

**IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "PV GROTTAGLIE"  
CON POTENZA NOMINALE DI 35,3276 MVA  
E POTENZA INSTALLATA DI 39.807,6 MWp**

**REGIONE PUGLIA**

PROVINCIA di TARANTO  
COMUNE di GROTTAGLIE

OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN NEI COMUNI DI GROTTAGLIE E TARANTO

PROGETTO DEFINITIVO

Tav.:	Titolo:
R04	Calcoli preliminari impianti

Scala:	Formato Stampa:	Codice Identificatore Elaborato
n.a.	A4	R04_CalcoliPreImpianti_04

Progettazione:	Committente:
 <b>Dott. Ing. Fabio CALCARELLA</b> Studio Tecnico Calcarella Via Vito Mario Stampacchia, 48 - 73100 Lecce Mob. +39 340 9243575 fabio.calcarella@gmail.com - fabio.calcarella@ingpec.eu	<b>PV - INVEST ITALIA S.R.L.</b> Indirizzo: Via Sant'Osvaldo, 67 - 39100 Bolzano (BZ) P.IVA: 03047190214 - REA: BZ - 227293 PEC: pvinvestitaliasrl@legalmail.it
 	

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Settembre 2024	Prima emissione	STC	FC	PV - INVEST ITALIA s.r.l.

## Sommario

1. OGGETTO DEL DOCUMENTO .....	2
2. DATI GENERALI DEL PROPONENTE.....	3
3. DESCRIZIONE SINTETICA DELLE OPERE .....	4
4. CALCOLI PRELIMINARI IMPIANTI .....	8
4.1. Potenza Totale installata e Potenza Immessa in Rete.....	8
4.2. Tensione di stringa – Quadri Stringa .....	8
4.2.1. Unità PCS <i>Power Center System</i> .....	10
4.3. Cavidotti BT e MT interni all’impianto.....	15
4.4. Cavidotti MT esterno all’area di impianto.....	16
4.5. Calcolo della producibilità .....	16
4.6. Rete di terra di impianto fotovoltaico .....	19
4.6.1. Verifiche di idoneità dell’impianto.....	19
4.6.2. Efficienza dell’impianto di terra per tensioni di contatto .....	19
4.6.3. Rete di terra Cabina di Raccolta e dei PCS.....	20
4.6.4. Calcolo di verifica di efficienza della rete di terra .....	21

## 1. OGGETTO DEL DOCUMENTO

Oggetto della presente trattazione è la descrizione tecnica della componente “fotovoltaica” di un **impianto agrivoltaico** denominato “**PV Grottaglie**” con potenza installata di 39.807,6 kWp a fronte di una potenza immessa in rete pari a **35.250 kW**, costituito da:

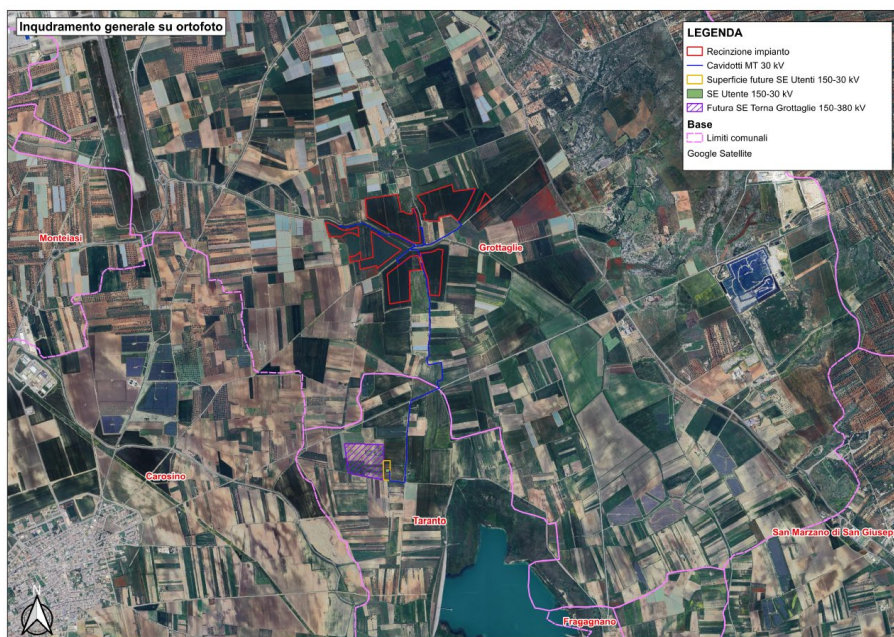
- Componente agricola, descritta nella Relazione Tecnica Agronomica;
- Componente fotovoltaica, descritta nella presente Relazione Tecnica unitamente alle opere di connessione alla RTN.

**L’impianto agrivoltaico** realizzato con inseguitori solari mono-assiali è localizzato su di una vasta area nel territorio di Grottaglie, occupando una superficie complessiva di **46,85** ha (area recintata) al fronte di una superficie disponibile di oltre **73** ha. L’impianto fotovoltaico sarà composto da moduli fotovoltaici su inseguitori mono assiali, cabine di raccolta, piste carrabili, recinzioni, cavidotti interrati.

La soluzione tecnica di connessione elaborata da TERNA s.p.a. (Codice Pratica 201901410), prevede che l’impianto fotovoltaico sia collegato in antenna a 150 kV sulla sezione 150 kV di una nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea 380 kV “Erchie 380 – Taranto N2”.

Pertanto **per il progetto in esame è prevista la realizzazione della SSE Utente 30/150 kV** che consiste in sintesi:

- Realizzazione della SSE Utente
- Realizzazione delle sbarre AT 150 kV
- realizzazione di uno stallo di trasformazione con un trasformatore da 40 MVA
- edificio MT – BT – ausiliari
- opere di rete per la connessione



**Inquadramento generale su Ortofoto**

Ai sensi dell'art. 12 comma 1 del D.Lgs. n. 387/2003 l'opera in progetto è considerata di pubblica utilità ed indifferibile ed urgente. Ai sensi del comma 3 del medesimo articolo, la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili è soggetta ad autorizzazione unica rilasciata dalla regione o dalle provincie delegate dalla regione.

Tutta la progettazione è stata sviluppata utilizzando tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo; considerando che la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione potranno cambiare le tecnologie e le caratteristiche delle componenti principali (moduli fotovoltaici, inverter, strutture di supporto), ma resteranno invariate le caratteristiche complessive e principali dell'intero impianto in termini di potenza massima di produzione, occupazione del suolo e fabbricati.

## 2. DATI GENERALI DEL PROPONENTE

Il soggetto proponente dell'iniziativa è la società **PV – Invest Italia s.r.l.**

La società è iscritta nella Sezione Ordinaria della Camera di Commercio Industria Agricoltura ed Artigianato di Bolzano,

- Sede: Via Sant' Osvaldo, 67 39100 Bolzano (BZ)
- Numero REA: BZ-227293
- C.F. e P.IVA N. 03047190214

---

### 3. DESCRIZIONE SINTETICA DELLE OPERE

Le aree di intervento si sviluppano interamente sul territorio comunale di Grottaglie (TA) e più precisamente nei pressi della Masseria Montedoro, dove si sviluppa la Macro Area A e della Masseria Misicuro dove si sviluppano le Macro Aree B, e C.

