

**IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "SOLAR ENERGY"
CON POTENZA NOMINALE DI 200 MVA
E POTENZA INSTALLATA DI 202,07 MWp**

REGIONE PUGLIA

PROVINCIA di BRINDISI

COMUNI di BRINDISI E MESAGNE

OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN NEI COMUNI DI BRINDISI E MESAGNE

PROGETTO DEFINITIVO

Tav.:

Titolo:

R04

Calcoli preliminari impianti

Scala:

Formato Stampa:

Codice Identificatore Elaborato

n.a.

A4

R04_CalcoliPreImpianti_04

Progettazione:

Committente:

Dott. Ing. Fabio CALCARELLA

Studio Tecnico Calcarella
Via Vito Mario Stampacchia, 48 - 73100 Lecce
Mob. +39 340 9243575
fabio.calcarella@gmail.com - fabio.calcarella@ingpec.eu

SOLAR ENERGY & PARTNERS S.R.L.

Indirizzo: Via Monte di Pietà, 19 - 20121 Milano (MI)
P.IVA: 02257280749 - REA: MI - 2712139
PEC: solareenergypartners@gigapec.it



Fabio Calcarella

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Febbraio 2024	Prima emissione	STC	FC	SOLAR ENERGY & PARTNERS s.r.l.

Sommario

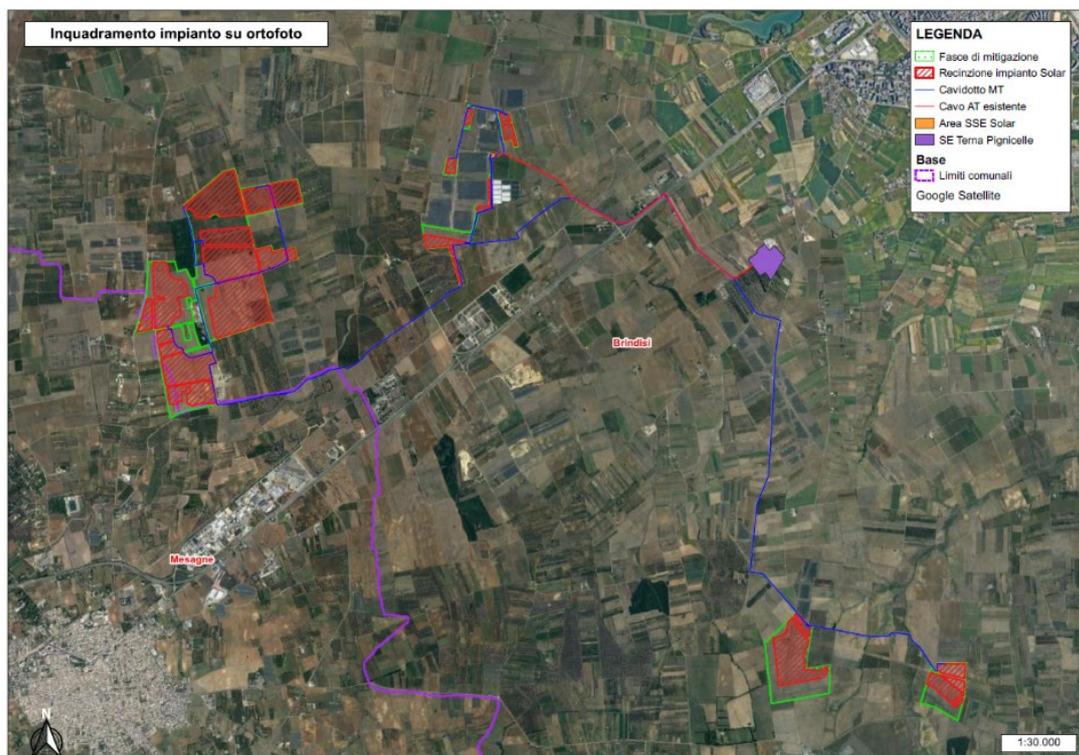
1. OGGETTO DEL DOCUMENTO	2
2. DATI GENERALI DEL PROPONENTE.....	3
3. DESCRIZIONE SINTETICA DELLE OPERE	3
4. CALCOLI PRELIMINARI IMPIANTI	9
4.1. Potenza Totale installata e Potenza Immessa in Rete.....	9
4.2. Tensione di stringa – Quadri Stringa	10
4.2.1. Unità PCS <i>Power Center System</i>	11
4.3. Cavidotti BT e MT interni all’impianto.....	15
4.4. Cavidotti MT esterno all’area di impianto.....	16
4.5. Calcolo della producibilità	17
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 “Solar Energy” con potenza installata di 202.076 kWp a fronte di una potenza immessa in rete pari a **200.000 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 comprendente le località dell'agro Brindisino denominate “Acquaro”, “Lo Spada” (Masseria Lo Spada) e “Paticchi” occupando una superficie complessiva di 232,73 ha. L'impianto fotovoltaico sarà composto dalle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici, le cabine di raccolta mentre come indicato dalla soluzione tecnica di connessione (STMG Codice Pratica 090027169), rilasciata da Terna S.p.A. in data 18 aprile 2023, questo avrà una potenza nominale di immissione pari a 200 MW e per quanto concerne le opere di connessione è previsto soltanto l'ampliamento della SSE Utente esistente connessa in antenna alla SE Terna “Brindisi Pignicelle” (150/380 kV) mediante cavidotto AT 150 kV esistente.



