



**PACIFICO**

**Pacifico Tanzanite S.r.l.**  
 Piazza Walther Von Vogelweide n. 8  
 39100 Bolzano (BZ)  
 P.IVA 04256700719  
 PEC: pacificotanzanitesrl@legalmail.it

**plan A**  
 IT IS GREEN ENERGY

**PLAN A ENERGY SERVICE S.R.L.**  
 Sede: via Tiberio Solis, 128 - San Severo (FG) 71016  
 Pec: planaenergyservice@pec.it  
 C.F e P.IVA : 04380430712

**Università di Foggia**  
 Dipartimento di Scienze Agrarie, Alimenti, Risorse Naturali e Ingegneria (DAFNE)  
 Sede: via Antonio Gramsci, 89/91 Foggia 71122  
 P.iva: 03016180717

**STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA**  
 MEZZINA dott. ing. Antonio  
 Via T. Solis 128 | 71016 San Severo (FG)  
 Tel. 0882.228072 | Fax 0882.243651  
 e-mail: info@studiomezzina.net

AENOR  
**ER**  
 Empresa Registrada  
 ER-0151/2008

**CERTIFIED**  
**Net**  
 MANAGEMENT SYSTEM

ORDINE INGEGNERI DELLA PROV. DI FOGGIA  
 DOTT. ING. ANTONIO MEZZINA  
 N. 11604

**PROGETTI e STUDI SPECIALISTICI**

**DIRETTORE TECNICO**  
 Dott. Ing. **Orazio TRICARICO**  
 Ordine ingegneri di Bari n. 4985

**ATECH Srl**  
 Via Caduti di Nassiriya 55  
 70124- Bari (BA)  
 pec: atechsrl@legalmail.it

**Dott. Ing. Alessandro ANTEZZA**  
 Ordine ingegneri di Bari n. 10743

**CONSULENZA:**

**Dott.ssa Paola D'ANGELA**

**Dott.ssa Agr. For. Marina D'ESTE**

**Dott. Geol. Michele VALERIO**

**Dott. Ing. Rocco CARONE**



**Opera**

Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto Agri-fotovoltaico, denominato "TANZANITE" da realizzarsi alla località "La Ficora", nei territori comunali di Orta Nova (FG) e Cerignola (FG) per una potenza complessiva pari a 32,53 MWp, nonché nelle opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dell'impianto

**Oggetto**

Folder: 70EY71\_CalcoliPreliminari  
 Nome Elaborato: PR\_05- Relazione tecnica generale impianti elettrici  
 Descrizione Elaborato: Relazione tecnica generale impianti elettrici

00	Novembre 2022	Progetto definitivo	Ing. O. Tricarico	Ing. A. Mezzina	Pacifico Tanzanite S.r.l.
Rev.	Data	Oggetto della revisione	Elaborazione	Verifica	Approvazione

Scala: -  
 Formato: A4  
 Codice Pratica: I70EY71

<b>1</b>	<b>PREMESSE</b> .....	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>COMPONENTI DELL’IMPIANTO</b> .....	<b>3</b>
2.1	GENERATORE FOTOVOLTAICO _____	3
2.2	CONVERTITORE CC/CA _____	3
2.3	QUADRO DI STRINGHE IN CORRENTE CONTINUA _____	4
<b>3</b>	<b>CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DELL’IMPIANTO SOLARE</b> .....	<b>4</b>
3.1	VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE IN C.C. __	4
<b>4</b>	<b>STAZIONI DI ENERGIA</b> .....	<b>5</b>
4.1	DIMENSIONAMENTO LINEE MT DALLA SSE _____	5
4.2	SCOMPARTO DI MT _____	6
4.3	DISPOSITIVO GENERALE _____	7
4.4	PROTEZIONE GENERALE _____	7
4.5	PROTEZIONI DI INTERFACCIA _____	7
4.6	PROTEZIONI RETE AD ANELLO E TRASFORMATORI _____	7
<b>5</b>	<b>ILLUMINAZIONE GENERALE E DI SICUREZZA</b> .....	<b>8</b>
5.1	ILLUMINAZIONE GENERALE _____	8
5.2	ILLUMINAZIONE DI SICUREZZA _____	8
<b>6</b>	<b>F.M. E TERRA DI PROTEZIONE</b> .....	<b>8</b>
6.1	QUADRERIE _____	8
6.2	PROTEZIONE DAL CORTO CIRCUITO DAL SOVRACCARICO E DAI CONTATTI INDIRETTI _____	8
6.3	RETE DI DISTRIBUZIONE BT IN CA _____	9
6.4	RETE DI DISTRIBUZIONE BT IN CC _____	10
6.5	RETE DI PROTEZIONE DI TERRA _____	10
<b>7</b>	<b>ALLEGATO- SCHEDE TECNICHE</b> .....	<b>11</b>



## 1 PREMESSE

La presente relazione ha lo scopo di giustificare le scelte progettuali adottate il parco fotovoltaico da 32.534,19kWp denominato "Tanzanite" da realizzarsi nei territori comunali di Cerignola (FG) e Orta Nova (FG).