Le Macro Aree, nei punti più prossimi, distano circa 3,5 km in direzione nord dalla periferia abitata di Grottaglie e circa 3,1 km a sud-ovest dalla periferia abitata di Carosino. Queste Macro Aree sono chiuse a sud dalla SS603 e a est dalla SP86.

- a) Macro Area A, suddivisa in due campi – superficie complessive 35,3 ha circa ubicata a sud dell'abitato
- b) Macro Area B - suddivisa in due campi – superficie complessive 15,23 ha circa ubicata anche essa a sud dell'abitato
- c) Macro Area C - suddivisa in due campi – superficie complessive 22,7 ha circa ubicata a sud dell'abitato

Le aree di impianto sono del tutto pianeggianti e quote s.l.m. comprese tra 70 e 100 m, attualmente investite a seminativo.

I singoli moduli fotovoltaici hanno una potenza di 700 W e sono raggruppati in stringhe da 28 moduli. I moduli di una stessa stringa sono collegati tra di loro in serie e posizionati tutti su uno stesso inseguitore (1 inseguitore = 1 stringa elettrica). La tensione Voc di ciascun modulo è pari a 50.14 V e pertanto la tensione di stringa è pari a 1.403,92 V in c.c.

Per il presente progetto si prevede di collegare da 10 ad un massimo di 20 stringhe che “convergono” in un quadro di parallelo mentre per le unità PCS sono previste configurazioni differenti per campo con l'utilizzo di inverter con potenza da 1.250 kVA ad un massimo di 4.000 kVA accoppiato ad un trasformatore con potenza da 2.000 a 4.000 kVA per l'innalzamento di tensione a 30 kV in uscita.



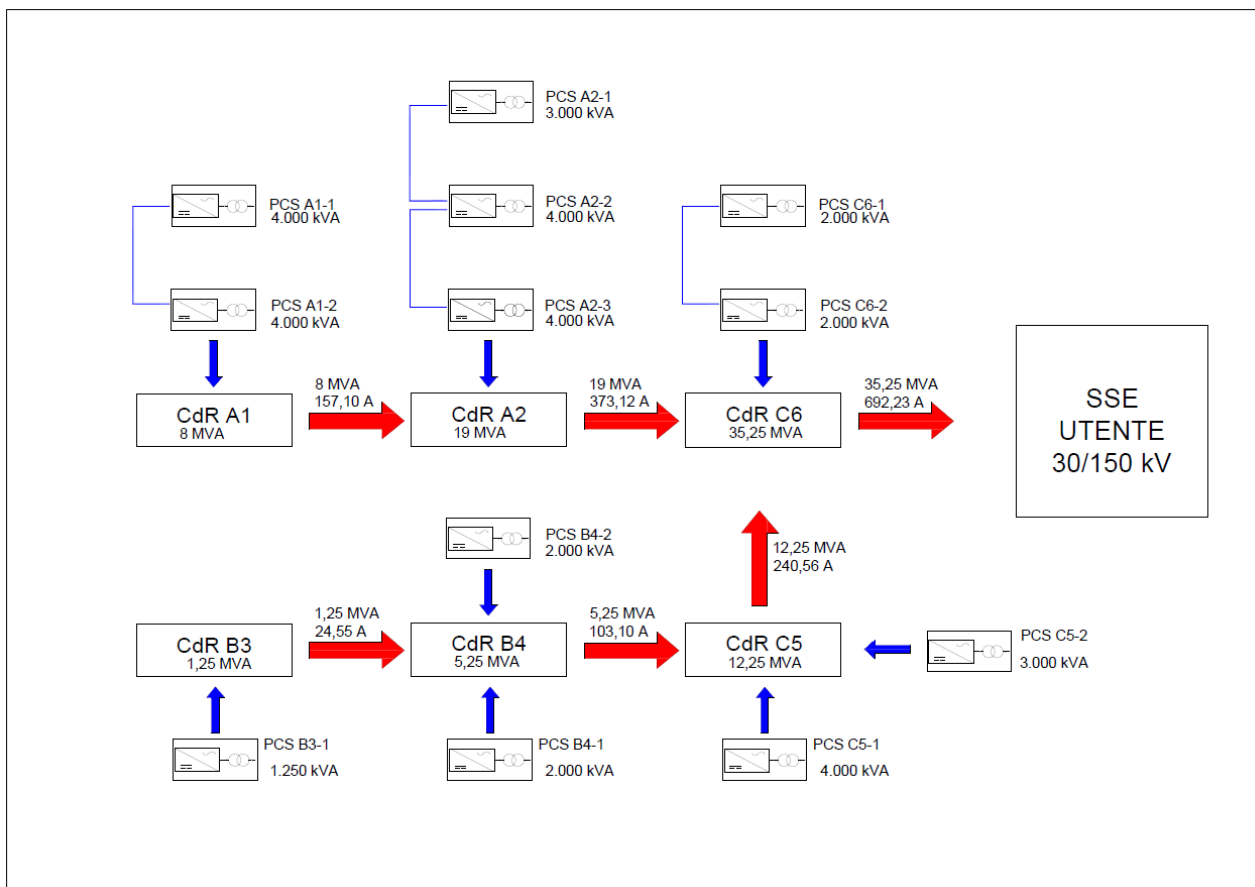
**Unità PCS – Power Center System – Inverter + Trafo**

In tabella a seguire viene evidenziata la divisione degli elementi costitutivi dell'impianto per ciascun campo e macro area,

Campo	Num. Tracker	Moduli per Tracker	Pot. modulo kWp	Potenza installata MWp	Potenza Inverter MVA	Numero Inverter	Potenza Nominale	Corrente (A)
Campo A1	521	28	0,7	10,212	4	2	8	157,10
Campo A2	592	28	0,7	11,603	4+3	2+1	11	216,02
<b>Macro Area A</b>	<b>1.113</b>	-	-	<b>21,81</b>	-	<b>5</b>	<b>19</b>	<b>373,12</b>
Campo B3	54	28	0,7	1,058	1,25	1	1,25	24,55
Campo B4	250	28	0,7	4,900	2	2	4	78,55
<b>Macro Area B</b>	<b>304</b>	-	-	<b>5,96</b>	-	<b>3</b>	<b>5,25</b>	<b>103,10</b>
Campo C5	358	28	0,7	7,017	4+3	1+1	7	137,46
Campo C6	256	28	0,7	5,018	2	2	4	78,55
<b>Macro Area C</b>	<b>614</b>	-	-	<b>12,03</b>	-	<b>4</b>	<b>11</b>	<b>216,02</b>
<b>TOT</b>	<b>2.031</b>	-	-	<b>39,81</b>	-	<b>12</b>	<b>35,25</b>	<b>692,23</b>

- Prima colonna: denominazione campo e della macro area;
- Seconda colonna: il numero dei tracker installati;
- Terza colonna: numero di moduli per singolo tracker;
- Quarta colonna: potenza modulo FV
- Quinta colonna: potenza installata complessiva del campo o macro area;
- Sesta colonna: potenza dispositivo Inverter;
- Settima colonna: numero di dispositivi inverter;
- Ottava colonna: potenza nominale del campo o macro area;
- Nona colonna: Corrente.

