

# REGIONE PUGLIA

Provincia di Foggia (FG)

## COMUNI DI CANDELA ED ASCOLI SATRIANO



1	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	25/03/22	BASSO G.	FURNO C.	NASTASI A.
0	EMISSIONE PER COMMENTI	03/03/22	BASSO G.	FURNO C.	NASTASI A.
REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.

Committente:

**HERGO SOLARE ITALIA S.r.l.**

Sede legale in via Privata Maria Teresa, 8, 20123, Milano  
Partita I.V.A. 10416260965 - PEC: hsrsl@legalmail.it

HERGO SOLARE ITALIA S.R.L.

SOCIETÀ SOGGETTA AD ALI TRATTI DI DIREZIONE E COORDINAMENTO DI INFRASTRUTTURE S.P.A.  
SEDE LEGALE: VIA PRIVATA MARIA TERESA, 8 - 20123 MILANO (MI)  
TEL. +39 02 36570.800 - FAX +39 02 36570.801  
PEC: HSRSL@LEGALMAIL.IT - WWW.INFRASTRUTTURE.IT  
CAP. SOC. EURO 10.000 I.V. - C.F. e P. IVA 10416260965 - N. REA MI 2529663

CERTIFICATIONS 



Ingegneria & Innovazione

Società di Progettazione:



Via Jonica, 16 Loc. Belvedere - 96100 Siracusa (SR) Tel. 0931.1663409  
Web: www.antexgroup.it e-mail: info@antexgroup.it

Progetto:

**Progetto di un impianto agro-naturalistico-fotovoltaico avente potenza pari a 96,721 MW e relative opere di connessione, integrato con coltivazione di foraggiere ed essenze officinali, da realizzarsi nei comuni di Ascoli Satriano e Candela (Loc. "Piano Morto")**

Progettista/Resp. Tecnico

Dott. Ing. Giuseppe Basso  
Ordine degli Ingegneri  
della Provincia di Siracusa  
N° 1860 sez. A

Elaborato:

RELAZIONE TECNICA  
IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Scala:

-: -

Nome DIS/FILE:

C20044S05-PD-RT-03-01

Allegato:

1/1

F.to:

A4

Livello:

**DEFINITIVO**

Il presente documento è di proprietà della ANTEX GROUP srl.  
È vietato la comunicazione a terzi o la riproduzione senza il permesso scritto della suddetta.  
La società tutela i propri diritti a rigore di Legge.



**INDICE**

<b>1. PREMESSA.....</b>	<b>4</b>
<b>2. SCOPO.....</b>	<b>4</b>
<b>3. PROPONENTE .....</b>	<b>5</b>
<b>4. CONNESSIONE ALLA RTN.....</b>	<b>5</b>
<b>5. ANALISI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE .....</b>	<b>5</b>
<b>6. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI .....</b>	<b>6</b>
<b>7. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO .....</b>	<b>8</b>
<b>7.1. Criteri di localizzazione .....</b>	<b>8</b>
<b>7.2. Descrizione dell'impianto fotovoltaico.....</b>	<b>8</b>
<b>8. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO .....</b>	<b>9</b>
<b>8.1. Moduli Fotovoltaici (Tipo).....</b>	<b>9</b>
<b>8.2. Struttura del generatore .....</b>	<b>12</b>
<b>8.3. Composizione del generatore .....</b>	<b>13</b>
<b>8.4. Configurazione impianto fotovoltaico.....</b>	<b>15</b>
<b>9. PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE .....</b>	<b>22</b>
<b>10. PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO.....</b>	<b>23</b>
<b>11. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI .....</b>	<b>23</b>
<b>12. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI.....</b>	<b>23</b>
<b>13. SISTEMA DI CORRENTE CONTINUA (IT) .....</b>	<b>24</b>
<b>14. MISURE DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO DELLA RETE ELETTRICA.....</b>	<b>24</b>
<b>15. COLLEGAMENTI ELETTRICI.....</b>	<b>25</b>
<b>16. IMPIANTO DI MESSA A TERRA.....</b>	<b>25</b>
<b>17. SISTEMA DI MONITORAGGIO .....</b>	<b>25</b>
<b>18. SISTEMI DI PROTEZIONE, REGOLAZIONE E CONTROLLO .....</b>	<b>26</b>
<b>19. LINEE ELETTRICHE IN CAVO INTERRATO – ATTRAVERSAMENTI DI CANALI TIPICI .....</b>	<b>26</b>
<b>20. LINEE ELETTRICHE IN CAVO INTERRATO – DISTANZE DI RISPETTO DA IMPIANTI E OPERE INTERFERENTI TIPICI</b>	<b>26</b>

**21. NORMATIVA TECNICA.....26**

## 1. PREMESSA

Su incarico di **Hergo Solare Italia S.r.l.**, la società ANTEX GROUP Srl ha redatto il progetto definitivo per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare, denominato **Impianto Fotovoltaico "CAS"**, con potenza DC installata pari a 96.721,35 kW, da realizzarsi nei territori dei Comuni di Candela ed Ascoli Satriano (FG) – Regione Puglia.

Hergo Solare Italia S.r.l. ha già ricevuto ed accettato il preventivo di connessione inviato da Terna per la connessione di un impianto di generazione da fonte rinnovabile (fotovoltaica) per una potenza in immissione pari a 160,736 MW sito nei territori dei Comuni di Candela ed Ascoli Satriano (FG) – Regione Puglia. Tale STMG prevede l'inserimento dell'impianto alla RTN mediante collegamento in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV del futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) esistente a 380/150 kV della RTN denominata "Deliceto"

A seguito della scelta della Società Hergo Solare Italia S.r.l. di ridimensionare l'impianto fotovoltaico, con riduzione della potenza DC installata ad un valore pari a 96.721,35 kW, è stato richiesto a Terna il riesame della STMG, che preveda sia la modifica della potenza in immissione sia una soluzione di connessione a 36 kV. Si è in attesa dell'elaborazione, da parte di Terna, della nuova STMG.

L'impianto fotovoltaico di tipo agrovoltaiico, prevede di installare 159.870 moduli fotovoltaici monofacciali in silicio monocristallino da 605 Wp ciascuno, su strutture ad inseguimento monoassiale, realizzate in acciaio zincato a caldo. Tutta l'energia elettrica prodotta verrà ceduta alla rete.

Le attività di progettazione definitiva sono state sviluppate dalla società di ingegneria ANTEX Group Srl.

ANTEX Group Srl è una società che fornisce servizi globali di consulenza e management ad Aziende private ed Enti pubblici che intendono realizzare opere ed investimenti su scala nazionale ed internazionale.

È costituita da selezionati e qualificati professionisti uniti dalla comune esperienza professionale nell'ambito delle consulenze ingegneristiche, tecniche, ambientali, gestionali, legali e di finanza agevolata.

Sia ANTEX che HERGO SOLARE ITALIA pongono a fondamento delle attività e delle proprie iniziative, i principi della qualità, dell'ambiente e della sicurezza come espressi dalle norme ISO 9001, ISO 14001 e ISO 18001 nelle loro ultime edizioni.

Difatti, le Aziende citate, in un'ottica di sviluppo sostenibile proprio e per i propri clienti e fornitori, posseggono un proprio Sistema di Gestione Integrato Qualità-Sicurezza-Ambiente.