L'impianto in questione si configura come una nuova centrale di produzione di energia elettrica.

Come indicato nel preventivo di connessione Codice Pratica: 202001289 – Comuni di Ascoli Satriano, Cerignola e Orta Nova (FG) l'allaccio della nuova centrale fotovoltaica sarà realizzato in AT tramite una nuova SSE a 150kV/20kV.

La Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata infatti prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica a 380/150 kV della RTN da collegare in entra – esce alla linea 380 kV "Foggia – Palo del Colle".

Dalla nuova SSE sarà poi derivata la centrale fotovoltaica stessa le cui specifiche tecniche impiantistiche sono oggetto della presente relazione.

Sul confine dell'area sede dell'impianto è posta la cabina di allaccio MT derivata dalla SSE mentre all'interno dell'area sono installate diverse cabine di smistamento e trasformazione collegate in derivazione. Gli elaborati grafici offrono una visione più dettagliata delle scelte progettuali adottate.

La progettazione degli impianti è stata effettuata nel rispetto delle leggi e delle norme vigenti in materia di sicurezza degli impianti elettrici.

Si richiamano, a solo scopo indicativo, i principali riferimenti normativi per la realizzazione delle opere relative agli impianti su indicati:

- DLgs 81/2008 in materia di prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- Legge n° 186 del 1968: Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici;
- Legge n° 791 del 1977: Requisiti di sicurezza dei materiali da utilizzare degli impianti B.T.;
- Decreto del Ministero per lo sviluppo economico n°37 del 2008: Regolamento concernente l'attuazione dell'art. 11-quarterdecies, comma 13, lettera a), della legge n°248 del 02/12/2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici
- Norma C.E.I 99-2: Impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV c.a.
- Norma C.E.I 99-3: Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- Norma C.E.I 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- Norma C.E.I 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.
- Norma 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;



- Norma CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- Tabelle C.E.I-UNEL 35024 per la portata dei conduttori con posa in aria;
- Tabelle C.E.I-UNEL 35026 per la portata dei conduttori con posa interrata.

## 2 COMPONENTI DELL'IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico sarà costituito dai seguenti componenti principali:

- Generatore fotovoltaico;
- Inverter distribuiti;
- Quadro parallelo Inverter;

L'impianto fotovoltaico sarà costituito da 55614 moduli e si prevede di utilizzare 12 inverter centralizzati da 2660kVA.

### 2.1 GENERATORE FOTOVOLTAICO

Il Generatore Fotovoltaico è costituito da 2139 stringhe di moduli FV.

Modello dei Moduli: Tiger Pro 7RL4-TV 585W della JINKO SOLAR

Caratteristiche:

- Potenza unitario modulo: 585 Wp
- Silicio monocristallino;
- Tensione a circuito aperto  $V_{oc}$ : 53,92 V
- Corrente di corto circuito ( $I_{sc}$ ): 13,78 A
- Tensione alla massima potenza ( $V_m$ ): 44,52 V
- Corrente alla massima potenza ( $I_m$ ): 13,78 A
- Dimensioni del modulo: 2411 mm x 1134 mm x 35 mm

### 2.2 CONVERTITORE CC/CA

Il gruppo di conversione è composto dal componente principale "inverter" e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili.

L'impianto utilizza n°12 inverter da 2660kVA dalle seguenti caratteristiche tecniche:

- Marca: SMA
- Modello: Sunny Central 2660 UP
- Tipo fase Trifase

#### *PARAMETRI ELETTRICI IN INGRESSO*

- $VM_{ppt\ min}$  [V]: 880.00
- $VM_{ppt\ max}$  [V]: 1'325.00
- $I_{max}$  [A]: 4750.00
- $V_{max}$  [V]: 1'500.00
- potenza MAX [W]: 2'660'000
- Numero MPPT: 1



#### PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

- Potenza nominale [W]: 2'660'000
- Tensione nominale [V]: 600
- Rendimento max [%]: 98.70
- Distorsione corrente [%]: 3
- Frequenza [Hz]: 50
- Rendimento europeo [%] 98.60

#### CARATTERISTICHE MECCANICHE

- Dimensioni LxPxH [mm]: 2815x2318x1158
- Peso [kg]: 4000.00

Il sistema sarà dotato inoltre di un sistema per il monitoraggio e controllo di tutto il sistema.

### 2.3 QUADRO DI STRINGHE IN CORRENTE CONTINUA

Il quadro di parallelo stringhe consente di realizzare il parallelo delle stringhe per l'interfaccia con gli inverter. Saranno utilizzati quadri parallelo stringhe che prevede la protezione di ogni stringa con fusibile.

## 3 CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DELL'IMPIANTO SOLARE

### 3.1 VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE IN C.C.

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata prendendo come riferimento la località che dispone dei dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze. In base alla Norma UNI 10349 la località che meglio identifica quanto sopra esposto è Galatone.