Per ogni campo è prevista la costruzione di una Cabina di Raccolta, a seguire lo schema a blocchi,



**Schema a Blocchi rete MT 30 kV**

In sintesi il progetto per l'impianto fotovoltaico prevede:

- **56.868** moduli fotovoltaici di potenza unitaria paria a 700 Wp, installati su strutture di sostegno in acciaio di tipo mobile (inseguitori), con relativi motori elettrici per la movimentazione sull'asse est-ovest. Le strutture saranno ancorate al suolo tramite paletti in acciaio direttamente infissi nel terreno; **evitando qualsiasi struttura in calcestruzzo, riducendo sia i movimenti di terra (scavi e rinterrì) che le opere di ripristino conseguenti.** È previsto in particolare che siano installati **2.031** inseguitori che sostengono 28 moduli, questi occuperanno le aree come di seguito definito:
  - 1.113 per la macro area A,
  - 304 per la macro area B,
  - 614 per la macro area C;
- **2.031** stringhe, ciascuna costituita da 28 moduli da 700 Wp ciascuno, collegati in serie. Tensione di stringa 1.403,92 V in BTcc e corrente di stringa 16,62 A;
- **112** Quadri di parallelo Stringhe a cui afferiranno un massimo di 13 stringhe (in parallelo);
- **12** PCS cabinati (*Power Center System*) preassemblati in stabilimento dal fornitore e contenuti il gruppo conversione / trasformazione, di dimensioni (**L x H x p**) **6,10 x 3,10 x 2,50 m**, cioè le dimensioni standard di un container metallico da 20' (piedi);
- **6** Cabina di Raccolta (**CdR**), una per ciascuno dei Campi delle rispettive macro aree A-B-C queste per la raccolta dell'energia prodotta dall'impianto avente dimensioni pari a (**L, H, p**) **9,70 x 3,07 x 3,20 m**;
- Tutta la rete posata in cavidotto, ovvero dei cavi BT in c.c. (cavi solari) e relativa quadristica elettrica (quadri di parallelo stringhe), dei cavi MT in c.a. situati in campo e relativa quadristica elettrica di comando, gli strumenti di manovra, protezione e controllo alloggiati nelle CdR;
- La realizzazione della **SSE elettrica di trasformazione 30/150 kV**, realizzazione di un nuovo stallo AT completo di trasformatore da 40 MVA ciascuno e i relativi locali tecnici atti ad ospitare le apparecchiature BT, MT, di comando, di controllo e di misura.



## 4. CALCOLI PRELIMINARI IMPIANTI

Di seguito si riportano i principali calcoli preliminari degli impianti.

### 4.1. Potenza Totale installata e Potenza Immessa in Rete

La Potenza Totale Installata è data dal numero di moduli fotovoltaici moltiplicato per la potenza nominale di ciascun modulo.

Numero totale moduli PV	Potenza nominale singolo modulo PV	Potenza Totale Installata
56.868	700 Wp	39.807,6 kWp

Dalla tabella si evince una **Potenza Totale Installata di 39.807,6 kWp**

La Potenza in immissione è data dalla somma della potenza lato AC in uscita dagli inverter di impianto.

L'inverter effettuerà la conversione da BTcc in BTca dell'energia ed il trasformatore l'innalzamento di tensione a 30 kV. È prevista l'installazione di:

MACROAREA	CAMPO	Power Center System - Configurazione Inverter/Trafo						Totale PCS/Campo	Ptot.nom. Campo	Ptot.nom. Macroarea
		Configurazione TIPO 1			Configurazione TIPO 2					
		Inverter kVA	Trafo kVA	Numero PCS	Inverter kVA	Trafo kVA	Numero PCS			
A	A1	4.000	4.000	2	-	-	-	5	8000	19.000
	A2	4.000	4.000	2	3.000	3.150	1		11000	
B	B3	1.250	1.250	1				3	1250	5.250
	B4	2.000	2.000	2					4000	
C	C5	4.000	4.000	1	3.000	3.150	1	4	7000	11.000
	C6	2.000	2.000	2			-		4000	

(Figura 1)

**per una potenza totale massima in immissione pari a 35.250 kVA**

### 4.2. Tensione di stringa – Quadri Stringa

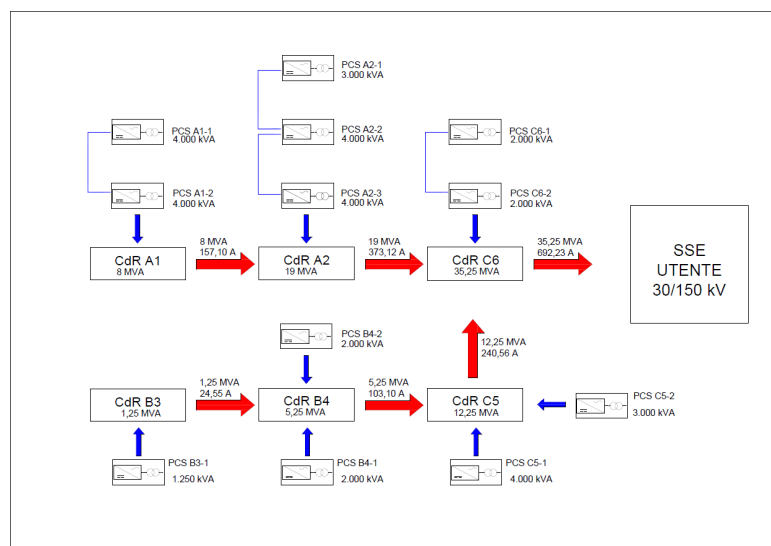
Da un punto di vista elettrico, il generatore fotovoltaico è costituito da stringhe. Ciascuna stringa di progetto è formata da 28 moduli collegati in serie, la tensione di stringa è data dalla somma delle tensioni a vuoto dei singoli moduli che la compongono, mentre la corrente di stringa coincide con la corrente del singolo modulo.

Moduli per stringa	V <sub>oc</sub> (V) - STC	I <sub>mp</sub> (A) – STC	Tensione stringa V c.c.
28	50,14	16,62	1.403,92 V

Per il progetto in esame si prevede che la stringa sia alloggiata sull'inseguitore da 28 moduli, in pratica abbiamo un inseguitore per ciascuna stringa.

	Pot. Modulo (Wp)	Numero moduli	N° di stringhe
<b>Tracker 28 moduli</b>	<b>700</b>	<b>28</b>	<b>1</b>

L'energia prodotta dalle stringhe afferisce nei Quadri di Parallelo Stringhe, posizionati in campo in prossimità delle strutture di sostegno dei moduli. L'energia raccolta in ciascuno di essi viene poi trasportata al PCS (Power Center System) contenenti il gruppo conversione/trasformazione. Qui l'inverter effettuerà la conversione da BTcc in BTca dell'energia ed il trasformatore l'innalzamento di tensione a 30 kV, successivamente mediante cavidotti MT afferirà alla SSE Utente sullo stallo da realizzare per il quale è stato previsto un trasformatore da 40 MW, finalizzando l'immissione alla RTN mediante cavidotto AT esistente a 150 kV presso la futura SE TERNA "Taranto 380" (380/150 kV).



**Schema a blocchi di collegamento tra Cabine di Raccolta ed SSE**

#### **4.2.1. Unità PCS *Power Center System***

L'energia in uscita dai Quadri Stringa afferisce ai cabineti del PCS posizionati nell'area di impianto.