## 2. SCOPO

Scopo della presente relazione tecnica è la descrizione delle opere necessarie per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare, denominato **Impianto Fotovoltaico "CAS"** che **Hergo Solare Italia S.r.l.** intende realizzare nei territori dei Comuni di Candela ed Ascoli Satriano (FG) – Regione Puglia. L'impianto fotovoltaico, connesso alla RTN a 36 kV ed installato a terra tramite strutture in acciaio zincato a caldo ad inseguimento monoassiale. L'impianto è caratterizzato da una potenza nominale pari a 96.721,35 kWp (@STC) ed utilizza moduli monofacciali in silicio monocristallino.

	<p>IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CAS"</p> <p><b>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b></p>	 <p>Ingegneria &amp; Innovazione</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td data-bbox="1129 250 1251 295">25/03/22</td> <td data-bbox="1251 250 1362 295">REV: 1</td> <td data-bbox="1362 250 1484 295">Pag.5</td> </tr> </table>	25/03/22	REV: 1	Pag.5
25/03/22	REV: 1	Pag.5			

**La potenza in immissione richiesta per l'impianto in esame è pari a 93,236 MW.**

La potenza nominale DC installata è pari a 96.721,35 kW

La potenza totale AC degli inverter è pari a 93.236 kVA

La potenza in prelievo richiesta per i S.A. dell'impianto è pari a 200 kW.

***N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.***

### 3. PROPONENTE

Il proponente del progetto è **Hergo Solare Italia S.r.l.**, con sede in Via Privata Maria Teresa 8, 20123 Milano (MI).

### 4. CONNESSIONE ALLA RTN

La connessione prevede l'inserimento dell'impianto alla RTN mediante collegamento in antenna a 36 kV presso un nuovo ampliamento della SE-Deliceto esistente della RTN, (ipotesi proposta).

### 5. ANALISI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

Analizzando il progetto, finalizzato alla realizzazione di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica da destinarsi alla vendita, le prime considerazioni di carattere generale, politica ed occupazionale sono da ricercarsi nelle seguenti condizioni:

- la disponibilità di territorio atto alla realizzazione di un tale impianto che presenta una situazione priva di vegetazione arborea, con la giusta esposizione, servito da linee elettriche, peraltro già esistenti in loco a distanze economicamente ragionevoli, con modeste antropizzazioni e scarsa visibilità dai punti panoramici circostanti;
- la situazione politico – economica in atto, che rende economicamente interessanti e vantaggiosi investimenti aventi questo genere di finalità e comunque rivolti a produzioni energetiche alternative;
- le importanti ricadute sul territorio comunale sia in termini di valorizzazione delle risorse ambientali che di sviluppo economico grazie alla formazione di nuovi e rilevanti posti di lavoro per le attività di cantiere e di manutenzione degli impianti fotovoltaici e delle relative opere di connessione.

In sintesi, si può affermare che l'inserimento dell'impianto fotovoltaico in progetto nel territorio, e le scelte che hanno guidato la realizzazione di un tale intervento infrastrutturale, devono essere inserite all'interno della più ampia azione di sostenibilità ambientale. La realizzazione dell'opera si inserisce in un contesto di generazione energetica alternativa alle fonti esauribili: il presente impianto andrà a sfruttare solo ed esclusivamente energia pulita ed inesauribile quale quella

rappresentata dall'irradiazione solare, per fini pienamente in linea con gli indirizzi dettati dalle normative internazionali (Protocollo di Kyoto), nazionali (Piano Energetico Nazionale) e Regionali (Piano Energetico Regionale).

## 6. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI

Il presente progetto viene redatto in conformità alle disposizioni della normativa vigente. Tutte le soluzioni tecniche che saranno adottate ed i materiali scelti per l'installazione risulteranno rispondenti alla normativa tecnica e di legge relativa ai diversi settori di pertinenza.

Di seguito sono riportati i principali riferimenti normativi applicati nella progettazione dell'impianto o comunque di supporto:

- Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99: "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 281 del 19 dicembre 2005: "Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 168 del 30 dicembre 2003: "Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" e relativo Allegato A modificato con ultima deliberazione n.20/06;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 39 del 28 febbraio 2001: "Approvazione delle regole tecniche adottate dal Gestore della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 6, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 333 del 21 dicembre 2007: "Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica" – TIQE;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 348 del 29 dicembre 2007: "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione" e relativi allegati: Allegato A, di seguito TIT, Allegato B, di seguito TIC;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/elt 99/08 del 23 luglio 2008: "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA)";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/elt 179/08 del 11 dicembre 2008: "Modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica";

- Norma CEI 0-16 "Regole Tecniche di Connessione (RTC) per Utenti attivi ed Utenti passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- DLgs n. 81 del 09/04/2008 TESTO UNICO SULLA SICUREZZA per la Prevenzione degli Infortuni sul Lavoro;
- DM n. 37 del 22/01/2008 Norme per la sicurezza degli impianti;
- Dlg 791/77 "Attuazione della direttiva 73/23/CEE riguardanti le garanzie di sicurezza del materiale elettrico";
- Legge n° 186 del 01/03/68;
- DPR 462/01;
- Direttiva CEE 93/68 "Direttiva Bassa Tensione";
- Direttiva 2004/108/CE, CEI EN 50293 "Compatibilità Elettromagnetica";
- Norma CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata a 1500 V in corrente continua;
- CEI 17-44 Ed. 3a 2000 (CEI EN 60947-1) CEI 17-44;V1 2002 (CEI EN 60947-1/A1) CEI 17-44; V2 2002 (CEI EN 60947-1/A2) "Apparecchiature a bassa tensione - Parte 1: Regole generali";
- CEI 70-1 Ed. 2a 1997 (CEI EN 60529) CEI 70-1;V1 2000 (CEI EN 60529/A1) "Grado di protezione degli involucri (Codice IP)";
- CEI EN 60439-1 "Normativa dei quadri per bassa tensione";
- CEI 20-22 II, 20-35, 20-37 I, 23-48, 23-49, 23-16, 23-5;
- CEI 23-51 "Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare";
- CENELEC EUROPEAN "Norme del Comitato Elettrotecnico Europeo";
- CEI – UNEL 35011 "Sistema di codifica dei cavi";
- CEI 214-9 "Requisiti di progettazione, installazione e manutenzione";
- Norma CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo";
- UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati Climatici;
- UNI 8477/1 Energia solare. Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia Valutazione dell'energia raggiante ricevuta;
- Legge 46/1990, DPR 447/91 (regolamento attuazione L.46/90) per la sicurezza elettrica;
- Per le strutture di sostegno: DM MLP 12/2/82.

L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria informativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, verranno comunque applicate.

## 7. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

### 7.1. Criteri di localizzazione

La scelta dell'area è stata dettata dai buoni livelli di irraggiamento e non incidenza su aree protette. In particolare i terreni individuati per la realizzazione del campo fotovoltaico non ricadono nelle zone non idonee individuate dai piani regionali della Regione Puglia.

### 7.2. Descrizione dell'impianto fotovoltaico

L'impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare prevede di installare 159.870 moduli fotovoltaici monofacciali in silicio monocristallino da 605 Wp ciascuno, su strutture ad inseguimento monoassiale in acciaio zincato a caldo mediante infissione nel terreno.