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi Occorrerà verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino verificate tutte le seguenti disuguaglianze :

- $V_{m \min} \geq V_{inv \text{ MPPT } \min}$ .
- $V_{m \max} \leq V_{inv \text{ MPPT } \max}$
- $V_{oc \max} < V_{inv \max}$

Nelle quali  $V_{inv \text{ MPPT } \min}$  e  $V_{inv \text{ MPPT } \max}$  rappresentano, rispettivamente i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza, mentre la  $V_{inv \max}$  è il valore massimo di tensione c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a -130 mV /°C ed i limiti di temperatura estremi pari a -10°C e +70°C,  $V_m$  e  $V_{oc}$  assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a SCT (25° C).

Assumendo che tali grandezze varino linearmente con la temperatura, le precedenti disuguaglianze, nei vari casi, sono tutte rispettate con piena compatibilità tra le stringhe dei moduli fotovoltaico e l'inverter prescelto.



## 4 STAZIONI DI ENERGIA

L'allaccio sarà in AT con una nuova SSE 150/20kV e da questa sarà derivata la cabina di allaccio in Media Tensione a ridosso dell'impianto mentre all'interno sarà realizzata una rete di media tensione in derivazione con n°1 cabina di allaccio, n°3 cabine di smistamento e n°12 trasformazione inverter.

Da SSE sarà derivata la cabina di allaccio CU e da queste saranno alimentate tre cabine di smistamento, una per ogni sotto-impianto SC1-SC2-SC3.

L'impianto sarà connesso in AT le cui caratteristiche sono presenti negli specifici elaborati.

La cabina di allaccio MT denominata CU è relativa alla parte di impianto MT utente derivata dalla SSE

Dalle cabine di smistamento saranno poi derivate le cabine inverter:

- Da cabina SC1: SC1.1-SC1.2-SC1.3
- Da cabina SC2: SC2.1-SC2.2-SC2.3
- Da cabina SC3: SC3.1-SC3.2-SC3.3- SC3.4-SC3.5-SC3.6

I criteri progettuali adottati per l'allaccio e nella scelta delle apparecchiature elettriche sono legati norma CEI 0-16 e al codice di rete.

Gli elaborati grafici offrono una visione puntuale della rete di distribuzione e delle caratteristiche delle apparecchiature installate.

L'alimentazione dei servizi ausiliari di cabina sarà derivata da un allaccio BT dedicato e sarà inoltre garantita tramite un gruppo statico di continuità (UPS) con autonomia di almeno due ore della potenza di 1000VA.

L'arrivo ENEL sarà realizzato con cavo in alluminio 4x(3x185mmq) ARE4H5EX direttamente interrato.

Lo scavo di media tensione sarà realizzato con una profondità non inferiore ad 1 metro in modo da avere sempre separazione negli incroci da cavi ad un livello di tensione inferiore.

Gli elaborati grafici offrono una visione più puntuale delle scelte progettuali adottate.

### 4.1 DIMENSIONAMENTO LINEE MT DALLA SSE

Il calcolo della linea di arrivo dalla SSE è stato effettuato considerando la corrente di impiego  $I_b$  e una caduta di tensione di circa 1%.

Numericamente:

#### **Lotto 1**

$$- I_b = 32534,19 / (1.732 \cdot 20 \cdot 1) = 939,20A$$

Dove

- 20 sono i kV della tensione di esercizio
- 1 è il cosfi pari ad 1
- 32534,19 è la potenza in kW

La portata dei cavi ARE4H5X 12/20 kV con sezione di 185 per posa interrata a trifoglio nelle condizioni peggiorative è di 1472A e quindi per l'elettrodotto si è scelta una formazione di 4x(3x1x185) mmq



Il calcolo della caduta di tensione è stato effettuato con la formula

$$1.732 * I_b * L * (R * I_b * \cos\Phi + X * I_b * \sin\Phi)$$

Dove

- $I_b$  è la corrente di fase
- $R$  è la resistenza di linea
- $X$  è la reattanza di linea
- $L$  è la lunghezza della linea
- $\Phi$  è lo sfasamento tensione/corrente

Numericamente la caduta di tensione è di 1,02% compatibile con il limite imposto.  
Per tale linea si considereranno per sicurezza sue terne di alimentazione

## 4.2 SCOMPARTO DI MT

Gli scomparti di MT, come indicato negli elaborati grafici, saranno i seguenti:

### CABINA ALLACCIO

- scomparto di arrivo cavi dal basso
- scomparto di protezione generale con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 51.S1 – 51.S2, 51, 51N, e 67 e di interfaccia 27-81-59;
- scomparti di misura
- scomparti protezione linea con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50, 51, 51N, e 67;
- scomparti protezione trafo con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50 – 51;

### CABINE DISTRIBUZIONE

- scomparti di misura
- scomparti protezione linea con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50, 51, 51N, e 67;
- scomparti protezione trafo con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50 – 51;

### CARATTERISTICHE SCOMPARTI

Le caratteristiche degli scomparti sono le seguenti:

- Tensione nominale fino a: 24 kV
- Tensione esercizio fino a: 24 kV
- Numero delle fasi: 3
- Livello nominale di isolamento
  - 1) Tensione di tenuta ad impulso 1.2/50 $\mu$ s a secco verso terra e tra le fasi (valore di cresta): 125 kV
  - 2) Tensione di tenuta a frequenza industriale per un minuto a secco verso terra e tra le fasi: 50 kV
- Frequenza nominale: 50/60 Hz