Gli inverter hanno le seguenti principali caratteristiche:

# MV POWER STATION

## 1000SC / 1250SC / 1600SC / 1800SC / 2000SC

Technical Data	MV Power Station 1000SC	MV Power Station 1250SC
<b>Input (DC)</b>		
Max. DC power (at cos φ = 1)	1,120 kW	1,426 kW
Max. input voltage	1,000 V	1,000 V
MPP voltage range (at 25°C / at 50°C) <sup>1,2</sup>	449 V to 850 V / 430 V to 850 V	529 V to 850 V / 500 V to 850 V
Rated input voltage	449 V	529 V
Max. input current	2 x 1,250 A	2 x 1,350 A
Number of independent MPP inputs	2	2
Number of DC inputs	18	18
<b>Output (AC) on the Medium-Voltage Side</b>		
AC power (at 25°C / at 40°C / at 50°C) <sup>3</sup>	1,100 kVA / 1,040 kVA / 1,000 kVA	1,375 kVA / 1,300 kVA / 1,250 kVA
Nominal AC voltage	20 kV	20 kV
Optional nominal voltages	6.6 kV to 35 kV	6.6 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11y11 / YNd11d11	● / ○	● / ○
Max. output current at 20 kV	32 A	40 A
Max. total harmonic distortion	< 3%	< 3%
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>4</sup>	1 / 0.9 overexcited to 0.9 underexcited	
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	3 / 3
<b>Overall Efficiency<sup>5</sup></b>		
Max. efficiency	97.6%	97.7%
European weighted efficiency	97.4%	97.5%
<b>Protective Devices</b>		
Input-side disconnection point	Motor-driven DC load-break switch	
Output-side disconnection point	○ (load-break switch with HV/HVR fuses or circuit breaker)	
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	
Grid monitoring / PV system monitoring	● / ○ (via Sunny Portal)	
DC ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	○ / ○
DC insulation monitoring	○	○
Galvanic isolation	●	●
Protection class (according to IEC 62103) <sup>6</sup>	I	I
Arc fault resistance (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	IAC A 20 kA 1 s
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D) <sup>7</sup>	6,058 m / 2,591 m / 2,438 m	6,058 m / 2,591 m / 2,438 m
Weight	< 14 t	< 14 t
Operating temperature range -25°C to +40°C / +55°C <sup>8</sup>	● / ○	● / ○
Self-consumption (at rated operation) / self-consumption (at night) <sup>9</sup>	< 3,800 W <sup>9</sup> / < 200 W + 770 W	< 3,800 W <sup>9</sup> / < 200 W + 950 W
Internal auxiliary supply voltage	230 / 400 V (3 / N / PE), 50/60 Hz	230 / 400 V (3 / N / PE), 50/60 Hz
Degree of protection according to IEC 60529 <sup>10</sup>	IP23D, IP00	IP23D, IP00
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S2)	● / ○	● / ○
Application / use in chemically active environment	In unprotected outdoor environments / ○	In unprotected outdoor environments / ○
Maximum permissible value for relative humidity	15% to 95%	15% to 95%
Max. operating altitude above mean sea level 1,000 m / >1,000 m to 3,000 m	● / ○	● / ○
Fresh air consumption (inverter)	6,000 m <sup>3</sup> /h	6,000 m <sup>3</sup> /h
<b>Features</b>		
DC connection	Ring terminal lug	Ring terminal lug
AC connection, MV side	Outer-cone angle plug	Outer-cone angle plug
Display	LC graphic display	
Communication / protocols	Ethernet (optical fiber optional) / Modbus	
SC-COM / Communit	● / ○	
Station enclosure color	RAL 7004	
Transformer for internal power supply 6 kVA / 10 kVA / 20 kVA / 30 kVA	○	
Medium-voltage switchgear	○	
Standards (more available on request)	IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1	
Available SUNNY CENTRAL inverters	2 x SC 500CPXT	2 x SC 630CPXT
Available SUNNY CENTRAL STORAGE battery inverters	2 x SCS 500	2 x SCS 630
● Standard features ○ Optional features – Not available		
Type designation	MVPS 1000SC 21	MVPS 1250SC 21

MV Power Station 1600SC	MV Power Station 1800SC	MV Power Station 2000SC	
1,796 kW	2,020 kW	2,244 kW	
1,000 V	1,000 V	1,000 V	
641 V to 850 V / 583 V to 850 V	722 V to 850 V / 656 V to 850 V	688 V to 850 V / 596 V to 850 V	
641 V	722 V	688 V	
2 x 1,400 A	2 x 1,400 A	2 x 1,635 A	
2	2	2	
18	18	16	
1,760 kVA / 1,664 kVA / 1,600 kVA	1,980 kVA / 1,872 kVA / 1,800 kVA	2,200 kVA / 2,000 kVA / 1,800 kVA	
20 kV	20 kV	20 kV	
6.6 kV to 35 kV	6.6 kV to 35 kV	6.6 kV to 35 kV	
50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	
● / ○	● / ○	● / ○	
51 A	58 A	64 A	
< 3%	< 3%	< 3%	
	1 / 0.9 overexcited to 0.9 underexcited		
3 / 3	3 / 3	3 / 3	
97.6%	97.6%	97.7%	
97.4%	97.4%	97.4%	
Motor-driven DC load-break switch			
○ (Load-break switch with HV/HVR fuses or circuit breaker)			
Surge arrester type I			
● / ○ (via Sunny Portal)			
○ / ○	○ / ○	○ / ○	
○	○	○	
●	●	●	
I	I	I	
IAC A 20 kA 1 s	IAC A 20 kA 1 s	IAC A 20 kA 1 s	
6.058 m / 2.591 m / 2.438 m	6.058 m / 2.591 m / 2.438 m	6.058 m / 2.591 m / 2.438 m	
< 14 t	< 14 t	< 14 t	
● / ○	● / ○	● / ○	
< 3,800 W* / < 200 W + 1,200 W	< 3,800 W* / < 200 W + 1,325 W	< 3,800 W* / < 200 W + 1,450 W	
230 / 400 V (3 / N / PE), 50/60 Hz	230 / 400 V (3 / N / PE), 50/60 Hz	230 / 400 V (3 / N / PE), 50/60 Hz	
IP23D, IP00	IP23D, IP00	IP23D, IP00	
● / ○	● / ○	● / ○	
In unprotected outdoor environments / ○	In unprotected outdoor environments / ○	In unprotected outdoor environments / ○	
15% to 95%	15% to 95%	15% to 95%	
● / ○	● / ○	● / ○	
6,000 m³/h	6,000 m³/h	6,000 m³/h	
Ring terminal lug	Ring terminal lug	Ring terminal lug	
Outer-cone angle plug	Outer-cone angle plug	Outer-cone angle plug	
	IC graphic display		
	Ethernet (optical fiber optional) / Modbus		
	● / ○		
	RAL 7004		
	○		
	○		
	IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1		
2 x SC 720 / 760 / 800CRXT	2 x SC 850 / 900CRXT	2 x SC 1000CRXT	
2 x SCS 720 / 760 / 800	2 x SCS 850 / 900	2 x SCS 1000	
MVPS 1600SC 21	MVPS 1800SC 21	MVPS 2000SC 21	