L'impianto fotovoltaico sarà costituito complessivamente da 13 sottocampi fotovoltaici suddivisi come di seguito indicato:

Sottocampo N°	N° Tracker	N°stringhe x S.campo	N°Moduli	Pmpp
1	402	402	12060	7.296.300
2	402	402	12060	7.296.300
3	402	402	12060	7.296.300
4	401	401	12030	7.278.150
5	401	401	12030	7.278.150
6	401	401	12030	7.278.150
7	418	418	12540	7.586.700
8	417	417	12510	7.568.550
9	417	417	12510	7.568.550
10	417	417	12510	7.568.550
11	417	417	12510	7.568.550
12	417	417	12510	7.568.550
13	417	417	12510	7.568.550
<b>tot</b>	<b>5329</b>	<b>5329</b>	<b>159870</b>	<b>96.721.350</b>

Ogni sottocampo fotovoltaico sarà dotato di una cabina di sottocampo all'interno della quale verranno installati da 4 inverter per la conversione dell'energia elettrica da CC ad CA e n°1 trasformatore 0,57/36 kV. La tensione interna al campo fotovoltaico sarà quindi pari a 36 kV. Le linee elettriche interrate, in uscita dalle cabine di sottocampo, verranno poi collegate ad una cabina di centrale, mediante un collegamento a semplice anello e conformemente allo schema elettrico unifilare. I cavidotti interrati a 36 kV interni all'impianto fotovoltaico avranno un percorso interamente su strade private, mentre i cavidotti che collegheranno le cabine di centrale alla cabina di stazione (situata all'interno della SE Terna) avranno un percorso su strade pubbliche e parzialmente su strade private. I cavidotti interrati saranno costituiti da due doppie terne di conduttori unipolari posati a trifoglio.

I 13 sottocampi fotovoltaici saranno raggruppati in due sezioni afferenti alle cabine di raccolta denominata cabine di

	<p>IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CAS"</p> <p><b>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b></p>	 Ingegneria & Innovazione <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%;">25/03/22</td> <td style="width: 33%;">REV: 1</td> <td style="width: 33%;">Pag.9</td> </tr> </table>	25/03/22	REV: 1	Pag.9
25/03/22	REV: 1	Pag.9			

centrale. All'interno delle cabine di centrale vi saranno i dispositivi d'interfaccia, protezione e misura. La cabina di centrale sarà poi collegata alla cabina di stazione, (situata all'interno della SE Terna), mediante cavidotti interrati a doppia terna di conduttori unipolari posati a trifoglio.

La connessione prevede l'inserimento dell'impianto alla RTN mediante collegamento in antenna a 36 kV presso un nuovo ampliamento della SE-Deliceto esistente della RTN, (ipotesi proposta).

## 8. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO

Il generatore fotovoltaico presenta una potenza nominale pari a 96.721,35 kWp, intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni standard (STC: Standard Test Condition), le quali prevedono un irraggiamento pari a 1000 W/m<sup>2</sup> con distribuzione dello spettro solare di riferimento di AM=1,5 e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

### 8.1. Moduli Fotovoltaici (Tipo)

Vengono di seguito riportati le caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici individuati nel progetto, (il proponente si riserva di cambiare la tipologia del modulo mantenendo però le caratteristiche elettriche dello stesso):

**Preliminary**

Mono Multi Solutions

**BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE**

PRODUCT: **TSM-DE20**

PRODUCT RANGE: **585-605W**

**605W+**

MAXIMUM POWER OUTPUT

**0~+5W**

POSITIVE POWER TOLERANCE

**21.4%**

MAXIMUM EFFICIENCY



**High customer value**

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



**High power up to 605W**

- Up to 21.4% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



**High reliability**

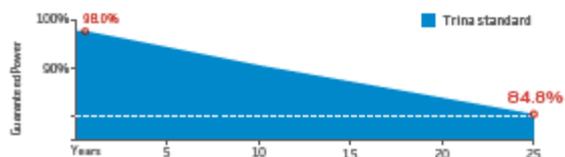
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



**High energy yield**

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature

**Trina Solar's Backsheet Performance Warranty**



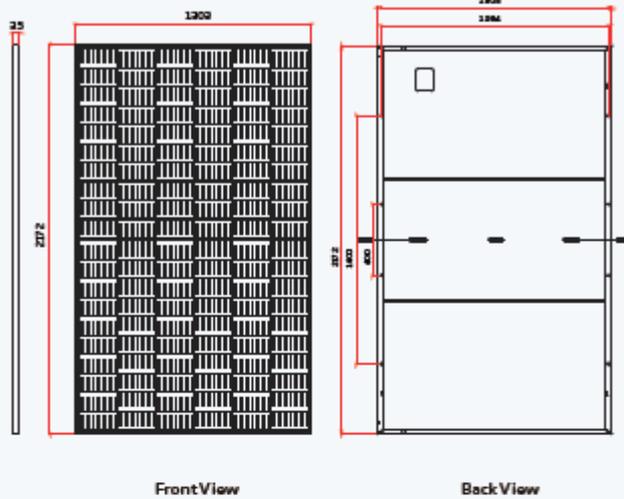
**Comprehensive Products and System Certificates**



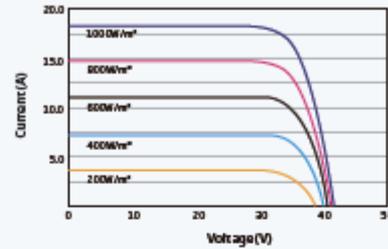
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730  
 ISO 9001: Quality Management System  
 ISO 14001: Environmental Management System  
 ISO 14064: Greenhouse Gases Emissions Verification  
 ISO 45001: Occupational Health and Safety Management System



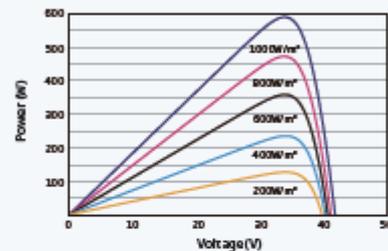
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(595 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(595W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-Pmax (Wp)*	585	590	595	600	605
Power Tolerance-Pmax (W)	0 - +5				
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current-Imp (A)	17.31	17.35	17.40	17.44	17.49
Open Circuit Voltage-Voc (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current-Isc (A)	18.37	18.42	18.47	18.52	18.57
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	20.7	20.8	21.0	21.2	21.4

\*STC: irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, A.P. NBS/NPL, reference air mass 1.5.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-Pmax (Wp)	443	447	451	454	458
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	31.5	31.7	31.9	32.0	32.2
Maximum Power Current-Imp (A)	14.05	14.09	14.13	14.18	14.22
Open Circuit Voltage-Voc (V)	38.5	38.7	38.9	39.1	39.3
Short Circuit Current-Isc (A)	14.81	14.85	14.88	14.92	14.96

\*NOCT: irradiance at 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	2172*1303*35 mm (85.51*51.30*1.38 inches)
Weight	30.9 kg (68.1 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High transmittance, low iron, solar control glass
Encapsulant material	EVA
Backsheet	White
Frame	35mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²), Portrait: 280/280 mm (11.02/11.02 inches) Landscape: 140/1400 mm (55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2/ TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specific connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (positive operating temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A

WARRANTY

- 12 year Product Workmanship Warranty
- 25 year Power Warranty
- 2% first year degradation
- 0.55% Annual Power Attenuation

Please refer to product warranty for details.

PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per 40' container: 512 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2020 Trina Solar Limited. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.  
Version number: TSM\_EM\_2020\_PA2

www.trinasolar.com

*N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.*

## 8.2. Struttura del generatore

In funzione delle producibilità ottenute, a parità di potenza installata e di superficie occupata, per il generatore fotovoltaico è stata scelta la struttura ad inseguimento monoassiale con tilt pari a  $\pm 60^\circ$ .

