



REGIONE BASILICATA

Proponente



SOLTEC DEVELOPMENT SA (ex Powertis)

Calle de Núñez de Balboa, 33
28001 Madrid, Spain
www.soltec.com

AMBRA SOLARE 38 S.R.L.

Via Tevere 41
00198 Roma, Italy
C.F. 16111101008

IMPIANTO AGRIVOLTAICO GIOCOLI E OPERE CONNESSE POTENZA IMPIANTO 19,96 MWp COMUNE DI SANT'ARCANGELO (PZ)

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Progettazione



Studio Margiotta Associati

Via Vaccaro, 37
85100 POTENZA (PZ) - ITALY
Tel. 097137512
Pec: donata.margiotta@archiworldpec.it


Arch. Donata M. R. MARGIOTTA

PROGETTO DEFINITIVO

COD. PROGETTO	202101761	COD ELABORATO	scala
COD. FILE	202101761-A.5	A.5	-

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
00	Maggio 2023	Progetto Definitivo	Tolve	Margiotta	SOLTEC



	 STUDIO MARGIOTTA ASSOCIATI	CODE: 202101761-A.5
		PAGINA: 2 di/of 27

INDICE

1	PREMESSA.....	3
1.1	INQUADRAMENTO TERRITORIALE	3
2	DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI	5
2.1	PANNELLI FOTOVOLTAICI.....	5
2.2	INVERTER	7
2.3	CABINE DI TRASFORMAZIONE	9
2.4	SISTEMA DI ACCUMULO.....	11
2.5	CABINA DI RACCOLTA	12
2.6	STAZIONE ELETTRICA DI SMISTAMENTO A 150 kV	13
2.7	STAZIONE UTENTE DI TRASFORMAZIONE.....	14
3	DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	16
3.1	SITO DI INSTALLAZIONE	16
3.2	POTENZA TOTALE.....	18
3.3	DATI DI IRRAGGIAMENTO SOLARE.....	19
3.4	SISTEMI DI ORIENTAMENTO	19
3.5	PREVISIONE DI PRODUZIONE ENERGETICA.....	20
4	CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO I FULMINI.....	28

	 <small>STUDIO MARGIOTTA ASSOCIATI</small>	CODE: 202101761-A.5
		PAGINA: 3 di/of 27

1 PREMESSA

La presente relazione si riferisce all'impianto agrivoltaico, denominato "Giocoli", della potenza nominale di 19,96 MWp che la società Ambra Solare 42, partecipata al 100% da Powertis S.r.l, intende realizzare nel territorio del Comune di Sant'Arcangelo (PZ) in Località "Masseria Giocoli".

1.1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Gli interventi di progetto ricadono interamente in agro del Comune di Sant'Arcangelo, in provincia di Potenza.

Il Comune di Sant'Arcangelo rientra tra i 21 comuni lucani appartenenti all'ambito territoriale della Val d'Agri posto nell'area sud-ovest della Regione Basilicata.

Il territorio comunale si sviluppa lungo il limite sud-orientale della provincia di Potenza, al confine con la provincia di Matera; ha un'estensione di 89,10 Km² e confina a sud-ovest con il Comune di Roccanova (PZ), a sud con il Comune di Senise (PZ), a nord-ovest con il Comune di Aliano (MT), a nord-est con il Comune di Stigliano (MT), ad est con il Comune di Tursi (MT) ed a sud-est con il Comune di Colobraro (MT).



Il centro abitato, sorge a 388 m s.l.m. e dista circa 100 Km dalla città di Potenza, capoluogo di regione, e circa 86 Km dalla città di Matera offrendo una posizione privilegiata per apprezzare i caratteri territoriali della Valle del fiume Agri, ma anche delle increspature della parte più interna dei Calanchi.

Il contesto territoriale complessivamente è caratterizzato da un paesaggio prevalentemente collinare con alcuni apici orografici ed un'altitudine variabile tra i 137 e 772 m s.l.m., con un'escursione complessiva pari a 635 m.

Il sito di intervento è ubicato a sud est dal centro abitato di Sant'Arcangelo (dal quale dista circa 4,5 Km), a nord dal centro abitato di Senise (dal quale dista circa 7,3 Km) e ad ovest rispetto a quello di Tursi (dal quale dista circa 11,77 Km).