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 Solar Energy & Partners s.r.l. con sede in via Monte di Pietà, 19 20121 Milano (MI). La società è iscritta nella Sezione Ordinaria della Camera di Commercio Industria Agricoltura ed Artigianato di Milano, con numero REA MI 2712139, C.F. e P.IVA N. 02257280749.

La società Solar Energy & Partners fa parte del gruppo coreano HANWHA fondato nel 1952, con sede in tutto il mondo. Le attività principali del gruppo sono nei settori aerospaziale, Energia e materiali, Finanza, Servizi. La società è presente in 11 Paesi, ha un fatturato nell'anno 2022 di 65,3 miliardi di dollari USA.

Nel settore rinnovabili è presente in Spagna e da circa 1 anno ha iniziato la sua attività in Italia con circa 500 MW attualmente in sviluppo da portare a 2 GW nei prossimi due anni.

3. DESCRIZIONE SINTETICA DELLE OPERE

L'intera area di impianto è sita circa 5,5 km a Ovest del Comune di Brindisi, 3,3 km a Nord-Est del Comune di Mesagne e 2,2 km a Nord-Ovest dalla periferia dell'abitato di Tuturano.

Il cavidotto in cavo interrato AT, già esistente, di collegamento alla RTN si svilupperà interamente su strade rurali, comunali e provinciali esistenti.

Le aree di impianto sono completamente pianeggianti ed hanno altezza compresa tra 30 e 40 m.s.l.m, attualmente investite a seminativo (aree interne di impianto). Anche le aree circostanti sono prevalentemente a seminativo.

Le aree di intervento si sviluppano quasi interamente sul territorio comunale di Brindisi e più precisamente in località Contrada Acquaro e Contrada Torre Mozza, dove si sviluppano le Macro Aree A, B, e C, e in Contrada Cerrito dove si sviluppa la Macro Area D.

Le Macro Aree A-C, nei punti più prossimi, distano circa 2,5 km in direzione sud-sud ovest dall'abitato periferico della città di Mesagne e circa 3,7 km ad est dall'abitato periferico della città di Brindisi.

Tutta questa area di impianto è chiusa a sud dalla SS7 e dalla Ferrovia dello Stato Brindisi-Mesagne mentre a nord è chiusa dalla Ferrovia dello Stato Brindisi-Bari.

Al contrario la Macro Area D si distende a sud della SS7 in Contrada Cerrito e dista circa 7 km in direzione ovest dall'abitato periferico della città di Mesagne e circa 6 km in direzione nord – nord est dall'abitato periferico della città di Brindisi. L'abitato più prossimo è Tuturano, frazione del Comune di Brindisi, che è situata 1,5 km a sud est della Macro Area D.

- a) Macro Area A, suddivisa in sei aree – superficie complessive 119 ha circa ubicata ad ovest dell'abitato
- b) Macro Area B - suddivisa in tre aree – superficie complessive 61 ha circa ubicata anche essa ad ovest dell'abitato
- c) Macro Area C - suddivisa in tre aree – superficie complessive 13 ha circa ubicata ad ovest dell'abitato
- d) Macro Area D - suddivisa in due aree – superficie complessive 40 ha circa ubicata a sud dell'abitato

Le aree di impianto sono del tutto pianeggianti e quote s.l.m. comprese tra 30 e 40 m, in gran parte attualmente investite a seminativo ed in piccola parte ad uliveto destinati allo svellimento poiché le piante sono affette da Xylella.

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 15 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 1.800 kVA ad un massimo di 4.600 kVA accoppiato ad un trasformatore con potenza da 2.000 a 5.000 kVA per l'innalzamento di tensione a 18/30 kV in uscita.