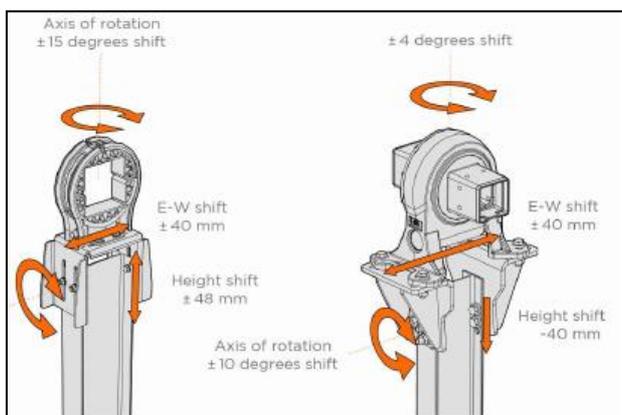
Di seguito vengono riassunte le caratteristiche tecniche delle strutture degli inseguitori scelti:

TRACKER TIPO-1	(Tipo) Soltec SF7 1x30P-30		
Stringhe x fila	1	n°	
File	1	n°	
Stringhe totali	1	n°	
Moduli totali per struttura	30	n°	
Potenza totale per struttura	18.150	W	

TRACKER TIPO-2	(Tipo) Soltec SF7 1x15P-15		
Stringhe x fila	0,5	n°	
File	1	n°	
Stringhe totali	1	n°	
Moduli totali per struttura	15	n°	
Potenza totale per struttura	9.075	W	

I sistemi ad inseguimento solare monoassiale saranno del tipo SOLTEC SF7 con struttura portante in parte infissa nel terreno, su cui verranno montate particolari cerniere attraversate da una trave scatolare a sezione quadrata che ruota attorno al proprio asse, su di essa verranno posizionati i pannelli solari (per maggiori dettagli si rimanda alle relazioni/tavole specialistiche).

La particolare cerniera, nella parte di collegamento con il palo, presenta asole che permettono l'allineamento della trave di torsione sia in verticale sia in orizzontale con una tolleranza di 40 mm.



(Fig.: 8.2.1 cerniera di collegamento)

La rotazione viene azionata da un motore posizionato sulla colonna centrale, la quale crea un varco di 15cm sulla superficie fotovoltaica.

Il motore è dotato di un sistema di Tracker control che permette di inclinare i pannelli fino a 60° in funzione alla posizione sul terreno e l'angolo zenitale del sole.

Per maggiori dettagli e le effettive dimensioni degli inseguitori selezionati si rimanda alle relative tavole specialistiche.

*N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.*

### 8.3. Composizione del generatore

Il generatore fotovoltaico è costituito da 13 sottocampi di seguito specificati:

Sottocampo N°	N° Tracker	N°stringhe x S.campo	N°Moduli	Pmpp	Vmpp	Voc	Ipp	Icc
1	402	402	12060	7.296.300	1038,00	1251	7030,98	7465,14
2	402	402	12060	7.296.300	1038,00	1251	7030,98	7465,14
3	402	402	12060	7.296.300	1038,00	1251	7030,98	7465,14
4	401	401	12030	7.278.150	1038,00	1251	7013,49	7446,57
5	401	401	12030	7.278.150	1038,00	1251	7013,49	7446,57
6	401	401	12030	7.278.150	1038,00	1251	7013,49	7446,57
7	418	418	12540	7.586.700	1038,00	1251	7310,82	7762,26
8	417	417	12510	7.568.550	1038,00	1251	7293,33	7743,69
9	417	417	12510	7.568.550	1038,00	1251	7293,33	7743,69
10	417	417	12510	7.568.550	1038,00	1251	7293,33	7743,69
11	417	417	12510	7.568.550	1038,00	1251	7293,33	7743,69
12	417	417	12510	7.568.550	1038,00	1251	7293,33	7743,69
13	417	417	12510	7.568.550	1038,00	1251	7293,33	7743,69
tot	5329	5329	159870	96.721.350				

I sottocampi saranno collegati tra loro con due reti a 36 kV in configurazione a semplice anello. I due anelli a 36 kV saranno realizzati tramite cavidotto interrato con conduttori unipolari posati a trifoglio. La rete interna terminerà in una Cabina di Centrale, in cui saranno installate le protezioni e da cui partiranno i cavidotti interrati a 36 kV in doppia terna di conduttori, per raggiungere il punto di consegna dell'energia alla RTN di Terna.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni cella in dipendenza della temperatura pari a  $-0,27\%/^{\circ}\text{C}$  e i limiti di temperatura estremi pari a  $-10^{\circ}\text{C}$  (dati di progetto) e  $+46^{\circ}\text{C}$ ,  $V_m$  e  $V_{oc}$  assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC ( $25^{\circ}\text{C}$ ).

In tutti i casi le condizioni di verifica risultano rispettate e pertanto si può concludere che vi è compatibilità tra le stringhe di moduli fotovoltaici e il tipo di inverter adottato.

Nelle tabelle di seguito riportate vengono riassunti i dati di dimensionamento dell'impianto:

DATI IMPIANTO		"CAS" – Candela ed Ascoli Satriano (FG)	
Tot Moduli		159.870	n°
Tot. Potenza		96.721.350	W
DATI MODULI FV		(Tipo) Trina Solar TSM-DE20-605W Monofacial	
Pmpp		605	W
Vmpp		34,60	V
Imp		17,49	A
Voc		41,70	V
Isc		18,57	A

DATI CABINA SOTTOCAMPO		(Tipo) INGECON SUN POWER STATION 7200 MSK (4x1793kVA inverter + 1x7200 kVA Outdoor Power Transformer)	
P min ingresso per Inverter		1.620.000	W
P max ingresso per Inverter		2.128.000	W
Vdc max ingresso per Inverter		1.500	V
Vmppt min ingresso per Inverter		894	V
Vmppt max ingresso per Inverter		1.300	V
Imppt max ingresso per Inverter		1.870	A
Numero di MPPT per Inverter		1	n°
N° max input DC per Inverter		15	n°
P min ingresso per Cabina		6.480.000	W
P max ingresso per Cabina		8.512.000	W
Imppt max ingresso per Cabina		7.480	A

Occorre 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:

$$V_m \min \geq V_{invMPPTmin};$$

$$V_m \max \leq V_{inv MPPT max};$$

$$V_{oc} \max < V_{inv} \max;$$

dove:

$V_m$  = tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{inv MPPT min}$  = tensione minima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

$V_{inv MPPTmax}$  = tensione massima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

Voc = tensione a vuoto delle stringhe fotovoltaiche;

Vinv max = tensione massima in corrente continua ammissibile ai morsetti dell'inverter.