- Durata nominale del corto circuito: 1"

#### 4.3 DISPOSITIVO GENERALE

Il dispositivo generale sul lato MT a ridosso dell'impianto sarà costituito da interruttore con sganciatore di apertura e sezionatore da installare sul lato di allaccio. La funzione del dispositivo d'interfaccia sarà svolta dal dispositivo generale stesso e quindi:

- il dispositivo sarà equipaggiato con doppi circuiti di apertura e bobina a mancanza di tensione su cui devono agire rispettivamente le protezioni generali e d'interfaccia;
- i TV previsti per l'alimentazione delle protezioni di interfaccia, devono essere posti a monte dell'interruttore generale (fra l'interruttore ed il sezionatore che in questo caso diventa indispensabile) ed inseriti, lato MT, tramite fusibili di calibro opportuno

#### 4.4 PROTEZIONE GENERALE

Questa protezione ha il compito di aprire l'interruttore associato in modo tempestivo e selettivo rispetto al dispositivo della rete pubblica, onde evitare che i guasti sull'impianto del Cliente Produttore provochino la disalimentazione di tutta l'utenza sottesa alla stessa linea MT. A tal fine il Cliente Produttore deve installare una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra. Gli elaborati grafici offrono una visione puntuale delle scelte adottate.

#### 4.5 PROTEZIONI DI INTERFACCIA

Le protezioni di interfaccia saranno costituite essenzialmente da relè di frequenza, di tensione ed, eventualmente, di massima tensione omopolare. In caso di sovraccarico o corto-circuito sulla rete MT o mancanza di alimentazione sulla rete MT stessa si ha, di regola l'intervento dei relè di frequenza; i relè di minima e massima tensione, invece, assolvono ad una funzione prevalentemente di ricalzo. In caso di guasto monofase a terra sulla rete MT interviene il relè di massima tensione omopolare (qualora presente). Al fine di evitare scatti intempestivi dovuti a dissimmetrie sulle tensioni di fase o a distorsioni ed abbassamenti delle tensioni secondarie di TV inseriti tra fase e terra per saturazione degli stessi durante il transitorio susseguente all'eliminazione di guasti a terra in rete, le protezioni di frequenza devono avere in ingresso una tensione concatenata (derivata da un TV inserito fase-fase se il DI è sulla MT).

Anche i relè di massima e minima tensione devono avere in ingresso (e quindi controllare) le tensioni concatenate.

Al fine di dotare il sistema protezioni-dispositivo di interfaccia di una sicurezza intrinseca, l'interruttore di interfaccia deve essere dotato di bobina di apertura a mancanza di tensione e, quindi, per guasto interno o per mancanza di alimentazione ausiliaria, si deve avere l'apertura dello stesso interruttore.

#### 4.6 PROTEZIONI RETE AD ANELLO E TRASFORMATORI

Le protezioni di linea ad anello saranno costituite essenzialmente da relè a intervento fisso, inverso, omopolare e omopolare di terra. Le protezioni di massima corrente avranno i segnali di ingresso da TA mentre i relè omopolari prenderanno i segnali da TO e TV a triangolo aperto.



Le protezioni di linea protezione trafo saranno costituite essenzialmente da relè a intervento fisso, inverso. Le protezioni di massima corrente avranno i segnali di ingresso da TA.

## 5 ILLUMINAZIONE GENERALE E DI SICUREZZA

### 5.1 ILLUMINAZIONE GENERALE

Gli impianti di illuminazione dei locali tecnici sono stati progettati secondo quanto indicato dalla norma UNI 12464-1 in relazione ai livelli minimi di illuminamento. La tipologia di corpi illuminanti varia a seconda della destinazione d'uso degli ambienti e la scelta è legata alle lavorazioni specifiche che si svolgono in tali ambienti.

Il livello di illuminamento medio garantito ad un metro dal pavimento è:

- vani accessori, locali tecnici: 100 lux;

La scelta dei corpi illuminanti è legata alla destinazione d'uso degli ambienti e precisamente:

- plafoniere con grado di protezione IP65 per i locali tecnici.

### 5.2 ILLUMINAZIONE DI SICUREZZA

L'impianto di illuminazione di sicurezza è stato studiato in conformità alle norme CEI 64-8 ed al D.M. 1° febbraio 1986, adottando lampade autonome di emergenza.

La tipologia di plafoniere varia a seconda del tipo di ambiente:

- plafoniere da 24W e kit inverter.

Gli elaborati grafici offrono una visione più puntuale delle scelte effettuate.

## 6 F.M. E TERRA DI PROTEZIONE

### 6.1 QUADRERIE

L'impianto in questione è classificato dalla Norma C.E.I. 64-8 di tipo TN-S per la parte di impianto a monte dell'inverter mentre la parte di impianto di produzione fotovoltaica a valle dell'inverter è classificato dalla norma C.E.I. 64-8 di tipo IT.