L'area del parco agrivoltaico denominato "Giocoli" si colloca sul limite sud-orientale del territorio comunale ed è raggiungibile nei seguenti modi:

- da Taranto percorrendo la SS 106 Jonica in direzione Reggio Calabria: 5 km dopo aver superato il bivio per Policoro continuare sulla SS 598 Fondo Valle d'Agri, fino all'intersezione con la Strada Statale S 92 dell'Appennino Meridionale. Dalla SS 92 il campo fotovoltaico è raggiungibile mediante una strada comunale (classificata locale).
- da Reggio Calabria percorrendo la A2 Autostrada del Mediterraneo in direzione Salerno: uscita Lauria Nord, direzione Senise sulla S.S. 653 Sinnica fino all'intersezione con la SS 92 da cui si diparte la strada comunale (classificata come locale) che costituisce la viabilità principale di accesso al parco agrivoltaico di progetto.
- da Salerno percorrendo la A2 Autostrada del Mediterraneo in direzione Reggio Calabria: uscita Lauria Nord, direzione Senise sulla S.S. 653 Sinnica fino all'intersezione con la SS 92 da cui si diparte la strada comunale (classificata come locale) che costituisce la viabilità principale di accesso al parco agrivoltaico di progetto.
- da Potenza prendendo la ex A3 SA-RC, in prossimità di Tito prendere Strada Statale 95 in direzione Atena Lucana -Brienza, e una volta attraversata Brienza continuando sulla strada statale 598 Fondo Valle d'Agri, fino all'intersezione con la SS 92 da cui si diparte la strada

		CODE: 202101761-A.5
		PAGINA: 4 di/of 27

comunale (classificata come locale) che costituisce la viabilità principale di accesso al parco agrivoltaico di progetto.

La morfologia dell'area interessata dall'impianto agrivoltaico di progetto si presenta a grandi linee collinare con quote topografiche che si attestano tra circa 320 m s.l.m. e 460 metri s.l.m..

Il campo agrivoltaico è ubicato a sud della Masseria Giocoli e a sud est rispetto al centro abitato di Sant'Arcangelo da cui dista, nel punto più vicino circa 4,5 Km; l'impianto si articola in tre subaree e in una ulteriore area in cui sono ubicati l'impianto di accumulo (storage) e la cabina di raccolta.

La subarea 1 è la più a sud di tutte ed occupa la superficie più estesa pari a circa 17,82 ha; la subarea 2 si estende per circa 5,01 ha, la 3 per circa 2,30 ha. L'area in cui sono ubicati lo storage e la cabina di raccolta possiede una estensione di circa 0,45 ha.

La superficie totale occupata dal campo agrivoltaico è pari a circa 25,58 ha.

L'area in cui ricade l'impianto è prevalentemente vocata all'agricoltura cerealicola; non si ravvisa la presenza di ricettori sensibili, gli unici edifici presenti sono di tipo rurale (masserie, manufatti adibiti a ricovero mezzi e attrezzature, nonchè magazzini).



1-1 - Inquadramento dell'area di intervento su ortofoto

Ilavidotto interrato di connessione alla RTN, ubicato interamente nel territorio di Sant'Arcangelo, ha inizio dalla cabina di raccolta e si sviluppa quasi totalmente in fregio alla viabilità esistente costituita dalla strada comunale classificata locale con un lunghezza totale di circa 728,71 m di cui:

- 650,71 m in MT colleganti il campo agrivoltaico alla SSE Utente;

		CODE: 202101761-A.5
		PAGINA: 5 di/of 27

- 78,00 m in AT che collegano la SSE Utente allo stallo previsto all'interno dell'area della SE Terna denominata "Sant'Arcangelo".

L'accesso all'area dell'impianto è assicurato da una strada comunale, classificata come locale, di larghezza media pari a circa 3,00 m, sterrata.

La stazione utente di trasformazione, anche definita SSE produttore, sarà ubicata in prossimità della futura SE Terna alla particella 45, Foglio 60.

Lo stallo di consegna sarà ubicato all'interno della futura Stazione Elettrica di Trasformazione 380/150 KV da realizzarsi nei pressi di Località Masseria Giocoli nel Comune di Sant'Arcangelo (PZ) al fine di consentire la connessione alla RTN.

La SE Terna sarà ubicata alle particelle 45 e 2 del Fg. 60 del Catasto del Comune di S. Arcangelo.