Nelle tabelle di seguito riportate vengono riassunti i dati di verifica elettrica dell'impianto:

Potenza Massima Pm(W)	Pnom(W)	605,00
Tensione MPP	Vmpp(V)	34,60
Corrente MPP	Impp(A)	17,49
Tensione Circuito Aperto	Voc(V)	41,70
Corrente Corto Circuito	Icc(A)	18,57
Pm Variazione con temperatura	(%/°C)	-0,340
Isc Variazione con temperatura	(%/°C)	0,040
Voc Variazione con temperatura	(%/°C)	-0,250

#### Dati Fisici

Altezza	(mm)	2172	
Larghezza	(mm)	1303	
Area	(mq)	2,83	Area modulo
Tensione a MPPT (-10 °C)	-10	1128,83	(V)
Tensione a MPPT (25 °C)	25	1038,00	(V)
Tensione a MPPT (50 °C)	50	973,13	(V)
Tensione a MPPT (70 °C)	70	921,23	(V)
Potenza stringa a MPPT (25 °C)	25	18,15	(kW)
Corrente di corto circuito max (25 °C)	25	18,57	
Tensione OC	(V)	1251,00	

**N.B.:** Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.

#### 8.4. Configurazione impianto fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico è costituito da n.13 sottocampi; le stringhe (costituite da n.30 moduli fotovoltaici collegati in serie) verranno attestate a gruppi di 16, 17 e 18 presso degli appositi stringbox (in numero complessivo pari a 312), dove avviene il parallelo delle stringhe e i monitoraggi dei dati elettrici.

Da tali stringbox si dipartono le linee di collegamento verso le cabine di sottocampo, giungendo così in ingresso agli inverter, i quali prevedono già a bordo macchina il sezionamento e la protezione dalle sovratensioni e dalle correnti di ricircolo.

Nello schema elettrico unifilare MT/BT viene mostrato la suddivisione dell'impianto di generazione in sottocampi, con i dati relativi al numero delle stringhe e alla potenza nominale in c.c.

Sottocampo n°	Inverter n°	Ingresso Inverter n°	N° Stringbox x Inverter	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x Inverter	Potenza in ingresso x Inverter [kW]	Potenza Sottocampo [kW]	Anello 36kV n°
1	1	1	6	SB-1-1-1	17	297,33	101	1833,15	7296,3	L2
				SB-1-1-2	17	297,33				
				SB-1-1-3	17	297,33				
				SB-1-1-4	17	297,33				
				SB-1-1-5	17	297,33				
				SB-1-1-6	16	279,84				
	2	1	6	SB-1-2-1	17	297,33	101	1833,15		
				SB-1-2-2	17	297,33				
				SB-1-2-3	17	297,33				
				SB-1-2-4	17	297,33				
				SB-1-2-5	17	297,33				
				SB-1-2-6	16	279,84				
	3	1	6	SB-1-3-1	17	297,33	100	1815		
				SB-1-3-2	17	297,33				
				SB-1-3-3	17	297,33				
				SB-1-3-4	17	297,33				
				SB-1-3-5	16	279,84				
				SB-1-3-6	16	279,84				
	4	1	6	SB-1-4-1	17	297,33	100	1815		
				SB-1-4-2	17	297,33				
				SB-1-4-3	17	297,33				
				SB-1-4-4	17	297,33				
				SB-1-4-5	16	279,84				
				SB-1-4-6	16	279,84				
Sottocampo n°	Inverter n°	Ingresso Inverter n°	N° Stringbox x Inverter	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x Inverter	Potenza in ingresso x Inverter [kW]	Potenza Sottocampo [kW]	Anello 36kV n°
2	1	1	6	SB-2-1-1	17	297,33	101	1833,15	7296,30	L2
				SB-2-1-2	17	297,33				
				SB-2-1-3	17	297,33				
				SB-2-1-4	17	297,33				
				SB-2-1-5	17	297,33				
				SB-2-1-6	16	279,84				
	2	1	6	SB-2-2-1	17	297,33	101	1833,15		
				SB-2-2-2	17	297,33				
				SB-2-2-3	17	297,33				
				SB-2-2-4	17	297,33				
				SB-2-2-5	17	297,33				
				SB-2-2-6	16	279,84				
	3	1	6	SB-2-3-1	17	297,33	100	1815		
				SB-2-3-2	17	297,33				
				SB-2-3-3	17	297,33				
				SB-2-3-4	17	297,33				
				SB-2-3-5	16	279,84				
				SB-2-3-6	16	279,84				
	4	1	6	SB-2-4-1	17	297,33	100	1815		
				SB-2-4-2	17	297,33				
				SB-2-4-3	17	297,33				
				SB-2-4-4	17	297,33				
				SB-2-4-5	16	279,84				
				SB-2-4-6	16	279,84				

Sottocampo n°	Inverter n°	Ingresso Inverter n°	N° Stringbox x Inverter	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x Inverter	Potenza in ingresso x Inverter [kW]	Potenza Sottocampo [kW]	Anello 36kV n°
3	1	1	6	SB-3-1-1	17	297,33	101	1833,15	7296,3	L2
				SB-3-1-2	17	297,33				
				SB-3-1-3	17	297,33				
				SB-3-1-4	17	297,33				
				SB-3-1-5	17	297,33				
				SB-3-1-6	16	279,84				
	2	1	6	SB-3-2-1	17	297,33	101	1833,15		
				SB-3-2-2	17	297,33				
				SB-3-2-3	17	297,33				
				SB-3-2-4	17	297,33				
				SB-3-2-5	17	297,33				
				SB-3-2-6	16	279,84				
	3	1	6	SB-3-3-1	17	297,33	100	1815		
				SB-3-3-2	17	297,33				
				SB-3-3-3	17	297,33				
				SB-3-3-4	17	297,33				
				SB-3-3-5	16	279,84				
				SB-3-3-6	16	279,84				
	4	1	6	SB-3-4-1	17	297,33	100	1815		
				SB-3-4-2	17	297,33				
				SB-3-4-3	17	297,33				
				SB-3-4-4	17	297,33				
				SB-3-4-5	16	279,84				
				SB-3-4-6	16	279,84				
Sottocampo n°	Inverter n°	Ingresso Inverter n°	N° Stringbox x Inverter	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x Inverter	Potenza in ingresso x Inverter [kW]	Potenza Sottocampo [kW]	Anello 36kV n°
4	1	1	6	SB-4-1-1	17	297,33	101	1833,15	7278,15	L2
				SB-4-1-2	17	297,33				
				SB-4-1-3	17	297,33				
				SB-4-1-4	17	297,33				
				SB-4-1-5	17	297,33				
				SB-4-1-6	16	279,84				
	2	1	6	SB-4-2-1	17	297,33	101	1833,15		
				SB-4-2-2	17	297,33				
				SB-4-2-3	17	297,33				
				SB-4-2-4	17	297,33				
				SB-4-2-5	17	297,33				
				SB-4-2-6	16	279,84				
	3	1	6	SB-4-3-1	17	297,33	100	1815		
				SB-4-3-2	17	297,33				
				SB-4-3-3	17	297,33				
				SB-4-3-4	17	297,33				
				SB-4-3-5	16	279,84				
				SB-4-3-6	16	279,84				
	4	1	6	SB-4-4-1	17	297,33	99	1796,85		
				SB-4-4-2	17	297,33				
				SB-4-4-3	17	297,33				
				SB-4-4-4	16	279,84				
				SB-4-4-5	16	279,84				
				SB-4-4-6	16	279,84				