**Sunny Central Up (1.250/2.000 kVA)**

MV Power Station 2475	MV Power Station 2500	MV Power Station 2750	MV Power Station 3000
1 x SC 2475 or 1 x SCS 2475	1 x SC 2500-EV or 1 x SCS 2500-EV	1 x SC 2750-EV or 1 x SCS 2750-EV	1 x SC 3000-EV or 1 x SCS 3000-EV
1100 V	1500 V	1500 V	1500 V
3960 A	3200 A	3200 A	3200 A
○	24 double pole fused (32 single pole fused)		○
	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
2475 kVA / 2250 kVA / 0 kVA	2500 kVA / 2250 kVA / 0 kVA	2750 kVA / 2500 kVA / 0 kVA	3000 kVA / 2700 kVA / 0 kVA
2475 kVA / 2250 kVA / 0 kVA	2500 kVA / 2250 kVA / 0 kVA	2750 kVA / 2500 kVA / 0 kVA	3000 kVA / 2700 kVA / 0 kVA
6.6 kV to 35 kV	6.6 kV to 35 kV	6.6 kV to 35 kV	6.6 kV to 35 kV
50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
● / ○	● / ○	● / ○	● / ○
● / ○	● / ○	● / ○	● / ○
43 A	44 A	49 A	53 A
2.5 kW / 1.92 kW	2.5 kW / 1.92 kW	2.8 kW / 2.1 kW	3.0 kW / 2.3 kW
23.2 kW / 23.0 kW	23.2 kW / 23.0 kW	25.5 kW / 25.3 kW	27.4 kW / 27.3 kW
< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
○ up to 60% of AC power	○ up to 60% of AC power	○ up to 60% of AC power	○ up to 60% of AC power
1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited
98.6%	98.6%	98.7%	98.8%
98.4%	98.3%	98.6%	98.6%
98.0%	98.0%	98.5%	98.5%
DC load-break switch	DC load-break switch	DC load-break switch	DC load-break switch
Medium-voltage vacuum circuit breaker	Medium-voltage vacuum circuit breaker	Medium-voltage vacuum circuit breaker	Medium-voltage vacuum circuit breaker
Surge arrester type I	Surge arrester type I	Surge arrester type I	Surge arrester type I
●	●	●	●
IAC A 20kA 1s	IAC A 20kA 1s	IAC A 20kA 1s	IAC A 20kA 1s
6058 mm / 2591 mm / 2438 mm	6058 mm / 2591 mm / 2438 mm	6058 mm / 2591 mm / 2438 mm	6058 mm / 2591 mm / 2438 mm
6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm
< 16 f	< 16 f	< 16 f	< 16 f
< 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW	< 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW	< 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW	< 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW
< 300 W	< 370 W	< 370 W	< 370 W
Control rooms IP23D, inverter electronics IP65			
● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○
● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○
15% to 95%	15% to 95%	15% to 95%	15% to 95%
● / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / - [earlier temperature-dependent derating]		● / ○ / ○ / ○
[earlier temperature-dependent derating]	6500 m <sup>3</sup> /h	6500 m <sup>3</sup> /h	6500 m <sup>3</sup> /h
Terminal lug	Terminal lug	Terminal lug	Terminal lug
Outer-cone angle plug	Outer-cone angle plug	Outer-cone angle plug	Outer-cone angle plug
● / ○	● / ○	● / ○	● / ○
● / ○	● / ○	● / ○	● / ○
○	○	○	○
RAL 7004	RAL 7004	RAL 7004	RAL 7004
● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○
● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○
● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
● / ○	● / ○	● / ○	● / ○
IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076, CSC certificate, EN 50588-1			
MVPS-2475-20	MVPS-2500-20	MVPS-2750-20	MVPS-3000-20

**Sunny Central Up (3.000 kVA)**

# MV POWER STATION

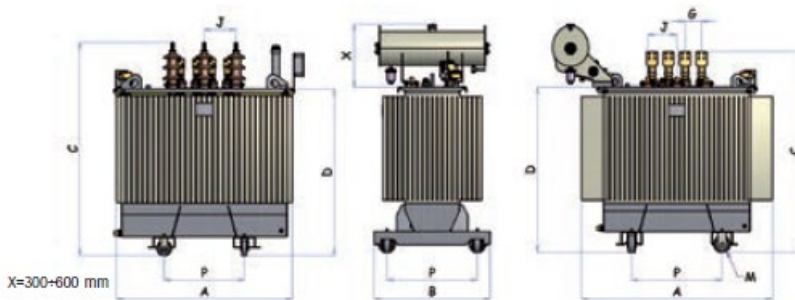
## 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Technical Data	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
<b>Input (DC)</b>		
Available inverters	1 x SC 4000 UP (US) or 1 x SC3 3450 UP (US)	1 x SC 4200 UP (US) or 1 x SC3 3600 UP (US)
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Max. input current	4750 A	4750 A
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused)	
Integrated zone monitoring	o	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
<b>Output (AC) on the medium-voltage side</b>		
Rated power at 1000 m and cos phi = 1 (at -25°C to +25°C / at 40°C / at 45°C) <sup>1)</sup>	4000 kVA / 3400 kVA / 0 kVA	4200 kVA / 3570 kVA / 0 kVA
Optional: rated power at 1000 m and cos phi = 1 (at -25°C to +25°C / at 50°C / at 55°C) <sup>1)</sup>	4000 kVA / 3400 kVA / 0 kVA	4200 kVA / 3570 kVA / 0 kVA
Typical nominal AC voltages	11 kV to 35 kV	11 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / o / o	● / o / o
Transformer cooling methods	KNAN <sup>2)</sup>	KNAN <sup>2)</sup>
Max. output current at 33 kV	70 A	74 A
Transformer no-load losses Standard / Ecodesign at 33 kV	4.0 kW / 3.1 kW	4.2 kW / 3.1 kW
Transformer short-circuit losses Standard / Ecodesign at 33 kV	40.0 kW / 29.5 kW	41.0 kW / 32.5 kW
Max. total harmonic distortion	< 3%	
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)	o	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
<b>Inverter efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>3)</sup> / European efficiency <sup>3)</sup> / CEC weighted efficiency <sup>4)</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	Medium-voltage vacuum circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	
Galvanic isolation	●	
Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
<b>General Data</b>		
Dimensions equal to 20-foot HC shipping container (W / H / D)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Weight	< 18 t	
Self-consumption (max. / partial load / average) <sup>1)</sup>	< 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW	
Self-consumption (standby) <sup>1)</sup>	< 370 W	
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP23D, inverter electronics IP54	
Environment: standard / harsh	● / o	
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / o	
Maximum permissible value for relative humidity	95% (for 2 months/year)	
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m	● / o	
Fresh air consumption of inverter	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
DC terminal	Terminal lug	
AC connection	Outer-cone angle plug	
Tap changer for MV-transformer: without / with	● / o	
Shield winding for MV-transformer: without / with	● / o	
Monitoring package	o	
Station enclosure color	RAL 7004	
Transformer for external loads: without / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / o / o / o / o / o / o	
Medium-voltage switchgear: without / 3 feeders	o	
2 cable feeders with load-break switch, 1 transformer feeder with circuit breaker, internal arc classification IAC A FL 20 kA 1 s according to IEC 62271-200	● / o	
Short circuit rating medium voltage switchgear (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / o / o	
Accessories for medium-voltage switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer feeder / cascade control / monitoring	● / o / o / o / o	
Integrated oil containment: without / with	● / o	
Industry standards (for other standards see the inverter datasheet)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1 IEEE C37.100.1, IEEE C57.12, UL 1741 listed, CSC Certificate	
● Standard features    ○ Optional features    – Not available		
Type designation	MVPS-4000-S2 (US)	MVPS-4200-S2 (US)

