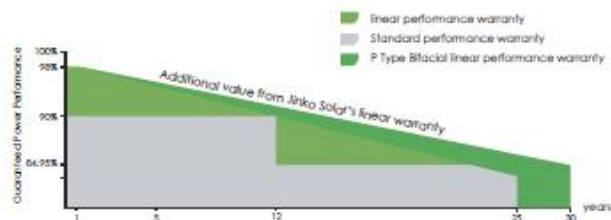
#### Strengthened Mechanical Support

5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load

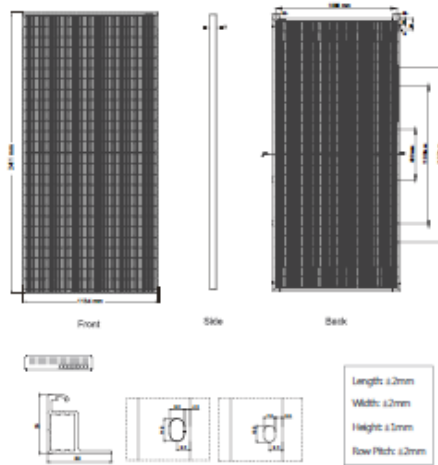


### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty + 30 Year Linear Power Warranty  
0.45% Annual Degradation Over 30 years



## Engineering Drawings

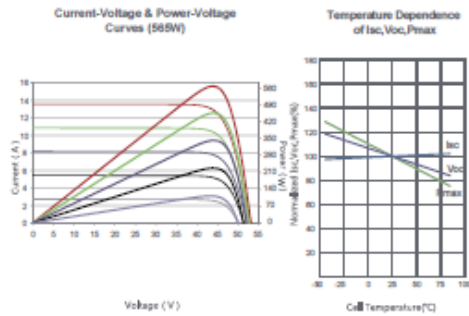


## Packaging Configuration

(Two pallets = One stack.)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 496pcs/ 40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2x78)
Dimensions	2411×1134×35mm (94.92×44.65×1.38 inch)
Weight	31.1 kg (68.6 lbs)
Front Glass	3.2mm Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 290mm, (-): 145mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM560M-7RL4-TV		JKM565M-7RL4-TV		JKM570M-7RL4-TV		JKM575M-7RL4-TV		JKM580M-7RL4-TV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	560Wp	417Wp	565Wp	420Wp	570Wp	424Wp	575Wp	428Wp	580Wp	432Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.65V	40.63V	43.77V	40.74V	43.89V	40.85V	44.00V	40.96V	44.11V	41.07V
Maximum Power Current (Imp)	12.83A	10.26A	12.91A	10.32A	12.99A	10.38A	13.07A	10.44A	13.15A	10.51A
Open-circuit Voltage (Voc)	52.85V	49.88V	52.97V	50.00V	53.09V	50.11V	53.20V	50.21V	53.31V	50.32V
Short-circuit Current (Isc)	13.51A	10.91A	13.59A	10.98A	13.67A	11.04A	13.75A	11.11A	13.83A	11.17A
Module Efficiency STC (%)	20.48%		20.67%		20.85%		21.03%		21.21%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	70±5%									

## BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		5%	15%	25%
5%	Maximum Power (Pmax)	588Wp	593Wp	599Wp
	Module Efficiency STC (%)	21.51%	21.70%	21.89%
15%	Maximum Power (Pmax)	644Wp	650Wp	656Wp
	Module Efficiency STC (%)	23.55%	23.76%	23.98%
25%	Maximum Power (Pmax)	700Wp	706Wp	713Wp
	Module Efficiency STC (%)	25.60%	25.83%	26.06%

\* STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5  
 NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

©2020 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.  
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

TR JKM560-580M-7RL4-TV-A1-EN



## 13. SCHEDA TECNICA INVERTER

Primo scenario

### SUN2000-215KTL-H0 Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.00%
European Efficiency	98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
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	< 3%
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 (189.6 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

Secondo scenario

# SG3125HV-MV-30/ SG3400HV-MV-30

Preliminary

**SUNGROW**  
Clean power for all

Turnkey Station for 1500 Vdc System MV Transformer Integrated



## HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99%

## EASY O&M

- Integrated zone monitoring and MV parameters monitoring function for online analysis and trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen

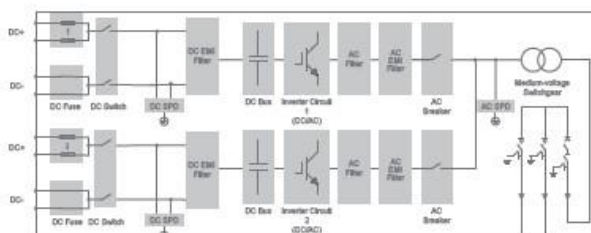
## SAVED INVESTMENT

- Low transportation and installation cost due to 20-foot container design
- DC 1500V system, low system cost
- Integrated MV transformer, switchgear, and LV auxiliary power supply
- Q at night function optional