Sottocampo n°	Inverter n°	Ingresso Inverter n°	N° Stringbox x Inverter	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x Inverter	Potenza in ingresso x Inverter [kW]	Potenza Sottocampo [kW]	Anello 36kV n°
5	1	1	6	SB-5-1-1	17	297,33	101	1833,15	7278,15	L2
				SB-5-1-2	17	297,33				
				SB-5-1-3	17	297,33				
				SB-5-1-4	17	297,33				
				SB-5-1-5	17	297,33				
				SB-5-1-6	16	279,84				
	2	1	6	SB-5-2-1	17	297,33	101	1833,15		
				SB-5-2-2	17	297,33				
				SB-5-2-3	17	297,33				
				SB-5-2-4	17	297,33				
				SB-5-2-5	17	297,33				
				SB-5-2-6	16	279,84				
	3	1	6	SB-5-3-1	17	297,33	100	1815		
				SB-5-3-2	17	297,33				
				SB-5-3-3	17	297,33				
				SB-5-3-4	17	297,33				
				SB-5-3-5	16	279,84				
				SB-5-3-6	16	279,84				
	4	1	6	SB-5-4-1	17	297,33	99	1796,85		
				SB-5-4-2	17	297,33				
				SB-5-4-3	17	297,33				
				SB-5-4-4	16	279,84				
				SB-5-4-5	16	279,84				
				SB-5-4-6	16	279,84				
Sottocampo n°	Inverter n°	Ingresso Inverter n°	N° Stringbox x Inverter	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x Inverter	Potenza in ingresso x Inverter [kW]	Potenza Sottocampo [kW]	Anello 36kV n°
6	1	1	6	SB-6-1-1	17	297,33	101	1833,15	7278,15	L2
				SB-6-1-2	17	297,33				
				SB-6-1-3	17	297,33				
				SB-6-1-4	17	297,33				
				SB-6-1-5	17	297,33				
				SB-6-1-6	16	279,84				
	2	1	6	SB-6-2-1	17	297,33	101	1833,15		
				SB-6-2-2	17	297,33				
				SB-6-2-3	17	297,33				
				SB-6-2-4	17	297,33				
				SB-6-2-5	17	297,33				
				SB-6-2-6	16	279,84				
	3	1	6	SB-6-3-1	17	297,33	100	1815		
				SB-6-3-2	17	297,33				
				SB-6-3-3	17	297,33				
				SB-6-3-4	17	297,33				
				SB-6-3-5	16	279,84				
				SB-6-3-6	16	279,84				
	4	1	6	SB-6-4-1	17	297,33	99	1796,85		
				SB-6-4-2	17	297,33				
				SB-6-4-3	17	297,33				
				SB-6-4-4	16	279,84				
				SB-6-4-5	16	279,84				
				SB-6-4-6	16	279,84				

Sottocampo n°	Inverter n°	Ingresso Inverter n°	N° Stringbox x Inverter	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x Inverter	Potenza in ingresso x Inverter [kW]	Potenza Sottocampo [kW]	Anello 36kV n°
7	1	1	6	SB-7-1-1	18	314,82	105	1905,75	7586,7	L1
				SB-7-1-2	18	314,82				
				SB-7-1-3	18	314,82				
				SB-7-1-4	17	297,33				
				SB-7-1-5	17	297,33				
				SB-7-1-6	17	297,33				
	2	1	6	SB-7-2-1	18	314,82	105	1905,75		
				SB-7-2-2	18	314,82				
				SB-7-2-3	18	314,82				
				SB-7-2-4	17	297,33				
				SB-7-2-5	17	297,33				
				SB-7-2-6	17	297,33				
	3	1	6	SB-7-3-1	18	314,82	104	1887,6		
				SB-7-3-2	18	314,82				
				SB-7-3-3	17	297,33				
				SB-7-3-4	17	297,33				
				SB-7-3-5	17	297,33				
				SB-7-3-6	17	297,33				
	4	1	6	SB-7-4-1	18	314,82	104	1887,6		
				SB-7-4-2	18	314,82				
				SB-7-4-3	17	297,33				
				SB-7-4-4	17	297,33				
				SB-7-4-5	17	297,33				
				SB-7-4-6	17	297,33				
Sottocampo n°	Inverter n°	Ingresso Inverter n°	N° Stringbox x Inverter	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x Inverter	Potenza in ingresso x Inverter [kW]	Potenza Sottocampo [kW]	Anello 36kV n°
8	1	1	6	SB-8-1-1	18	314,82	105	1905,75	7568,55	L1
				SB-8-1-2	18	314,82				
				SB-8-1-3	18	314,82				
				SB-8-1-4	17	297,33				
				SB-8-1-5	17	297,33				
				SB-8-1-6	17	297,33				
	2	1	6	SB-8-2-1	18	314,82	104	1887,6		
				SB-8-2-2	18	314,82				
				SB-8-2-3	17	297,33				
				SB-8-2-4	17	297,33				
				SB-8-2-5	17	297,33				
				SB-8-2-6	17	297,33				
	3	1	6	SB-8-3-1	18	314,82	104	1887,6		
				SB-8-3-2	18	314,82				
				SB-8-3-3	17	297,33				
				SB-8-3-4	17	297,33				
				SB-8-3-5	17	297,33				
				SB-8-3-6	17	297,33				
	4	1	6	SB-8-4-1	18	314,82	104	1887,6		
				SB-8-4-2	18	314,82				
				SB-8-4-3	17	297,33				
				SB-8-4-4	17	297,33				
				SB-8-4-5	17	297,33				
				SB-8-4-6	17	297,33				

Sottocampo n°	Inverter n°	Ingresso Inverter n°	N° Stringbox x Inverter	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x Inverter	Potenza in ingresso x Inverter [kW]	Potenza Sottocampo [kW]	Anello 36kV n°
9	1	1	6	SB-9-1-1	18	314,82	105	1905,75	7568,55	L1
				SB-9-1-2	18	314,82				
				SB-9-1-3	18	314,82				
				SB-9-1-4	17	297,33				
				SB-9-1-5	17	297,33				
				SB-9-1-6	17	297,33				
	2	1	6	SB-9-2-1	18	314,82	104	1887,6		
				SB-9-2-2	18	314,82				
				SB-9-2-3	17	297,33				
				SB-9-2-4	17	297,33				
				SB-9-2-5	17	297,33				
				SB-9-2-6	17	297,33				
	3	1	6	SB-9-3-1	18	314,82	104	1887,6		
				SB-9-3-2	18	314,82				
				SB-9-3-3	17	297,33				
				SB-9-3-4	17	297,33				
				SB-9-3-5	17	297,33				
				SB-9-3-6	17	297,33				
	4	1	6	SB-9-4-1	18	314,82	104	1887,6		
				SB-9-4-2	18	314,82				
				SB-9-4-3	17	297,33				
				SB-9-4-4	17	297,33				
				SB-9-4-5	17	297,33				
				SB-9-4-6	17	297,33				
Sottocampo n°	Inverter n°	Ingresso Inverter n°	N° Stringbox x Inverter	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x Inverter	Potenza in ingresso x Inverter [kW]	Potenza Sottocampo [kW]	Anello 36kV n°
10	1	1	6	SB-10-1-1	18	314,82	105	1905,75	7568,55	L1
				SB-10-1-2	18	314,82				
				SB-10-1-3	18	314,82				
				SB-10-1-4	17	297,33				
				SB-10-1-5	17	297,33				
				SB-10-1-6	17	297,33				
	2	1	6	SB-10-2-1	18	314,82	104	1887,6		
				SB-10-2-2	18	314,82				
				SB-10-2-3	17	297,33				
				SB-10-2-4	17	297,33				
				SB-10-2-5	17	297,33				
				SB-10-2-6	17	297,33				
	3	1	6	SB-10-3-1	18	314,82	104	1887,6		
				SB-10-3-2	18	314,82				
				SB-10-3-3	17	297,33				
				SB-10-3-4	17	297,33				
				SB-10-3-5	17	297,33				
				SB-10-3-6	17	297,33				
	4	1	6	SB-10-4-1	18	314,82	104	1887,6		
				SB-10-4-2	18	314,82				
				SB-10-4-3	17	297,33				
				SB-10-4-4	17	297,33				
				SB-10-4-5	17	297,33				
				SB-10-4-6	17	297,33				