Sunny Central Up (4.000 kVA)

Ciascun inverter è associato ad un trasformatore con relative protezioni BT e MT. Il PCS è assemblato in fabbrica trasportato sul sito di installazione e posato anche esso su una platea in c.a. predisposta. In relazione agli inverter a cui sono associati i trasformatori sono così dimensionati (vedi Figura 1. per i vari tagli usati):

Norme / Standards CEI EN 60076 – CEI EN 50464			
Livello Isolamento MT / Rated Voltage HV	36 kV	Classe Isolamento MT / Insulation Class HV	FI 28+50 kV BIL 75+125 kV
Livello Isolamento BT / Rated Voltage LV	1,1 kV	Classe Isolamento BT / Insulation Class LV	FI 3 kV
Frequenza / Frequency	50+60 Hz	Regolazione MT / Tappings HV	± 4% or ± 2x2,5%



	KVA	Po (W)	Pec (75°C) (W)	Uk (75°C) %	LwA dB(A)	Total (kg)	Oil (kg)	A (mm)	B (mm)	C (mm)	D (mm)	M (mm)	P (mm)	J (mm)	G (mm)
	100	380	1950	4	56	680	180	1085	720	1520	1035	125	520	365	90
	160	520	2580	4	59	860	220	1150	730	1610	1125	125	520	365	90
	200	650	2800	4	61	1010	300	1225	815	1655	1170	125	520	365	90
	250	780	3500	4	62	1170	290	1290	845	1655	1170	125	520	365	120
	315	950	3900	4	64	1360	330	1320	870	1700	1215	125	670	365	120
	400	1120	4900	4	65	1500	370	1295	915	1870	1385	125	670	365	120
	500	1290	5500	4	66	1730	420	1385	870	1865	1380	125	670	365	120
	630	1450	6500	4	67	2100	500	1420	865	1995	1510	125	670	365	130
	800	1700	8400	6	68	2340	600	1815	885	1985	1500	125	670	365	130
	1000	2000	10500	6	68	2760	670	1855	1080	2135	1650	150	820	365	150
	1250	2400	13500	6	70	3180	720	1875	1080	2135	1650	150	820	365	150
	1500	2800	17000	6	71	3830	920	2120	1110	2200	1715	150	820	365	180
	2000	3400	21000	6	73	4590	1090	2225	1340	2310	1825	200	1070	365	180
	2500	4100	26500	6	76	5580	1320	2400	1380	2445	1980	200	1070	365	220
	3150	5100	33000	7	78	6590	1480	2620	1450	2530	2045	200	1070	365	265
	4000*	6000	38000	7	80	7770	1820	2810	1540	2530	2045	200	1070	365	265
	5000*	6600	43000	8	81	9480	2350	3030	1610	2620	2135	200	1070	365	265
	6300*	7300	47000	8	82	11560	2830	3240	1670	2740	2255	200	1070	365	265

(in rosso i vari tagli utilizzati)

### 4.3. Cavidotti BT e MT interni all'impianto

Gli scavi (trincee) a sezione ristretta necessari per la posa dei cavi avranno ampiezza variabile in relazione al numero di terne di cavi che dovranno essere posate (da 40 a 60 cm), avranno profondità variabile in relazione alla tipologia di cavi che si andranno a posare. Per i cavi BT la profondità di posa sarà di 0,8 m, per i cavi MT interni sarà di 1,2 m.



Il percorso dei cavidotti sarà tale da minimizzare i movimenti di materia e sarà ottimizzato in termini di impatto ambientale, intendendo con questo che i cavidotti saranno realizzati, per quanto più possibile, al lato di strade esistenti ovvero delle piste di nuova realizzazione all'interno dell'area di impianto.

In particolare avremo scavi per:

- Rete BTca, circa 5.351 m;
- Rete MT, circa 2.817 m.

#### **4.4. Cavidotti MT esterno all'area di impianto**

Il cavidotto MT 30 kV per il vettoriamento dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico sarà realizzato per connettere in entra-esce le 6 Cabine di Raccolta dell'impianto fotovoltaico finalizzando il suo tragitto presso la SSE Utente 30/150 kV.

Nel particolare caso di progetto, sia per la considerevole estensione delle singole macro aree sia per la distanza che intercorre fra le stesse, individuiamo 3 principali linee di connessione, ovvero dorsali, definite come a seguire:

##### ➤ **Cavidotti di connessione “Macro Area A”**

Questa tratta di cavidotti si sviluppa nei seguenti modi:

- Parte dalla CdR A1 (campo 1 - macro area A) verso la CdR A2 (campo 2 – macro area A) per un tratto di circa 1.200 m;
- Dalla CdR A2 (campo 2 – macro area A) verso la CdR C6 (campo 6 – macro area C) per un tratto di circa 750 m;

##### ➤ **Cavidotto di connessione “Macro Aree B/C”**

Questa tratta di cavidotti si sviluppa nei seguenti modi:

- Parte dalla CdR B3 (campo 3 - macro area B) verso la CdR B4 (campo 4 – macro area B) per un tratto di circa 610 m;
- Dalla CdR B4 (campo 4 – macro area B) verso la CdR C5 (campo 5 – macro area C) per un tratto di circa 765 m;

- Dalla CdR C5 (campo 5 - macro area C) verso la CdR C6 (campo 6 – macro area C) per un tratto di circa 410 m.

➤ **Cavidotto di connessione “SSE Utente”**

Ha uno sviluppo definito come a seguire:

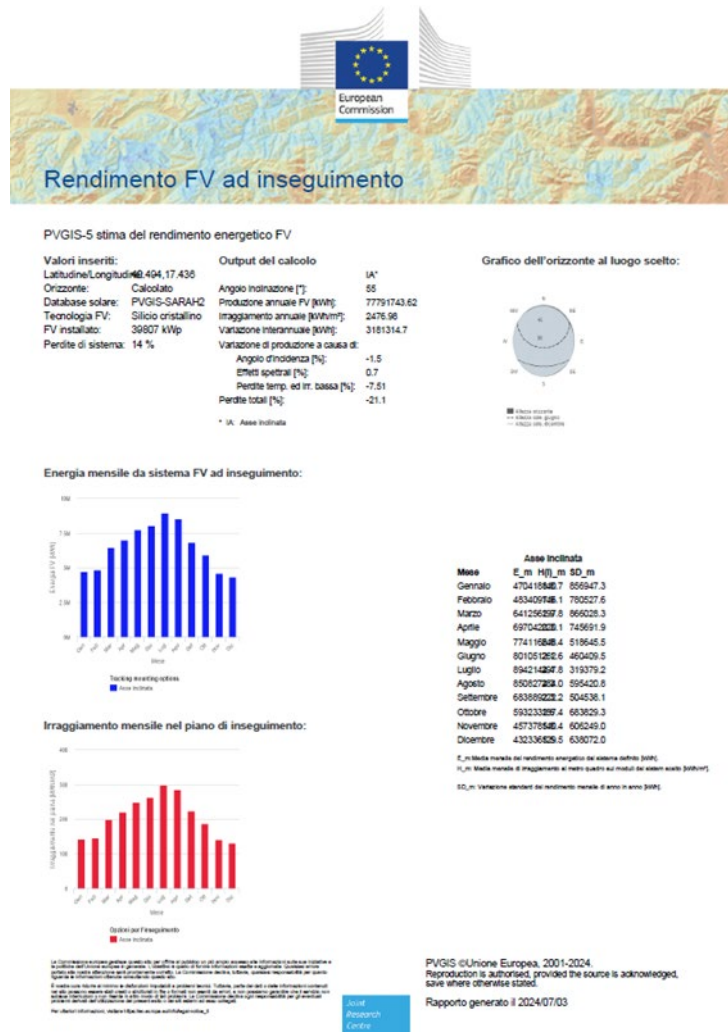
- Parte dalla CdR C6 alla SSE Utente 30/150 kV per un tratto di circa 2.825 m.

Le dorsali del cavidotto di connessione sopra definite verranno realizzate generalmente mediante posa in trincea di larghezza 0,6 m e profonda 1,2 m.

Il peggior caso in cui si prevede il maggior numero di terne, è il tratto di cavidotto verso la SSE Utente, la connessione prevede un numero di 2 terne di cavi, la trincea avrà larghezza pari a 0,6 m e profondità di a 1,2 m, il cavo sarà il ARE4HR 18/30 kV di sezione Al 630 mmq (U<sub>max</sub> 36 kV) per posa direttamente interrata.

## 4.5. Calcolo della producibilità

In relazione alle caratteristiche dell'impianto, al numero di moduli fotovoltaici (56.868), alla loro potenza unitaria (700 Wp) e dall'irraggiamento previsto nell'area di impianto sulla base dei dati ricavati da PVSyst, si stima un irraggiamento annuale di 2.476,98 kWh/m<sup>2</sup>, una produzione di energia elettrica annuale di circa **77,79 GWh/anno**.



## 4.6. Rete di terra di impianto fotovoltaico

L'impianto di terra dell'Impianto fotovoltaico sarà quindi costituito da:

- ✓ un anello perimetrale in corda nuda di rame 50 mmq, posata ad una quota non inferiore a 0,50 m da piano di campagna;
- ✓ un anello perimetrale in corda nuda di rame 50 mmq posizionato sul perimetro di ciascuna Cabina di Raccolta e di ciascun PCS, collegato poi all'anello perimetrale di cui al punto precedente;
- ✓ una rete di corda di rame 50 mmq per il collegamento a terra delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici nonché degli inverter. La corda di rame sarà posata sul fondo dello scavo della rete interna alle vie cavi BT; quindi, seguirà il suo stesso schema;

### 4.6.1. Verifiche di idoneità dell'impianto

Lo scopo per il quale viene realizzato l'impianto di terra è duplice:

- ✓ protezione delle persone e delle apparecchiature in caso di guasti a terra del sistema elettrico;
- ✓ dispersione a terra della corrente indotta da scariche atmosferiche in caso di fulminazioni sulle strutture metalliche di sostegno dei moduli.

Per il dispersore di impianto fotovoltaico, la definizione numerica dei valori di progetto non è definibile con certezza, in assenza delle indicazioni tecniche del Gestore di Rete. In particolare, solo con specifica comunicazione da parte di TERNA saranno disponibili i dati relativi alla corrente di guasto a terra ed al tempo di intervento delle protezioni, sulla scorta dei quali è possibile verificare la tensione di contatto ammissibile.

Si procederà anche in questo caso ad un dimensionamento standard sulla base delle caratteristiche delle strutture, delle apparecchiature in campo e del terreno di fondazione e, nel corso d'opera, all'esecuzione di misure in campo. Nel caso di esito insufficiente di tali misure si procederà ad integrare i singoli dispersori di terra, estendendone la superficie con ulteriori anelli concentrici a quello in progetto, opportunamente collegati, ed aggiungendo dispersori puntuali, a piastra o a picchetto a seconda della tipologia del terreno di posa.

### 4.6.2. Efficienza dell'impianto di terra per tensioni di contatto

La Norma CEI 99-3 definisce le tensioni contatto ammissibili ( $U_{Tp}$ ) in funzione della durata del guasto a terra. L'efficienza dell'impianto di terra è verificata dal confronto tra la tensione di terra ( $U_E$ ) e tensioni contatto ammissibili ( $U_{Tp}$ ), in particolare, se

$$U_E < U_{Tp}$$

la Norma CEI 99-3 stabilisce che l'impianto di terra è sicuramente efficiente in termini di protezione delle persone da tensioni di contatto determinate dal funzionamento degli impianti di terra per effetto delle correnti di guasto a terra.

Si fa presente che la Norma CEI 99-3 fa riferimento in realtà alla relazione:

$$U_T < U_{Tp}$$

dove  $U_T$  è la tensione di contatto effettiva. Tuttavia, poiché risulta  $U_E > U_T$ , la condizione  $U_E < U_{Tp}$  è sicuramente a favore della sicurezza.

#### **4.6.3. Rete di terra Cabina di Raccolta e dei PCS**

La realizzazione dell'impianto di terra delle Cabine di raccolta e dei gruppi costituiti dal PCS, consiste in sintesi:

Installazione di collettori di terra in piatto di rame 60x6 mm sulle pareti;

- Esecuzione delle derivazioni di messa a terra delle masse metalliche fisse verso i collettori, con piatto di rame 40x3 mm;
- Connessioni di continuità elettrica delle carpenterie mobili, con conduttori flessibili di sezione:
  - 50 mmq per la messa a terra dei pannelli mobili (ante di celle ed armadi);
  - 70 mmq per la messa a terra delle parti mobili tipo aste di manovra.
- Posa e collegamento, con doppio cavo in rame da 70mmq, alla rete di terra del fabbricato che sarà, a sua volta, così costituita:
  - anello perimetrale di forma rettangolare in corda di rame nudo di sezione 50 mmq a 7 fili elementari posata a quota -0,65 m, con sviluppo totale LP del conduttore perimetrale pari a circa 70 m
  - n. 4 dispersori puntuali a picchetto in profilato di acciaio, di lunghezza pari a 1,5 m, posizionati in prossimità dei vertici dell'anello. In alternativa potranno essere utilizzati n. 4 dispersori a piastra in acciaio zincato di lato pari a 0,6 m.

L'installazione dei collettori di terra e delle derivazioni alle masse metalliche sarà opportunamente distanziata dalla parete mediante interposizione di distanziali in resina autoestingente, ed il fissaggio a parete dovrà essere eseguito con viti in acciaio e tasselli in PVC.

Le sbarre in rame dell'impianto di terra interno ai fabbricati saranno verniciate sulle parti a vista, in GIALLO con strisce VERDI, oppure con il simbolo di terra (verniciato o prestampato, ben adesivo e resistente).