Gli interventi rientrano in zona agricola E dello strumento urbanistico del comune di Sant'Arcangelo; non ricadono all'interno di Aree Protette, Siti Natura 2000, aree IBA, né tantomeno in Beni tutelati ai sensi del D.Lgs 42/2004.

Gli studi e le indagini di carattere geologico e idrogeologico svolti hanno permesso di definire con sufficiente dettaglio le caratteristiche dei terreni che ospiteranno l'impianto agrivoltaico, il cavidotto e tutte le opere annesse ed hanno consentito di accertare la fattibilità del progetto previsto.

L'impianto agrivoltaico non ricade in nessuna area perimetrata dal PAI vigente, come pure la stazione Produttore e la SE Terna.

2 DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI

2.1 PANNELLI FOTOVOLTAICI

Un impianto fotovoltaico è costituito essenzialmente dall'assemblaggio di più moduli fotovoltaici che sfruttano l'energia solare per produrre energia elettrica; esso è costituito da celle fotovoltaiche collegate tra loro in serie o in parallelo, che di fatto si comportano come generatori di corrente che trasducono in elettricità l'energia solare incidente tramite l'effetto fotovoltaico. Quest'ultimo si basa sulle proprietà di alcuni materiali semiconduttori (fra cui il silicio) che hanno la capacità di generare elettricità quando colpiti dalla radiazione solare e quindi senza l'uso di alcun combustibile tradizionale.



Figura 2-1 - Cella fotovoltaica



	 STUDIO MARGIOTTA ASSOCIATI	CODE: 202101761-A.5
		PAGINA: 6 di/of 27

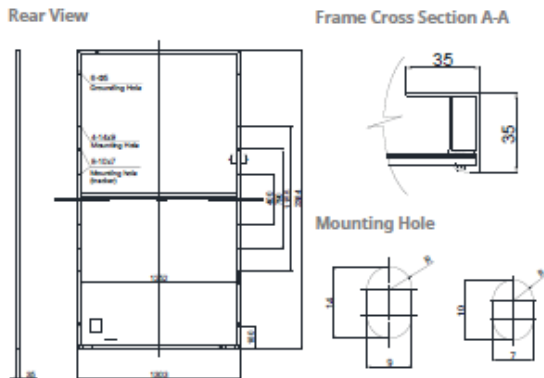


Figura 2-2 - Modulo fotovoltaico

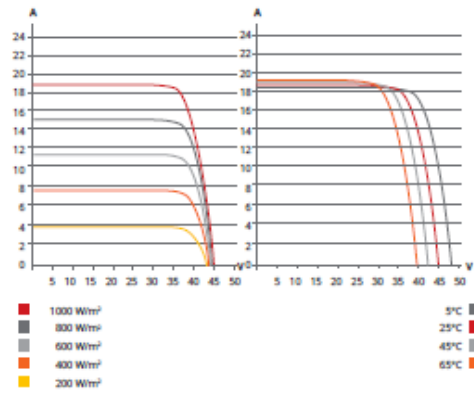
Il campo fotovoltaico è un insieme di moduli opportunamente collegati in serie e in parallelo. Più moduli, elettricamente collegati in serie, formano la stringa. Infine il collegamento elettrico in parallelo di più stringhe costituisce il campo. Le stringhe possono essere disposte in file parallele con l'inclinazione desiderata. Un fattore importante da tenere in considerazione è la distanza minima fra le file di pannelli, che deve essere tale da evitare che l'ombra della fila anteriore copra i pannelli della fila posteriore. Risulta quindi necessario calcolare la distanza minima tra le file in funzione della latitudine del luogo, dell'angolo di inclinazione e dell'altezza dei pannelli.

Di seguito si riporta la scheda tecnica dei pannelli.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-650MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS
Nominal Max. Power (Pmax)	640 W	645 W	650 W	655 W	660 W	665 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.07 A	17.11 A	17.16 A	17.20 A	17.24 A	17.28 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.6 V	44.8 V	45.0 V	45.2 V	45.4 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	18.31 A	18.35 A	18.39 A	18.43 A	18.47 A	18.51 A
Module Efficiency	20.6%	20.8%	20.9%	21.1%	21.2%	21.4%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1000V (IEC)					
Module Fire Performance	CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	30 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS
Nominal Max. Power (Pmax)	478 W	482 W	486 W	489 W	493 W	497 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.0 V	35.2 V	35.4 V	35.6 V	35.8 V	36.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.66 A	13.70 A	13.73 A	13.75 A	13.78 A	13.81 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.0 V	42.2 V	42.4 V	42.6 V	42.8 V	43.0 V
Short Circuit Current (Isc)	14.77 A	14.80 A	14.84 A	14.87 A	14.90 A	14.93 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	35.7 kg (78.7 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	480 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