Sottocampo n°	Inverter n°	Ingresso Inverter n°	N° Stringbox x Inverter	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x Inverter	Potenza in ingresso x Inverter [kW]	Potenza Sottocampo [kW]	Anello 36kV n°
11	1	1	6	SB-11-1-1	18	314,82	105	1905,75	7568,55	L1
				SB-11-1-2	18	314,82				
				SB-11-1-3	18	314,82				
				SB-11-1-4	17	297,33				
				SB-11-1-5	17	297,33				
				SB-11-1-6	17	297,33				
	2	1	6	SB-11-2-1	18	314,82	104	1887,6		
				SB-11-2-2	18	314,82				
				SB-11-2-3	17	297,33				
				SB-11-2-4	17	297,33				
				SB-11-2-5	17	297,33				
				SB-11-2-6	17	297,33				
	3	1	6	SB-11-3-1	18	314,82	104	1887,6		
				SB-11-3-2	18	314,82				
				SB-11-3-3	17	297,33				
				SB-11-3-4	17	297,33				
				SB-11-3-5	17	297,33				
				SB-11-3-6	17	297,33				
	4	1	6	SB-11-4-1	18	314,82	104	1887,6		
				SB-11-4-2	18	314,82				
				SB-11-4-3	17	297,33				
				SB-11-4-4	17	297,33				
				SB-11-4-5	17	297,33				
				SB-11-4-6	17	297,33				
Sottocampo n°	Inverter n°	Ingresso Inverter n°	N° Stringbox x Inverter	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x Inverter	Potenza in ingresso x Inverter [kW]	Potenza Sottocampo [kW]	Anello 36kV n°
12	1	1	6	SB-12-1-1	18	314,82	105	1905,75	7568,55	L1
				SB-12-1-2	18	314,82				
				SB-12-1-3	18	314,82				
				SB-12-1-4	17	297,33				
				SB-12-1-5	17	297,33				
				SB-12-1-6	17	297,33				
	2	1	6	SB-12-2-1	18	314,82	104	1887,6		
				SB-12-2-2	18	314,82				
				SB-12-2-3	17	297,33				
				SB-12-2-4	17	297,33				
				SB-12-2-5	17	297,33				
				SB-12-2-6	17	297,33				
	3	1	6	SB-12-3-1	18	314,82	104	1887,6		
				SB-12-3-2	18	314,82				
				SB-12-3-3	17	297,33				
				SB-12-3-4	17	297,33				
				SB-12-3-5	17	297,33				
				SB-12-3-6	17	297,33				
	4	1	6	SB-12-4-1	18	314,82	104	1887,6		
				SB-12-4-2	18	314,82				
				SB-12-4-3	17	297,33				
				SB-12-4-4	17	297,33				
				SB-12-4-5	17	297,33				
				SB-12-4-6	17	297,33				

Sottocampo n°	Inverter n°	Ingresso Inverter n°	N° Stringbox x Inverter	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x Inverter	Potenza in ingresso x Inverter [kW]	Potenza Sottocampo [kW]	Anello 36kV n°
13	1	1	6	SB-13-1-1	18	314,82	105	1905,75	7568,55	L1
				SB-13-1-2	18	314,82				
				SB-13-1-3	18	314,82				
				SB-13-1-4	17	297,33				
				SB-13-1-5	17	297,33				
				SB-13-1-6	17	297,33				
	2	1	6	SB-13-2-1	18	314,82	104	1887,6		
				SB-13-2-2	18	314,82				
				SB-13-2-3	17	297,33				
				SB-13-2-4	17	297,33				
				SB-13-2-5	17	297,33				
				SB-13-2-6	17	297,33				
	3	1	6	SB-13-3-1	18	314,82	104	1887,6		
				SB-13-3-2	18	314,82				
				SB-13-3-3	17	297,33				
				SB-13-3-4	17	297,33				
				SB-13-3-5	17	297,33				
				SB-13-3-6	17	297,33				
	4	1	6	SB-13-4-1	18	314,82	104	1887,6		
				SB-13-4-2	18	314,82				
				SB-13-4-3	17	297,33				
				SB-13-4-4	17	297,33				
				SB-13-4-5	17	297,33				
				SB-13-4-6	17	297,33				
<b>TOTALE</b>		<b>52</b>	<b>312</b>		<b>5329</b>		<b>5329</b>	<b>96721,35</b>	<b>96721,35</b>	

*N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.*

## 9. PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti previsti sono tali da assicurare una durata di vita adeguata alla stima della vita utile dell'impianto dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio. La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando la relazione:

$$IB \leq IN \leq IZ \quad \text{e} \quad If \leq 1,45 IZ$$

dove

IB = corrente d'impiego del cavo

IN = portata del cavo in aria a 30°C, relativa al metodo d'installazione previsto nelle Tabelle I o II della Norma CEI-UNEL 35025

IZ = portata del cavo nella condizione d'installazione specificata (tipo di posa e temperatura ambiente)

If = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, IB risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaici in corrispondenza della loro potenza di picco (MPPT), mentre IN e If possono entrambe essere poste uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa. In assenza di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti, la seconda relazione non risulta applicabile alla parte in corrente continua.

## 10. PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale. Pertanto, avendo già tenuto conto di tali valori nel calcolo della portata dei cavi in regime permanente, anche la protezione contro il corto circuito risulta assicurata.

Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter. L'interruttore magnetotermico posto a valle dell'inverter agisce da rincalzo all'azione del dispositivo di protezione interno.

## 11. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente continua che in corrente alternata è da considerarsi in bassa tensione.

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali ma fissati alle strutture di sostegno e quindi soggetti a sollecitazioni meccaniche prevedibili.

In ogni caso valgono le prescrizioni riportate nella Norma CEI 64-8 Parte 4 "Prescrizioni per la sicurezza".

## 12. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

L'inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici di impianto sono da considerarsi come sistema TN-S. La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse, ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di Classe II (moduli fotovoltaici);
- i dispositivi di protezione intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 5 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50V.

### 13. SISTEMA DI CORRENTE CONTINUA (IT)

Il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici e dai loro collegamenti agli inverter è un sistema denominato flottante cioè senza punto di contatto a terra. La protezione nei confronti dei contatti indiretti è assicurata, in questo caso, dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale IAN  $\geq$  30 mA
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici, suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici. Si prevede pertanto di collegare con un conduttore equipotenziale da 6 mm<sup>2</sup> un punto metallico per ogni struttura di fissaggio e, a tale proposito, in fase di montaggio dovrà essere verificato che tra le strutture metalliche non vi siano interposte parti isolanti costituite da anelli di plastica o gomma, parti ossidate o altro. Questo per far sì che, dati i numerosi punti di collegamento, si possa supporre con certezza la continuità elettrica per struttura. In fase di collaudo la continuità elettrica dovrà comunque essere verificata.

I circuiti equipotenziali così ottenuti faranno capo, ognuno con apposito capocorda e bullone, ad una sbarra di terra in rame forata. Un conduttore di terra di idonea sezione verrà steso per collegare i collettori sopra descritti.

### 14. MISURE DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO DELLA RETE ELETTRICA

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 0-16 e s.i.m.. L'impianto risulta pertanto equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su 3 livelli: Dispositivo del generatore; Dispositivo di interfaccia; Dispositivo generale.