Unità PCS – Power Center System – Inverter + Trafo

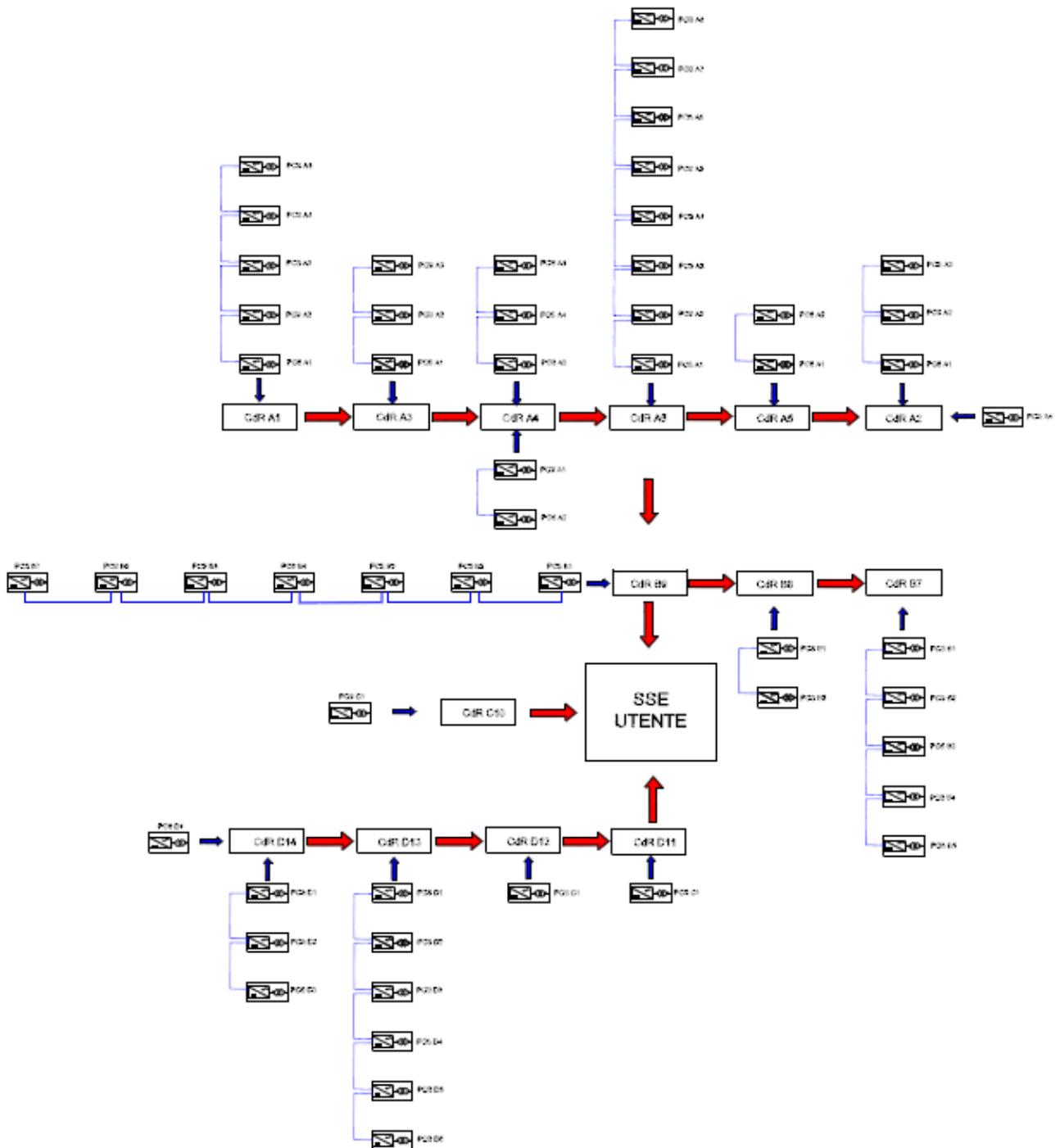
In tabella a seguire viene evidenziata la divisione degli elementi costitutivi dell'impianto per ciascun campo e macro area,

Campo	Num. Tracker	Moduli per Tracker	Pot. modulo (kWp)	Potenza installata (MWp)	Potenza Inverter (MVA)	Numero Inverter	Potenza Nominale (MVA)	Corrente (A)
Campo A1	1.060	28	0,7	20,776	4,2	5	21	412,39
Campo A2	772	28	0,7	15,131	4,4+1,8	3+1	15	294,57
Campo A3	473	28	0,7	9,271	3	3	9	176,74
Campo A4	1.001	28	0,7	19,620	4	5	20	392,76
Campo A5	342	28	0,7	6,703	4,4+2,2	1+1	6,6	129,61
Campo A6	1.745	28	0,7	34,202	4,6+2	7+1	34,2	671,61
Macro Area A	5.393	-	-	105,70	-	27	105,8	2.077,68
Campo B7	1.108	28	0,7	21,717	4,2	5	21	412,39
Campo B8	248	28	0,7	4,861	2,5	2	5	98,19
Campo B9	1.369	28	0,7	26,832	4+2	6+1	26	510,58
Macro Area B	2.725	-	-	53,41	-	14	52	1.021,16
Campo C10	161	28	0,7	3,156	3	1	3	58,91
Campo C11	71	28	0,7	1,392	1,8	1	1,8	35,35
Campo C12	236	28	0,7	4,626	4,4	1	4,4	86,41
Macro Area C	468	-	-	9,17	-	3	9,2	180,67
Campo D13	1.156	28	0,7	22,658	4+2	5+1	22	432,03
Campo D14	568	28	0,7	11,133	3+2	3+1	11	216,02
Macro Area D	1.724	-	-	33,79	-	10	33	648,05
TOT	10.310	28	0,7	202,076	-	54	200	