Figura 2-3 - Scheda tecnica pannelli fotovoltaici

2.2 INVERTER

L'inverter è un apparato che viene impiegato per convertire la corrente alternata (CA) prodotta dai pannelli in corrente continua (CC); esegue inoltre anche l'adeguamento in parallelo per l'immissione dell'energia nella rete.

Possiede una parte in continua (in cui sono alloggiati appunto gli ingressi in corrente continua proveniente dalle stringhe) ed un sezionatore di protezione che, a seguito della conversione dell'energia in corrente alternata, dispone l'uscita delle linee di collegamento in bassa tensione verso la cabina di campo. Le linee di collegamento in uscita in bassa tensione vanno poi a confluire nei quadri di parallelo per il collegamento alle cabine di trasformazione.

Di seguito si riporta la scheda tecnica dell'inverter.



CODE:
202101761-A.5



PAGINA:
8 di/of 27

SUN2000-215KTL-H3

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.6%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ~ 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Figura 2-4 - Scheda tecnica inverter

		CODE: 202101761-A.5
		PAGINA: 9 di/of 27

2.3 CABINE DI TRASFORMAZIONE

La corrente alternata (CA) in uscita dagli inverter viene veicolata verso le cabine di trasformazione mediante una rete di distribuzione interna a bassa tensione (BT). Le cabine di trasformazione, dette cabine di campo, sono adibite ad allocare tutte le apparecchiature elettriche funzionali alla trasformazione dell'energia in CA, prodotta dai pannelli fotovoltaici, in MT.

All'interno del parco sono previste n.4 cabine elettriche di trasformazione. Le cabine hanno dimensioni lorde di circa 6,0 x 2,5 m ed altezza 2,9 m.



Figura 2-5: Smart Transformer Station STS-6000K-H1

Smart Transformer Station è un container compatto delle misure indicate che contiene un trasformatore MT esterno, un'unità principale ad anello MT e un pannello BT. Consente una connessione rapida e affidabile di PVinverter alle reti MT.

Il Modulo cabina sarà posata su fondazione in c.a. di cm. 50, predisposta con idonei passacavi per l'ingresso dei cavi in cabina.

Le funzioni principali sono:

- Monitoraggio in tempo reale di Trasformatore, Quadri MT e Distribuzione BT, inclusa la temperatura, pressione, stato porta ecc.;
- Monitoraggio e raccolta online di parametri di qualità dell'alimentazione, tra cui tensione, corrente e potenza, ecc..

Le caratteristiche principali sono:

- Assemblaggio prefabbricato e precollaudato per una rapida messa in servizio e costruzione;
- Design compatto per un trasporto facile e veloce;
- Design robusto in eventuali ambienti difficili.