L'infrastruttura di rete BT avrà origine dal Quadro Generale Utenze di Centrale QUC e da tale quadro saranno poi derivate le linee di distribuzione per tutte le utenze di cantiere.

### 6.2 PROTEZIONE DAL CORTO CIRCUITO DAL SOVRACCARICO E DAI CONTATTI INDIRETTI

Per quanto riguarda, più in generale, la protezione delle linee elettriche di distribuzione si è operato in modo da coordinare le sezioni dei cavi con la taratura degli interruttori a monte.

La protezione dai sovraccarichi e dai cortocircuiti sarà garantita da interruttori magnetotermici con potere di interruzione come rilevabile dagli elaborati grafici degli schemi dei quadri.

Le condizioni a cui dovranno soddisfare i dispositivi scelti sono le seguenti:

$$I_b \leq I_N \leq I_z$$
$$I_f \leq 1.45 I_z$$



dove

- $I_b$  = corrente di impiego del cavo
- $I_N$  = corrente nominale dell'interruttore
- $I_z$  = portata del conduttore
- $I_f$  = corrente di sicuro funzionamento del dispositivo

La protezione dai contatti indiretti sarà effettuata tramite gli stessi dispositivi destinati alla protezione dal cortocircuito quando il sistema è di tipo TN-S.

La relazione che dovrà essere soddisfatta è la seguente:

$$Z_s \times I_a \leq U_0$$

dove

- $Z_s$  = impedenza dell'anello di guasto
- $I_a$  = corrente di intervento della protezione
- $U_0$  = tensione nominale del sistema tra fase e terra

### 6.3 RETE DI DISTRIBUZIONE BT IN CA

Il dimensionamento delle linee di alimentazione è stato effettuato assicurando il contenimento della caduta di tensione entro il 4% così come imposto dalla norma C.E.I. 64-8. Per il calcolo della portata effettiva delle condutture si è fatto invece riferimento alle Tabelle C.E.I.-UNEL 35024 per cavi con posa non interrata e 35026 per cavi con posa interrata.

La verifica della caduta di tensione è stata effettuata con la seguente formula indicata nella Norma C.E.I. 64-8:

$$\Delta V = (R I_b \cos \varphi + X I_b \sin \varphi) L$$

dove:

- $R$  = resistenza del cavo per km
- $X$  = reattanza del cavo per km
- $I_b$  = corrente di impiego del cavo
- $L$  = lunghezza della linea interessata

In valore percentuale deve essere:

$$(\Delta V/V) * 100 \leq 4\%$$

La determinazione della portata dei cavi è stata effettuata tenendo conto dei molteplici fattori che influenzano la portata dei cavi per la condizione di posa che si è scelto di adottare.

Per i cavi con posa interrata i fattori che influenzano la portata sono, così come indicati dalle tabelle C.E.I. - UNEL 35026:



- $K_1$  legato alle temperature del terreno diverse da  $20^{\circ}\text{C}$ ;
- $K_2$  legato al numero di circuiti installati sullo stesso piano;
- $K_3$  legato al numero di strati;
- $K_4$  legato alla resistività termica del terreno;

$$K_{\text{tot}} = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

La portata effettiva del cavo è  $I_z = I_z' \times K_{\text{tot}}$  dove  $I_z'$  è la portata teorica del cavo.

Per i cavi con posa non interrata i fattori che influenzano la portata sono, così come indicati dalle tabelle C.E.I. - UNEL 35024:

- $K_1$  legato al tipo di installazione;
- $K_2$  legato al tipo di posa numero di circuiti adiacenti;

$$K_{\text{tot}} = K_1 \times K_2$$

La portata effettiva del cavo è  $I_z = I_z' \times K_{\text{tot}}$  dove  $I_z'$  è la portata teorica del cavo.

Le linee di distribuzione principale saranno di tipo FG16OR16 0,6/1kV secondo direttiva CPR e viaggeranno entro cavidotti interrati, mentre quelle di distribuzione secondaria nei locali tecnici entro tubazione in PVC a vista e saranno tipo N07V-K a norma CEI 20-22 II.

#### 6.4 RETE DI DISTRIBUZIONE BT IN CC

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando le relazioni:

- $I_b \leq I_N \leq I_z$  ed  $I_f \leq 1,45 I_z$
- $I_{\text{cn}}(\text{interruttore}) \geq I_{\text{cc}}(\text{linea})$
- $(I^2 t) \leq K^2 S^2$  dove  $I^2 t$  è l'integrale di Joule per la durata del cortocircuito in ( $\text{A}^2\text{s}$ ).

Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito,  $I_b$  risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaico in corrispondenza della loro potenza di picco, mentre  $I_N$  e  $I_f$  possono entrambe essere uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa.

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

#### 6.5 RETE DI PROTEZIONE DI TERRA

Il sistema di distribuzione adottato è TN-S a monte dell'inverter ed i conduttori di protezione per le utenze indicate in progetto dovranno avere sezione uguale al conduttore di fase, a meno delle riduzioni ammesse dalle norme CEI e comunque chiaramente indicate sugli elaborati di progetto.