- 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:

- **288.680** 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 rinterri) che le opere di ripristino conseguenti.** È previsto in particolare che siano installati **10.310** inseguitori che sostengono 28 moduli, questi occuperanno le aree come di seguito definito:
 - 5.393 per la macro area A,
 - 2.725 per la macro area B,
 - 468 per la macro area C,
 - 1.724 per la macro area D;
- **10.310** 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;
- **556** Quadri di parallelo Stringhe a cui afferiranno un massimo di 13 stringhe (in parallelo);
- **54** 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);
- **14** Cabina di Raccolta (**CdR**), una per ciascuno dei Campi delle rispettive macro aree A-B-C-D, 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;

Nell'ultimo tratto di connessione della rete MT 30kV l'energia erogata dall'impianto confluirà dapprima negli stalli relativi all'ampliamento della SSE esistente collegata in antenna alla SE TERNA "Brindisi Pignicelle" (380/150 kV) con cavidotto AT 150 kV esistente.

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
288.680	700 Wp	202.076 kWp

Dalla tabella si evince una **Potenza Totale Installata di 51.222,92 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	4.200	5.000	5				27	21000	105.800
	A2	4.400	5.000	3	1.800	2.000	1		15000	
	A3	3.000	5.000	3					9000	
	A4	4.000	4.000	5					20000	
	A5	4.400	5.000	1	2.200	2.500	1		6600	
	A6	4.600	5.000	7	2.000	2.000	1		34200	
B	B7	4.200	5.000	5				14	21000	52.000
	B8	2.500	5.000	2					5000	
	B9	4.000	2.500	6	2.000	2.000	1		26000	
C	C10	3.000	3.150	1				3	3000	9.200
	C11	1.800	2.500	1					1800	
	C12	4.400	4.000	1					4400	
D	D13	4.000	4.000	5	2.000	2.000	1	10	22000	33.000
	D14	3.000	3.150	3	2.000	2.000	1		11000	

(Figura 1.)

per una potenza totale massima in immissione pari a 200.000 kVA

4.2. Tensione di stringa – Quadri Stringa

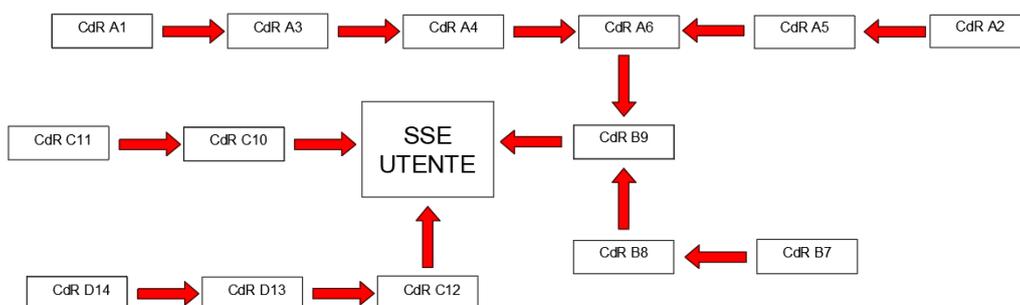
Da un punto di vista elettrico, il generatore fotovoltaico è costituito da stringhe. Ciascuna stringa di progetto è formata da 28 moduli collegati in serie, la tensione di stringa è data dalla somma delle tensioni a vuoto dei singoli moduli che la compongono, mentre la corrente di stringa coincide con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

Moduli per stringa	V _{oc} (V) - STC	I _{mp} (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
Tracker 28 moduli	700	28	1

L'energia prodotta dalle stringhe afferrisce 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 afferrirà alla SSE Utente sugli stalli in ampliamento per i quali è stato previsto come da STMG un trasformatore da 100 MW ciascuno, finalizzando l'immissione alla RTN mediante cavidotto AT esistente a 150 kV presso al SE TERNA "Brindisi" (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 cabinati del PCS posizionati nell'area di impianto. Gli inverter hanno le seguenti principali caratteristiche:

Lato CC		
Range di tensione V_{CC} (a 25 °C / a 50 °C)	da 880 a 1325 V / 1100 V	da 921 a 1325 V / 1050 V
Tensione CC min. $V_{CC, min}$ / Tensione d'avviamento $V_{CC, start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Tensione CC max. $V_{CC, max}$	1500 V	1500 V
Corrente CC max $I_{CC, max}$	4750 A	4750 A
Corrente di cortocircuito max $I_{CC, sc}$	8400 A	8400 A
Numero ingressi CC	Sbarra collettore con 26 collegamenti per polo, 24 fusibili su entrambi i poli (32 fusibili su polo singolo)	
Numero di ingressi CC con l'opzione di batteria connessa su lato CC	18 fusibili su entrambi i poli (36 su polo singolo) per FV e 6 fusibili su entrambi i poli per batterie	
Numero max di cavi CC per ogni ingresso CC (per ciascuna polarità)	2x 800 kcmil, 2x 400 mm ²	
Zone Monitoring integrato	o	
Dimensioni di fusibili FV disponibili (per ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
La massima dimensione del fusibile di batteria disponibile (per ingresso)	750 A	
Lato CA		
Potenza nominale CA con $\cos \varphi = 1$ (a 35 °C / a 50 °C)	4000 kVA ¹²⁾ / 3600 kVA	4200 kVA ¹²⁾ / 3780 kVA
Potenza nominale CA con $\cos \varphi = 0,9$ (configurazione standard A68) (a 35 °C/a 50 °C) ¹⁴⁾	3600 kW ¹²⁾ / 3240 kW	3780 kW ¹²⁾ / 3402 kW
Potenza attiva nominale CA con $\cos \varphi = 0,8$ (a 35 °C / a 50 °C)	3200 kW ¹²⁾ / 2880 kW	3360 kW ¹²⁾ / 3024 kW
Corrente nominale CA $I_{CA, nom}$ (a 35 °C / a 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Fattore massimo di distorsione	< 3 % alla potenza nominale	
Tensione nominale CA / Range di tensione CA ¹⁸⁾	600 V / 480 V a 720 V	630 V / 504 V a 756 V
Frequenza di rete CA / Range	50 Hz / 47 Hz a 53 Hz 60 Hz / 57 Hz a 63 Hz	
Rapporto min di cortocircuito ai morsetti ⁹⁾	> 2	
Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile ⁸⁾ ¹⁰⁾	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
Grado di rendimento europeo		
Efficienza max ²¹⁾ / efficienza efficienza ²¹⁾ / efficienza CEC ²¹⁾	98,8 % / 98,6 % / 98,5 %	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %
Dispositivi di protezione		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore di potenza CA	
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni, tipo I e II	
Protezione da sovratensioni CA (opzionale)	Scaricatore di sovratensioni, classe I e II	
Protezione antifulmine (secondo IEC 62305-1)	Classe di protezione antifulmine III	
Monitoraggio dispersione a terra / Monitoraggio dispersione a terra remoto	o / o	
Monitoraggio dell'isolamento	o	
Classe di protezione del sistema elettronico / canale d'aria / campo di collegamento (secondo IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
Dati generali		
Dimensioni (L / A / P)	2815 / 2318 / 1588 mm (110,8 / 91,3 / 62,5 pollici)	
Peso	< 3700 kg / < 8158 lb	
Autoconsumo (max. ⁴⁾ / carico parziale ²¹⁾ / medio ⁶⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Autoconsumo (stand-by)	< 370 W	
Alimentazione ausiliaria	Trasformatore integrato da 8,4 kVA	
Range di temperature di funzionamento (opzionale) ⁸⁾	(-40 °C) -25 a 60 °C / (-40 °F) -13 °F a 140 °F	
Rumorosità ⁷⁾	65,0 dB(A)	
Range di temperature (stand-by)	-40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F	
Range di temperature (in magazzino)	-40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (condensante / non condensante)	95% a 100% (2 mesi/anno) / 0% a 95%	
Altitudine operativa massima s.l.m. ⁸⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾ / 3000 m ¹¹⁾	● / o / o	
Fabbisogno d'aria fresca	6500 m ³ /h	

Sunny Central Up (4.000/4.600 kVA)

MPP voltage range V_{DC} (at 25°C / at 35°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 35°C / at 50°C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused) for PV		
Number of DC inputs with optional DC battery coupling	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries		
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²		
Integrated zone monitoring	○		
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Output (AC)			
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom} = \text{Max. output current } I_{AC, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ¹¹⁾	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V ¹¹⁾
AC power frequency	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz		
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ¹⁰⁾	> 2		
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{8) 11)}	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited		
Efficiency			
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
Input-side disconnection point	DC load-break switch		
Output-side disconnection point	AC circuit breaker		
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I		
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I		
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III		
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○		
Insulation monitoring	○		
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34		
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range ⁹⁾	-25 to 60°C / -13 to 140°F		
Noise emission ⁷⁾	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60°C / -40 to 140°F		
Temperature range (storage)	-40 to 70°C / -40 to 158°F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0% to 95%		
Maximum operating altitude above MSL ⁸⁾ 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m ³ /h		

Sunny Central Up (2.200/3.000 kVA)