#### 4.6.4. Calcolo di verifica di efficienza della rete di terra

Poiché nell'impianto sono presenti sistemi di categoria 0, I, II, III, l'impianto di messa a terra, dovrà soddisfare alle esigenze di sicurezza di tutti i sistemi suddetti. Verranno attuati i criteri progettuali previsti dalla normativa tecnica valida per gli impianti di trazione elettrica con particolare riferimento alla norma CEI EN 50522 (CEI 99-3) – Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a. Il caso più gravoso è rappresentato dai sistemi MT a 30 kV e pertanto la verifica preliminare qui descritta sarà riferita a tale categoria di sistemi.

L'impianto di messa a terra in oggetto è destinato a realizzare il sistema di protezione dai contatti indiretti denominato "Protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione" che è il solo metodo ammesso per gli impianti elettrici alimentati da sistemi di categoria superiore alla I.

Poiché l'alimentazione in MT è di tipo trifase con neutro a terra, nel caso di guasto a massa sugli impianti ed apparecchiature MT, il circuito di guasto si chiude attraverso il terreno. Pertanto, per favorire l'intervento delle protezioni ed attuare l'interruzione automatica dell'alimentazione, è necessario che l'impedenza di tale circuito sia la più bassa possibile, in modo che i valori delle correnti di guasto si mantengano al di sopra di quelli di taratura delle protezioni medesime.

Le tensioni pericolose che si stabiliscono sulle masse in caso di guasto dipendono, oltre che dal valore teorico della corrente di guasto e dal tempo di permanenza del guasto stesso, anche dalla resistenza di terra del dispersore attraverso il quale fluisce la corrente che attraversa il terreno.

In base a questi parametri dovrà essere dimensionato il dispersore principale dell'impianto fotovoltaico.

Saranno collegate a terra tutte le masse metalliche ed in particolare:

- le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici (tracker)
- i telai delle apparecchiature elettromeccaniche (quadri, trasformatori, organi di manovra e controllo)

Le tensioni di guasto che possono assumere valori preoccupanti nell'area di SSE sono quelle di **passo** e di **contatto**, come definite dalla normativa CEI EN 50522 cap. 3.

Il progetto del dispersore verrà eseguito con particolare riferimento alle **tensioni di contatto**, poiché queste assumono normalmente valori di gran lunga superiori a quelle di passo. Come indicato al punto 4.3 della norma CEI EN 50522, al fine di soddisfare i criteri di sicurezza, è regola generale

che, osservando le prescrizioni per la tensione di contatto, vengano soddisfatte le prescrizioni per la tensione di passo.

Come già affermato sopra i parametri significativi al fine del dimensionamento del dispersore di terra sono:

- 1) **la corrente di guasto a terra,**
- 2) **il tempo di intervento delle protezioni MT**
- 3) **la resistenza di terra del dispersore medesimo.**

Per quanto attiene alla corrente di guasto a terra ed al tempo di interruzione si assumeranno, in sicurezza, i valori dei suddetti parametri forniti alle sbarre 30 kV della futura SE Terna "Taranto 380". Assumeremo i seguenti valori "tipici" per Stazioni Elettriche di questa tipologia

$$I_g = 20.000 \text{ A} \quad t = 0,40 \text{ s}$$

$I_g$  è la corrente di guasto monofase a terra, mentre  $t = 0,40 \text{ s}$  è il tempo di intervento delle protezioni. La corrente di guasto monofase a terra è anche la massima corrente che il dispersore di terra è chiamato a smaltire; infatti, risulta essere

$$I_t = I_g = 20.000 \text{ A}$$

Per la determinazione della resistenza di terra  $R_t$  del dispersore è essenziale conoscere il valore  $\rho_t$  della resistività del terreno. Al momento non è stata fatta una misura della resistività del terreno. Ad ogni modo dalle indagini effettuate esso è un tipico terreno agricolo composto da depositi eluvio-colluviali olocenici, prevalentemente limosi e sabbiosi ed alluvionali ghiaiose sia recenti che terrazzati, che poggiano su un substrato costituito da sabbie e argille intercalate tra loro.

Secondo quanto indicato nella tabella J.1 dell'allegato J della Norma CEI EN 50522, sotto riportata, assumeremo in maniera sicuramente conservativa

$$\rho_t = 100 \text{ } \Omega\text{m}$$

**per gli strati superficiali destinati ad accogliere il dispersore orizzontale di terra magliato**

**Tabella J.1 - Resistività del terreno per correnti alternate  
(Gamma dei valori che sono stati misurati frequentemente)**

Tipo di terreno	Resistività del terreno $\rho_s$ Ωm	
Terreno paludoso	da 5	a 40
Terriccio, argilla, humus	da 20	a 300
Sabbia	da 200	a 2 500
Ghiaietto	da 2 000	a 3 000
Pietrisco	Per lo più sotto 1 000	
Arenaria	da 2 000	a 3 000
Granito	fino a 50 000	
Morena	fino a 30 000	

Dagli elaborati di progetto verifichiamo che la maglia perimetrale di terra meno estesa è quella del Campo B3, che ha una lunghezza di 600 m circa; pertanto, assumeremo

$$L_p = 420 \text{ m}$$

E

$$L_t = 525 \text{ m}$$

Dove  $L_p$  è la lunghezza della maglia perimetrale e  $L_t$  è la lunghezza totale della rete di terra che tiene in conto tutte le derivazioni verso le cabine e verso le strutture di sostegno dei moduli, nonché gli anelli perimetrali intorno alla CdR e ai PCS.

In maniera del tutto conservativa non andiamo a considerare il contributo alla resistenza di terra data dai picchetti verticali infissi intorno alla Cabina di Raccolta ed ai PCS.

Il dispersore così dimensionato dovrà essere tale da impedire che, con la corrente di guasto a terra indicata sopra (20 kA), si verifichino in qualsivoglia punto dell'impianto tensioni di contatto e di passo pari o superiori ai valori della seguente tabella.

Tempo di eliminazione del guasto [s]	Tensioni [V]
0,04	800
0,08	700
0,14	600
0,20	500
0,29	400
0,39	300
0,49	220
0,64	150
0,72	125
1,10	100



Nel caso in esame abbiamo ipotizzato un tempo di intervento delle protezioni pari a 0,4 s, interpolando linearmente i valori della tabella si ottiene che il valore di tensione da non superare è pari a:

$$U_{tp} = 308 \text{ V}$$

Poiché la tensione di contatto  $V_c$  assume valori sempre superiori a quelli della tensione di passo  $V_p$ , conviene riferirsi alla prima, il cui valore, per il dispersore impiegato, viene fornito dalla formula semi empirica:

$$V_c = 0,7 (\rho_t \times I_{tr}) / L_t$$

Dove  $I_{tr}$  è la quota parte della corrente di terra  $I_t$  dispersa dal solo dispersore lineare di terra, pari nel nostro caso a  $I_{tr} = 20.000 \text{ A}$

Sostituendo i valori sopra indicati nella formula, abbiamo

$$V_c = 0,7 (\rho_t \times I_{tr}) / L_t = 280 \text{ V}$$

Dal momento che

$$V_c = 280 \text{ V} < 308 \text{ V} = U_{tp}$$

Ovvero la tensione di contatto è inferiore a quella massima ammissibile, la rete di terra è efficiente.