I parametri caratteristici presi in considerazione nella progettazione dell'impianto di terra sono:



- valore della corrente di guasto a terra  $I_g = 70$  A (valore da confermare in sede di esecuzioni lavori);
- durata del guasto a terra;
- caratteristiche del terreno.

Partendo dalla corrente di guasto a terra e dal tempo di intervento delle protezioni dalla norma C.E.I. 99-3, e precisamente dal grafico di figura 9-1, si deduce che la tensione di contatto limite  $U_{TP}$  dovrà essere non superiore a 230V e che quindi l'impianto di terra da realizzare dovrà consentire l'ottenimento di tale valore limite. Quindi considerato che:

$$V = R_T \times I_g \leq 230 \text{ V}$$

L'impianto di terra dovrà avere una tensione limite pari a:

$$R_T \leq 230 / I_g \approx 3,3 \Omega$$

Per tale impianto sarà costituito da picchetti in pozzetti ispezionabili collegati tra loro con una corda di rame interrata del diametro di 35mmq. Per il calcolo della resistenza di terra si è considerato una resistività del terreno di  $\rho_e=100 \Omega\text{m}$ , così come indica la norma C.E.I. 99-3, e una resistenza di terra per la corda di rame pari a:

$$R_T = (\rho_e / \pi L) + \ln(2L/d)$$

dove

- L = lunghezza della corda
- d = diametro del conduttore

A vantaggio si considera solo il contributo della corda di rame.

Numericamente

$$R_T = 2,7 < 3,3 \Omega$$

I dispersori devono essere interrati ad una profondità non inferiore a 0,5m sotto il livello del terreno, a corda di rame nudo deve essere posizionata ad una profondità di 0,5m e deve distanziare dal corpo di fabbrica non meno di 1m.

Gli elaborati grafici offrono una visione puntuale delle scelte adottate.

La parte di impianto di produzione fotovoltaica a valle dell'inverter è classificato dalla norma C.E.I. 64-8 di tipo IT e quindi tutte le strutture e le parti metalliche saranno collegate alla rete di terra.

## 7 ALLEGATO- SCHEDE TECNICHE



# Tiger Pro 7RL4-TV

## 565-585 Watt

BIFACIAL MODULE  
TILING RIBBON (TR)

P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



Tiling Ribbon Technology

## Key Features



### TR (Tiling Ribbon) Technology

Advanced tiling ribbon technology achieve the double breakthrough in both module efficiency and output power.



### Light-weight design

Light-weight design using transparent backsheet for easy installation and low BOS cost.



### Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



### Longer Life-time Power Yield

0.45% annual power degradation and 30 year linear power warranty.



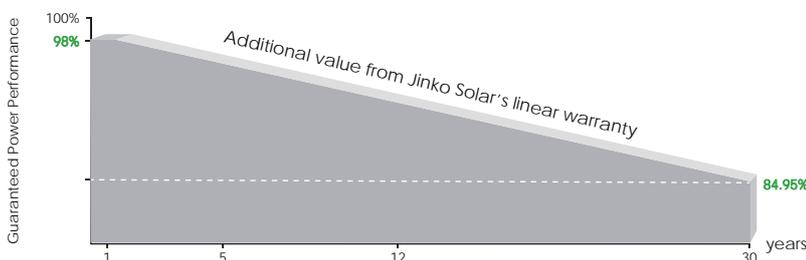
### Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



POSITIVE QUALITY™  
Continuous Quality Assurance

## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

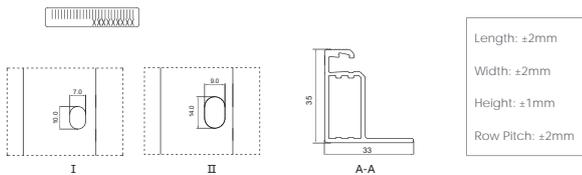
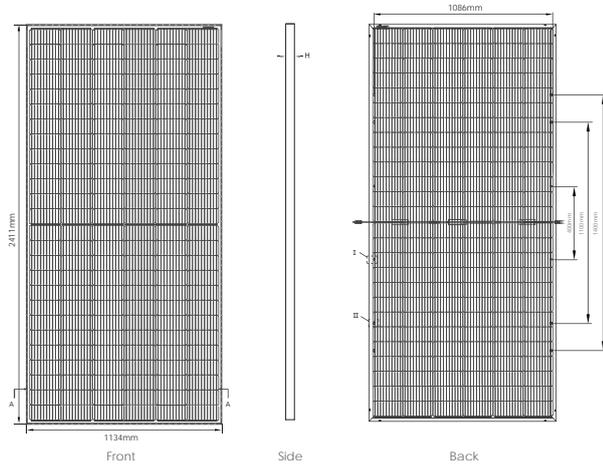


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.45% Annual Degradation Over 30 years