Input (DC)		
Max. DC power (at $\cos \varphi = 1$)	898 kW	954 kW
Max. input voltage	1000 V	1000 V
$V_{MPP_{min}}$ at $I_{MPP} < I_{DCmax}$	530 V	568 V
MPP voltage range (at 25°C / at 50°C at 50 Hz) ^{[1][2]}	641 V to 850 V ^[3] / 583 to 850 V ^[3]	681 V to 850 V ^[3] / 625 to 850 V ^[3]
MPP voltage range (at 25°C / at 50°C at 60 Hz) ^{[1][2]}	641 V to 850 V ^[3] / 583 to 850 V ^[3]	681 V to 850 V ^[3] / 625 to 850 V ^[3]
Rated input voltage	641 V	681 V
Max. input current	1400 A	1400 A
Max. DC short-circuit current	2500 A	2500 A
Number of independent MPP inputs	1	1
Number of DC inputs	9	9
Output (AC)		
Rated power (at 25°C) / nominal AC power (at 50°C)	880 kVA / 800 kVA	935 kVA / 850 kVA
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range	360 V / 324 V to 414 V	386 V / 348 V to 443 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz to 63 Hz	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz to 63 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 360 V	50 Hz / 386 V
Max. output current / max. total harmonic distortion	1411 A / 0.03	1411 A / 0.03
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.9 leading to 0.9 lagging	
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	3 / 3
Efficiency^[4]		
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	98.6% / 98.4% / 98.5%	98.6% / 98.4% / 98.5%
Protective devices		
Input-side disconnection device	Motor-driven load-break switch	Motor-driven load-break switch
Output-side disconnection device	AC circuit breaker	AC circuit breaker
DC overvoltage protection	Type I surge arrester	Type I surge arrester
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	Lightning Protection Level III
Stand-alone grid detection active / passive	● / –	● / –
Grid monitoring	●	●
Ground fault monitoring / remote-controlled ground fault monitoring	○ / ○	○ / ○
Insulation monitoring	○	○
Surge arrester for auxiliary power supply	●	●
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
General data		
Dimensions (W / H / D)	2562 / 2272 / 956 mm (101 / 89 / 38 inches)	
Weight in kg	1900 kg / 4200 lb	1900 kg / 4200 lb
Operating temperature range	–25°C to +62°C / –13°F to +144°F	
Extended operating temperature range	○ [–40°C to 62°C / –40°F to 144°F]	
Noise emission ^[5]	64 dB(A)	63 dB(A)
Max. self-consumption (operation) ^[6] / self-consumption (night)	1950 W / < 100 W	1950 W / < 100 W
External auxiliary supply voltage	230 V / 400 V (3 / N / PE)	230 V / 400 V (3 / N / PE)
Cooling concept	OptiCool	OptiCool
Degree of protection: electronics / connection area (according to IEC 60529) / according to IEC 60721-3-4	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2
Application in unprotected outdoor environments / indoor	● / ○	● / ○
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	15% to 95%	15% to 95%
Maximum operating altitude above MSL 2000 m / 4000 m	● / ○	● / ○
Fresh air consumption (inverter)	3000 m ³ /h	3000 m ³ /h

Sunny Central Up (800/850 kVA)

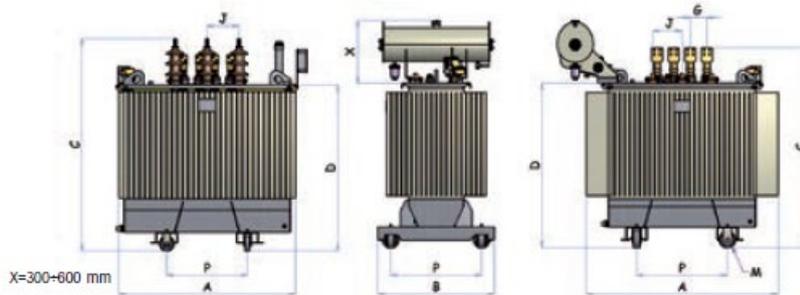
Input (DC)	
Max. DC power (at $\cos \phi = 1$)	1122 kW
Max. input voltage	1000 V
V_{MPP_min} at $I_{MPP} < I_{DCmax}$	596 V
MPP voltage range (at 25°C / at 40°C / at 50°C) ^{(1), (2)}	688 V to 850 V ⁽³⁾ / 625 V to 850 V ⁽³⁾ / 596 V to 850 V ⁽³⁾
Rated input voltage	688 V
Max. input current	1635 A
Max. DC short-circuit current	2500 A
Number of independent MPP inputs	1
Number of DC inputs	9
Output (AC)	
AC power (at 25°C / at 40°C / at 50°C)	1100 kVA / 1000 kVA / 900 kVA
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range	405 V / 365 V to 465 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz to 63 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 405 V
Max. output current / max. total harmonic distortion	1568 A / 0.03
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.9 overexcited to 0.9 underexcited
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency⁽⁴⁾	
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	98.7% / 98.4% / 98.5%
Protective devices	
Input-side disconnection device	Motor-driven load-break switch
Output-side disconnection device	AC circuit breaker
DC overvoltage protection	Type I surge arrester
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III
Stand-alone grid detection active / passive	● / -
Grid monitoring	●
Ground fault monitoring	○ / ○
Insulation monitoring	○
Surge arrester for auxiliary power supply	●
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III
General data	
Dimensions (W / H / D)	2562 / 2272 / 956 mm (101 / 89 / 38 inches)
Weight	1900 kg / 4300 lb
Operating temperature range	-25°C to 62°C / -13°F to 144°F
Extended operating temperature range	○ [-40°C to 62°C / -40°F to 144°F]
Noise emission ⁽⁵⁾	68 db(A)
Max. self-consumption (operation) ⁽⁶⁾ / self-consumption (night)	1950 W / < 100 W
External auxiliary supply voltage	230 V / 400 V (3 / N / PE)
Cooling concept	OptiCool
Degree of protection: electronics / connection area (according to IEC 60529) / according to IEC 60721-3-4	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2
Application in unprotected outdoor environments / indoor	● / ○
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	15% to 95%
Maximum operating altitude above MSL 2000 m / 4000 m	● / ○
Fresh air consumption (inverter)	3000 m ³ /h