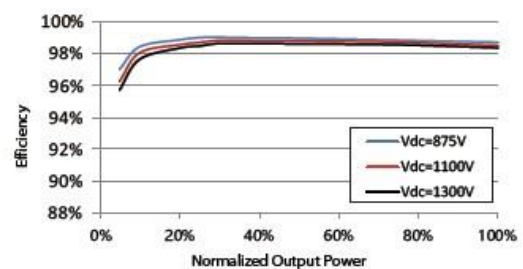
## GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 61727, IEC 62116
- Low / High voltage ride through (L / HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

## CIRCUIT DIAGRAM



## EFFICIENCY CURVE (SG3125HV-30)



## SG3125HV-MV-30/SG3400HV-MV-30

Type designation	SG3125HV-MV-30	SG3400HV-MV-30
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Start-up input voltage	875 V / 915 V	
MPP voltage range for nominal power	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	2	
No. of DC inputs	18 / 22 / 24 / 28 (max. 24 for floating system)	
Max. PV input current	3997 A	
Max. DC short-circuit current	10000 A	
PV array configuration	Negative grounding or floating	
Output (AC)		
AC output power	3125 kVA @ 50 °C / 3437 kVA @ 45 °C	3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	3308 A	
AC voltage range	20 kV – 35 kV	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
THD	< 3 % (at nominal power)	
DC current injection	< 0.5 % In	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	
Efficiency		
Inverter max. efficiency	99.0%	
Inverter Euro. efficiency	98.7%	
Transformer		
Transformer rated power	3125 kVA	3437 kVA
Transformer max. power	3437 kVA	3437 kVA
LV / MV volatage	0.6 kV / (20 – 35) kV	
Trnsformer vector	Dy11	
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)	
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Overvoltage protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	6058 * 2896 * 2438 mm	
Weight	15 T	
Degree of protection	IP54 (Inverter: IP65)	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116	
Grid support	Q at night fuction (optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

## 14. SCHEDA COMBINER BOX



### PV SMART Combiner Box

PVSmart Combiner Box Level 1 bundle the output lines of individual strings and to connect them to the inverter or optionally to a Level 2 Combiner Box. Smart design customized for each customers application with quick and innovative PUSH-IN connection technology to reduce the commissioning time in the field. Advanced surge-protection devices, fuse links and switch disconnecter keep the correct operation and protection of the system. The PVSmart Combiner Box fulfills the current requirements of the standard IEC/EN 61439-2 to offer a high reliability on the units supplied.



(Example of Combiner Box. Picture may differ from product)

- 24 string input
- fuse-clips in string input (+/-) without fuse links
- surge protection device for DC system voltage
- string input with multiple cable glands
- wall mounted with plastic lugs

SMA description [PV Combiner Box 24 1.5kV S00020000](#)

SMA order reference [CBU245S00020000.02](#)

WM description [PV S24S0F3V003TXPX150](#)

WM order reference [7504008219](#)

Design Rev 3

### Technical Data

#### APPLICATION DATA

Operating ambient temperature range	-40 °C* to +50 °C
Altitude	≤ 3000 m
Intended installation location	protected outdoors (≤ 1 km from sea)
Degree of protection (acc. to IEC 60529)	IP65
Protection class	Class II
Conformity with norms	IEC 61439-2 ed 2.0 / EN 61439-2:2011
Customs tariff number	85369010

#### ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Rated DC voltage (Un)	1500 VDC
Rated DC current per input (In)	10.0 A at 50 °C ambient
Rated DC current per input (10h short-circuit at main output)	1.25 · In
Switch disconnector breaking & making capacity (acc. to IEC 60947-3)	315 A (DC21B 1500 V)
Switch-disconnector / Circuit breaker / Contactor handle location	direct handle (inside enclosure)
DC earthing system	floating positive and negative
Surge protection on DC ports	1,500V DC, type II, I <sub>max</sub> = 30kA, U <sub>p</sub> <5.2 kV, no aux. contact

#### ENCLOSURE

Enclosure dimensions (H x W x D)	1035 x 835 x 300 mm
Form factor	cabinet with hinged door(s)
Material	glass-fiber reinforced polyester (GFRP)
Fixing system	plastic wall mount lugs
Weight	approx. 33 kg

## INPUTS

Number of DC inputs (+ & – being one input)	24
Positive DC input wires' to be connected to / cross-section (stranded)	PUSH-IN connection / 0.5 - 16 mm <sup>2</sup>
Negative DC input wires' to be connected to / cross-section (stranded)	PUSH-IN connection / 0.5 - 16 mm <sup>2</sup>
Positive / Negative DC input wires' outer diameter	5 - 10 mm
Fuses	empty fuse clips
Fuse form factor	10 x 85 mm
Location of fuses	positive and negative inputs
Fuse-link rated current (In)	N/A
Fuse-link time-current characteristic	gPV (EN 60269-6)
Earth wire to be connected to / cross-section (stranded)	screw connection / 2.5 - 35 mm <sup>2</sup>
Earth wire outer diameter	6 - 12 mm

## OUTPUTS

Number of DC outputs (+ & – being one output)	2
DC output wires' to be connected to / cross-section (stranded)	switch-disconnector, M12 bolt and nut connection (≤ 300 mm <sup>2</sup> )
DC output wires' outer diameter	18 - 25 mm

## DEVIATION

Notes	*The assembled switch has a limitation of up to -30°C. In case that the temperature is below -30°C it is not allowed to operate the switch in a different position.
-------	---