## Engineering Drawings

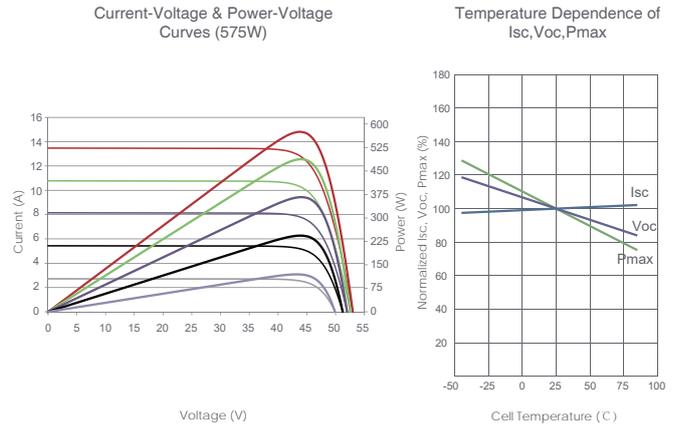


## Packaging Configuration

(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 (2×78)
Dimensions	2411×1134×35mm (94.92×44.65×1.38 inch)
Weight	30.6 kg (67.46 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> (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM565M-7RL4-TV		JKM570M-7RL4-TV		JKM575M-7RL4-TV		JKM580M-7RL4-TV		JKM585M-7RL4-TV	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	565Wp	420Wp	570Wp	424Wp	575Wp	428Wp	580Wp	432Wp	585Wp	435Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	44.08V	41.05V	44.19V	41.17V	44.30V	41.29V	44.41V	41.41V	44.52V	41.53V
Maximum Power Current (Imp)	12.82A	10.24A	12.90A	10.30A	12.98A	10.36A	13.06A	10.42A	13.14A	10.48A
Open-circuit Voltage (Voc)	53.53V	50.53V	53.61V	50.60V	53.70V	50.69V	53.81V	50.79V	53.92V	50.89V
Short-circuit Current (Isc)	13.48A	10.89A	13.55A	10.94A	13.62A	11.00A	13.70A	11.07A	13.78A	11.13A
Module Efficiency STC (%)	20.67%		20.85%		21.03%		21.21%		21.40%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
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-REARSIDE POWER GAIN

		5%		15%		25%	
		Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)
		593Wp	21.70%	650Wp	23.76%	706Wp	25.83%
		599Wp	21.89%	656Wp	23.98%	713Wp	26.06%
		604Wp	22.08%	661Wp	24.19%	719Wp	26.29%
		609Wp	22.27%	667Wp	24.40%	725Wp	26.52%
		614Wp	22.47%	673Wp	24.61%	731Wp	26.75%

\*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

SC 2660 UP / SC 2800 UP / SC 2930 UP / SC 3060 UP



preliminary

### Efficient

- Up to 4 inverters can be transported in one standard shipping container

### Robust

- Intelligent air cooling system OptiCool for efficient cooling
- Suitable for outdoor use in all climatic ambient conditions worldwide

### Flexible

- One device for all applications
- PV application, optionally available with DC-coupled storage system

### Easy to Use

- Connection area for customer equipment
- Integrated voltage support for internal and external loads

## SUNNY CENTRAL UP

The new Sunny Central: more power per cubic meter

With an output of up to 3060 kVA and system voltages of 1500 V DC, the SMA central inverter allows for more efficient system design and a reduction in specific costs for PV and battery power plants. A separate voltage supply and additional space are available for the installation of customer equipment. True 1500 V technology and the intelligent cooling system OptiCool ensure smooth operation even in extreme ambient temperature as well as a long service life of 25 years.