Sunny Central Up (1.000 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 2B+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	Pa (W)	Pcc (75°C) (W)	Uik (75°C) %	LmA dB(A)	Total (kg)	Oil (kg)	A (mm)	B (mm)	C (mm)	D (mm)	M (mm)	P (mm)	J (mm)	G (mm)
TR3038 - Ccok	100	380	1950	4	56	680	180	1085	720	1520	1035	125	520	365	90
	160	520	2550	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
	1600	2800	17000	6	71	3830	920	2120	1110	2200	1715	150	820	365	180
	2000	3400	21000	6	73	4590	1090	2225	1340	2340	1825	200	1070	365	180
	2500	4100	26500	6	76	5580	1320	2400	1380	2445	1960	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	11580	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 24.727 m;

- Rete MT, circa 11.400 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 14 Cabine di Raccolta dell'impianto fotovoltaico finalizzando il suo tragitto presso la SSE Utente esistente.

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:

➤ **Cavidotto di connessione "Acquaro"**

Questa tratta di cavidotto ha uno sviluppo lineare complessivo di circa 5.9 km, partendo dalla CdR B9 (campo 9 - macro area B) attestandosi direttamente alla SSE Utente;

➤ **Cavidotto di connessione "Paticchi"**

Ha uno sviluppo lineare complessivo di circa 12 km definito dai tratti di seguito riportati:

- Parte dalla CdR D14 in entra esce sulla CdR D13 per un tratto di circa 2.000 m;
- dalla CdR D13 in entra esce sulla CdR C12 per un tratto di circa 8.815 m;
- dalla CdR C12 alla SSE Utente per un tratto di circa 1.220 m.

➤ **Cavidotto di connessione "Lo Spada"**

Ha uno sviluppo complessivo di circa 2,1 km definito come a seguire:

- Parte dalla CdR C11 in entra esce sulla CdR C10 per un tratto di circa 1.205 m;
- dalla CdR C10 alla SSE Utente per un tratto di circa 916 m.

Le dorsali del cavidotto di connessione sopra individuate verranno realizzate mediante posa in trincea da 1 a 6 terne di cavi.

4.5. Calcolo della producibilità

La stima della produzione di energia dell'impianto in progetto si attesta in 369,18 GWh annui, la produzione è stata calcolata mediante simulazione con software PVSyst di cui si riportano i dati a seguire,

System Production

Produced Energy

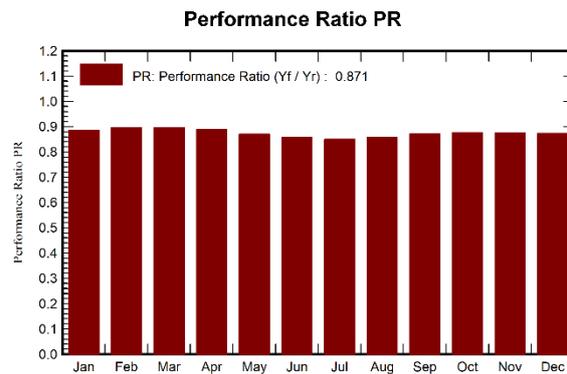
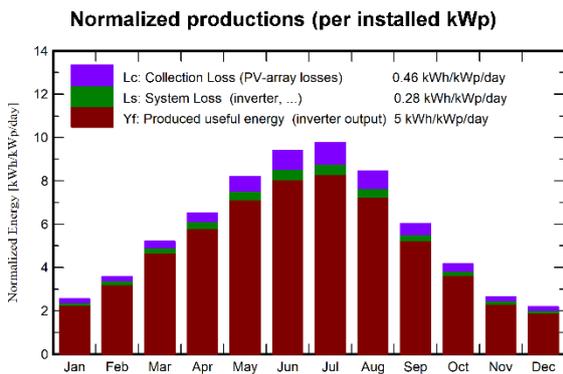
369.18 GWh/year