#### Dispositivo di generatore:

Gli inverter sono internamente protetti contro il cortocircuito e il sovraccarico. Il riconoscimento della presenza di guasti interni provoca l'immediato distacco dell'inverter dalla rete elettrica.

#### Dispositivo di interfaccia:

Il dispositivo di interfaccia deve provocare il distacco dell'intero sistema di generazione in caso di guasto sulla rete elettrica.

In particolare, secondo quanto previsto dal documento di unificazione ENEL il riconoscimento di eventuali anomalie sulla rete avviene considerando come anormali le condizioni di funzionamento che fuoriescono dai limiti di tensione e frequenza di seguito indicati:

- minima tensione: 0,8 V<sub>n</sub>
- massima tensione: 1,2 V<sub>n</sub>
- minima frequenza: 49,7 Hz
- massima frequenza: 50,3 Hz

La protezione offerta dal dispositivo di interfaccia impedisce, tra l'altro, che l'inverter continui a funzionare, con particolari configurazioni di carico, anche nel caso di black-out esterno. Questo fenomeno, detto funzionamento in isola, viene evitato, soprattutto perché può tradursi in condizioni di pericolo per il personale addetto alla ricerca e alla

riparazione dei guasti. Nel progetto in esame, il dispositivo di interfaccia risulta fisicamente installato esternamente agli inverter. Le funzioni di protezioni del dispositivo di interfaccia sono appositamente certificate da un Ente facente capo alla EA.

#### Dispositivo generale

Il dispositivo generale ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Per l'impianto in oggetto è sufficiente la protezione contro il corto circuito e il sovraccarico. L'esecuzione del dispositivo generale deve soddisfare i requisiti sul sezionamento della Norma CEI 64-8. La protezione sarà tipo magnetotermica con relè differenziale.

### 15. COLLEGAMENTI ELETTRICI

I terminali di ognuna delle stringhe confluiranno verso i quadri di sezionamento stringhe e da questi agli inverter, con percorso prima in tubo corrugato HDPE e poi in canalina portacavi. Il percorso dagli inverter al quadro di parallelo o avverrà sempre in canalina portacavi.

Assieme ai cavi di potenza, dal generatore fotovoltaico andranno posati, all'interno della medesima canalizzazione, anche i collegamenti equipotenziali delle strutture di fissaggio; si dovranno collegare tutti i traversi insieme tramite uno spezzone di cavo G/V, fissato con capocorda ad occhiello e bullone in acciaio inox. La serie delle strutture di ciascuna stringa dovrà quindi essere collegata alla barra equipotenziale.

### 16. IMPIANTO DI MESSA A TERRA

L'impianto di terra dell'impianto fotovoltaico ha lo scopo di assicurare la messa a terra delle carpenterie metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici, degli involucri dei quadri elettrici al fine di prevenire pericoli di elettrocuzione per tensioni di contatto e di passo secondo le Norme CEI 11-1. Il layout della rete di terra dovrà essere progettato utilizzando picchetti di acciaio zincato e/o maglia di terra in rame nudo e deve dare le prestazioni attese secondo la normativa vigente. Particolare cura deve essere rivolta ad evitare che nelle zone di contatto rame/superficie di acciaio zincato si formino coppie elettrochimiche soggette a corrosione per effetto delle correnti di dispersione dei moduli fotovoltaici (corrente continua). Non è permessa la messa a terra delle cornici dei moduli fotovoltaici.

### 17. SISTEMA DI MONITORAGGIO

Il sistema di monitoraggio prevede la possibilità di evidenziare le grandezze di interesse del funzionamento dell'impianto attraverso opportuno software di interfaccia su di un PC collegato al sistema di acquisizione dati via RS485, Modbus TCP, gateway e attraverso modem anche da remoto.

L'hardware del sistema sarà composto da:

- Sistema SCADA (data logger dotato anche di ingressi per le grandezze meteo);
- interfaccia RS 485;
- sensore di temperatura ambiente;

- sensore di irraggiamento;
- sensore di vento (velocità e direzione);
- linee di collegamento via RS 485 e Modbus TCP.

## 18. SISTEMI DI PROTEZIONE, REGOLAZIONE E CONTROLLO

Le caratteristiche generali d'impianto, il campo di funzionamento necessario per la connessione alla rete AT ed in particolare i sistemi di protezione, regolazione e controllo saranno conformi a quanto prescritto dall'Allegato A.68 di Terna "CENTRALI FOTOVOLTAICHE" – Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT.

## 19. LINEE ELETTRICHE IN CAVO INTERRATO – ATTRAVERSAMENTI DI CANALI TIPICI

Qualora il tracciato delle linee MT dovessero presentare degli attraversamenti di canale, saranno eseguiti con una delle soluzioni tecniche descritte nelle tavole allegate nella documentazione progettuale e conformi a quanto indicato nella Norma CEI 1-17.

## 20. LINEE ELETTRICHE IN CAVO INTERRATO – DISTANZE DI RISPETTO DA IMPIANTI E OPERE INTERFERENTI TIPICI

Le interferenze che si dovessero presentare lungo il tracciato delle linee MT saranno trattate con una delle soluzioni tecniche descritte nelle tavole allegate nella documentazione progettuale e conformi a quanto indicato nella Norma CEI 1-17.

## 21. NORMATIVA TECNICA

Tutti i componenti dell'impianto avranno caratteristiche conformi a quanto previsto dalla normativa emessa dagli organismi normatori internazionali, al fine di garantire la sicurezza, affidabilità ed efficienza.

Si precisa che i seguenti riferimenti possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;
- CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici;
- CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- CEI 11-20 + V1 e V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 50110-1 CEI (11-48) Esercizio degli impianti elettrici;

- CEI EN 50160 CEI (8-9) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica;
- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- Norma CEI 0-14 "Guida all'applicazione del DPR 462/01 relativa alla semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra degli impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi";
- Norma CEI 11-4 "Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne";
- Norma CEI 11-32 "Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria";
- Norma CEI 11-46 "Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi – Progettazione, costruzione, gestione ed utilizzo – Criteri generali di posa";
- Norma CEI 11-47 "Impianti tecnologici sotterranei – Criteri generali di posa";
- Norma CEI 11-61 "Guida all'inserimento ambientale delle linee aeree esterne e delle stazioni elettriche";
- Norma CEI 11-62 "Stazioni del cliente finale allacciate a reti di terza categoria";
- Norma CEI 64-8 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua";
- Norma CEI 103-6 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto";
- Norma CEI EN 50086 2-4 "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati"
- Decreto Legislativo 9 Aprile 2008 n. 81 - "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro";
- D.P.R. 22 Ottobre 2001 n. 462 "Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi";
- Decreto Legislativo 1 agosto 2003 n. 259 "Codice delle comunicazioni elettroniche";
- D.M. 12 Settembre 1959 "Attribuzione dei compiti e determinazione delle modalità e delle documentazioni relative all'esercizio delle verifiche e dei controlli previste dalle norme di prevenzione degli infortuni sul lavoro";
- Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici (R.D. n. 1775 del 11/12/1933);
- Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne (R.D. n. 1969 del 25/11/1940) e successivi aggiornamenti (D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 e D.M. n. 449 del 21/3/1988);
- "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne" (D.M. n. 449 del 21/03/1988);
- "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne" (D.M. 16/01/1991) e successivi aggiornamenti (D.M. 05/08/1998);
- "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)" (D.P.C.M del 8/07/2003).