# SUNNY CENTRAL UP

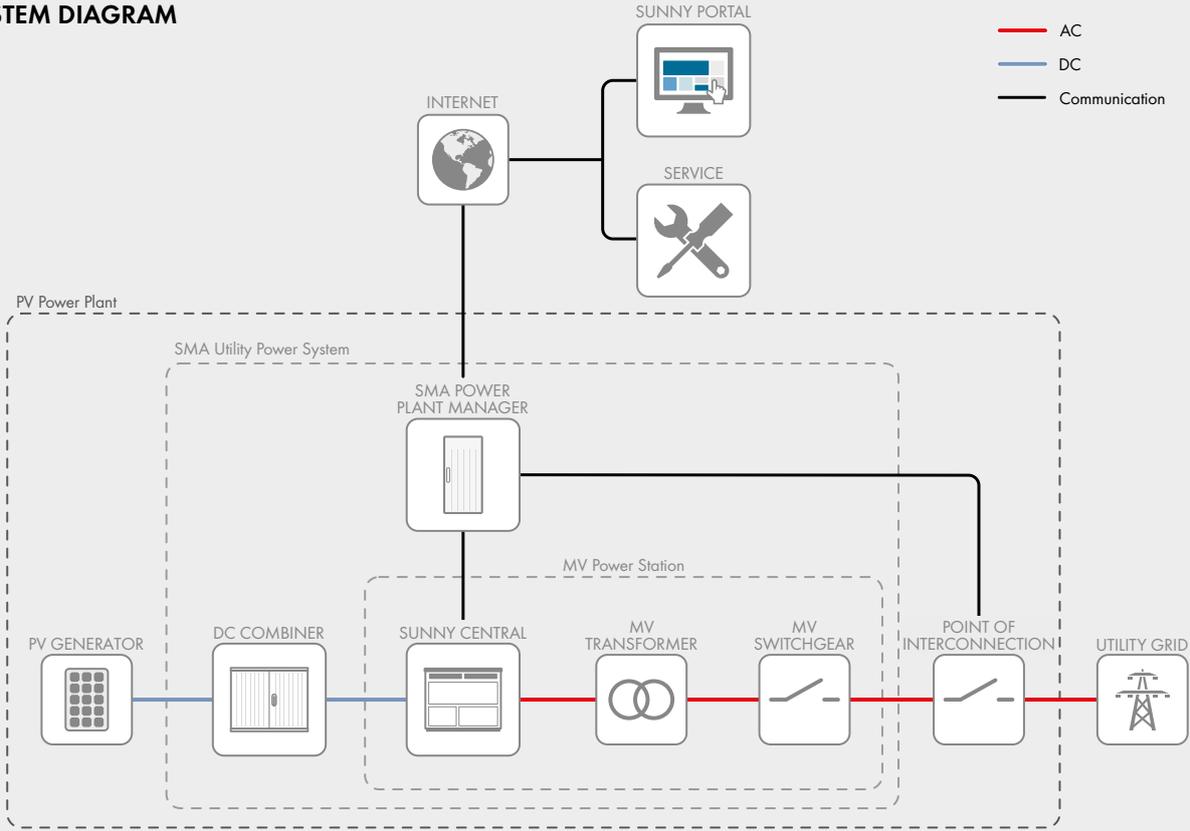
Technical Data	Sunny Central 2660 UP	Sunny Central 2800 UP
<b>DC side</b>		
MPP voltage range $V_{DC}$ (at 25 °C / at 50 °C)	880 to 1325 V / 1100 V	921 to 1325 V / 1100 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC battery coupling	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
<b>AC side</b>		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 25 °C / at 50 °C)	2660 kVA / 2260 kVA	2800 kVA / 2380 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 25 °C / at 50 °C)	2128 kW / 1808 kW	2240 kW / 1904 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 25 °C / at 50 °C)	2560 A / 2176 A	2566 A / 2181 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>1) 8)</sup>	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz > 2	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>9)</sup>	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>8) 10)</sup>	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>2)</sup> / European efficiency <sup>2)</sup> / CEC efficiency <sup>3)</sup>	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*
<b>Protective Devices</b>		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 4000 kg / < 8818.5 lb	
Self-consumption (max. <sup>4)</sup> / partial load <sup>5)</sup> / average <sup>6)</sup>	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range <sup>8)</sup>	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission <sup>7)</sup>	67.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL <sup>8)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>11)</sup> / 3000 m <sup>11)</sup>	● / ○ / ○      ● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features   ○ Optional   - not available   * preliminary		
Type designation	SC 2660 UP	SC 2800 UP

- 1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
- 2) Efficiency measured without internal power supply
- 3) Efficiency measured with internal power supply
- 4) Self-consumption at rated operation
- 5) Self-consumption at < 75% P<sub>n</sub> at 25 °C
- 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P<sub>n</sub> at 25 °C

- 7) Sound pressure level at a distance of 10 m
- 8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
- 9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
- 10) Depending on the DC voltage
- 11) Earlier temperature-dependent de-rating and reduction of DC open-circuit voltage

Technical Data	Sunny Central 2930 UP	Sunny Central 3060 UP
<b>DC side</b>		
MPP voltage range V <sub>DC</sub> (at 25 °C / at 50 °C)	962 to 1325 V / 1100 V	1003 to 1325 V / 1100 V
Min. DC voltage V <sub>DC, min</sub> / Start voltage V <sub>DC, Start</sub>	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Max. DC voltage V <sub>DC, max</sub>	1500 V	1500 V
Max. DC current I <sub>DC, max</sub>	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current I <sub>DC, SC</sub>	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC battery coupling	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
<b>AC side</b>		
Nominal AC power at cos φ = 1 (at 25 °C / at 50 °C)	2930 kVA / 2490 kVA	3060 kVA / 2600 kVA
Nominal AC power at cos φ = 0.8 (at 25 °C / at 50 °C)	2344 kW / 1992 kW	2448 kW / 2080 kW
Nominal AC current I <sub>AC, nom</sub> (at 25 °C / at 50 °C)	2563 A / 2179 A	2560 A / 2176 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>1) 8)</sup>	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 759 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz > 2	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>9)</sup>	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>8) 10)</sup>	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>2)</sup> / European efficiency <sup>2)</sup> / CEC efficiency <sup>3)</sup>	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*
<b>Protective Devices</b>		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 4000 kg / < 8818.5 lb	
Self-consumption (max. <sup>4)</sup> / partial load <sup>5)</sup> / average <sup>6)</sup>	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range <sup>8)</sup>	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission <sup>7)</sup>	67.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL <sup>8)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>11)</sup> / 3000 m <sup>11)</sup>	● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional – not available * preliminary		
Type designation	SC 2930 UP	SC 3060 UP

# SYSTEM DIAGRAM



# TEMPERATURE BEHAVIOR (at 1000 m)