Specific production

1824 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR

87.05 %



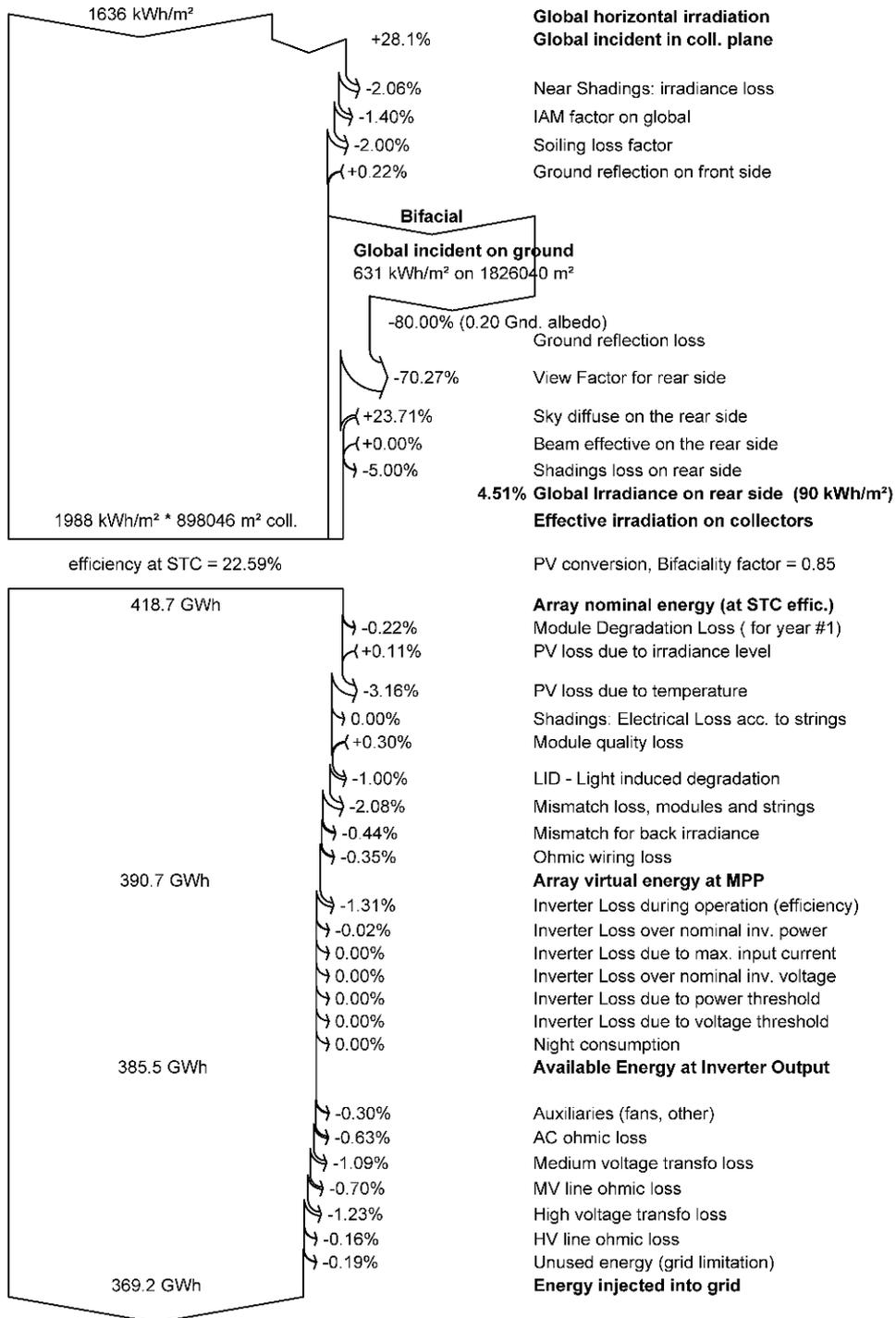
Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	GWh	GWh	ratio
January	60.8	28.20	10.10	79.2	73.3	15.05	14.22	0.886
February	78.0	34.90	10.50	100.4	93.9	19.20	18.21	0.896
March	126.2	52.10	12.20	161.5	152.8	30.85	29.28	0.896
April	155.9	65.10	14.90	195.8	186.1	37.15	35.22	0.889
May	199.9	75.00	19.30	254.0	242.3	47.24	44.71	0.870
June	220.1	73.10	23.90	282.2	269.8	51.78	49.00	0.858
July	233.4	67.50	26.40	302.9	289.8	55.10	52.08	0.850
August	202.6	65.10	26.50	262.2	250.9	48.09	45.52	0.858
September	141.0	57.40	22.60	180.8	171.4	33.62	31.90	0.872
October	102.1	45.30	18.60	128.9	121.0	24.15	22.88	0.877
November	62.9	31.40	14.80	79.8	73.8	14.97	14.13	0.876
December	52.7	25.10	11.50	68.1	62.5	12.79	12.04	0.874
Year	1635.6	620.20	17.65	2095.7	1987.6	390.01	369.18	0.871

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Loss diagram



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 SE Terna "Brindisi Pignicelle". 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 $t=0,40$ 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 ρ_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 ρ_s Ωm	
Terrano 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 C11, che ha una lunghezza di 600 m circa; pertanto, assumeremo

$$L_p = 600 \text{ m}$$

E

$$L_t = 750 \text{ m}$$

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.