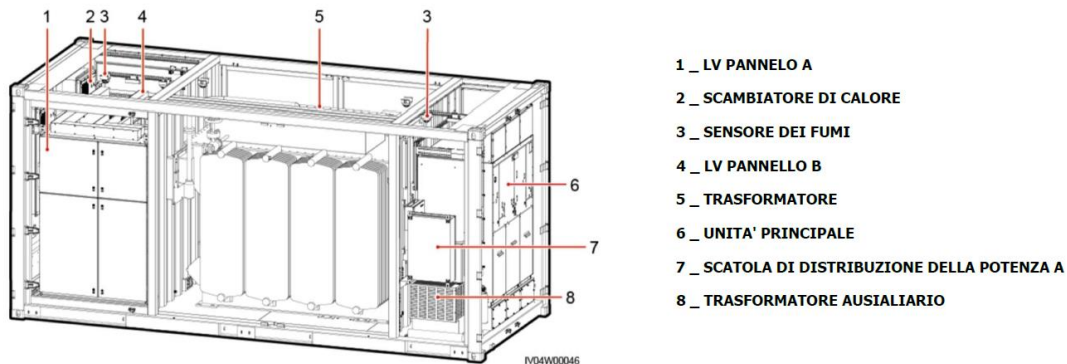


Figura 2-6 - Componenti cabina di trasformazione

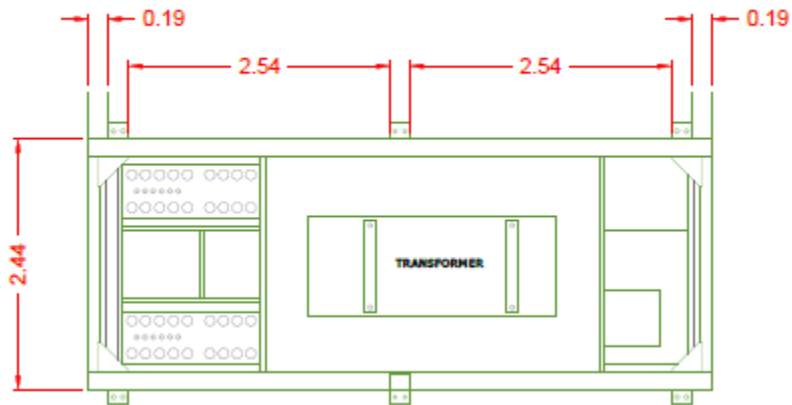


Figura 2-7 – Pianta

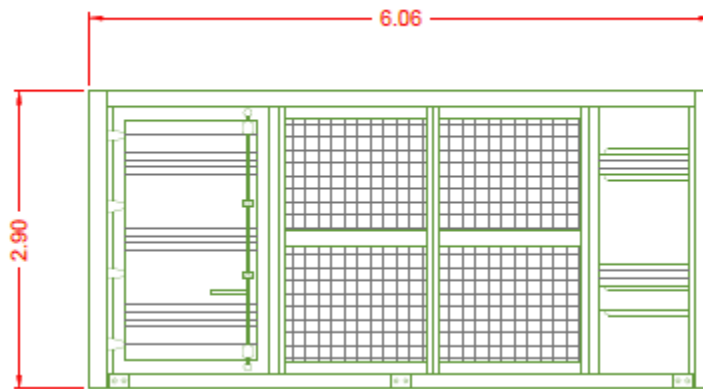


Figura 2-8 - Vista frontale

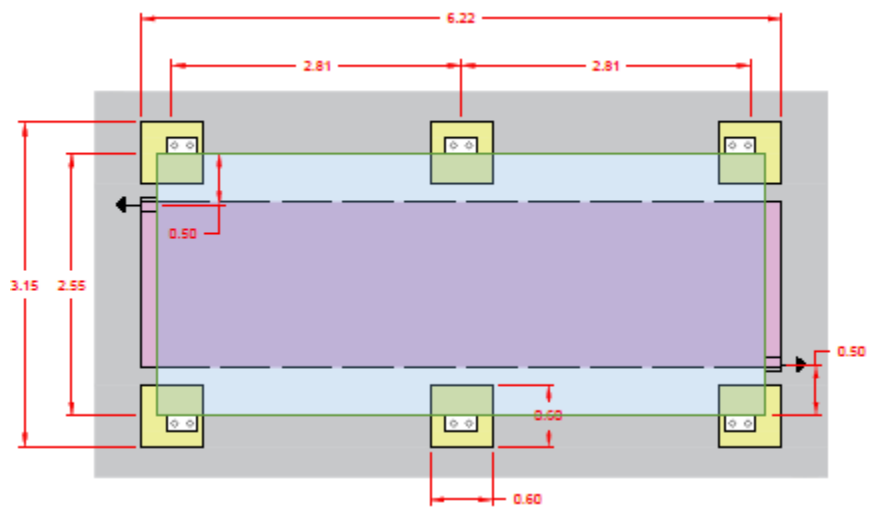


Figura 2-9 - Fondazioni



CODE:
202101761-A.5

PAGINA:
11 di/of 27

STS-6000K-H1
Technical Specifications

Input	
Available Inverters	SUN2000-200KTL / SUN2000-215KTL
AC Power	6,500 kVA @40°C / 5,920 kVA @50°C ¹
Max. Inverters Quantity	32
Rated Input Voltage	800 V
Max. Input Current at Nominal Voltage	2,482.7 A x 2
LV Main Switches	ACB (2900 A / 800 V / 3P, 2 x 1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 2 x 16 pcs)
Output	
Rated Output Voltage	10 kV, 11 kV, 20 kV, 22 kV, 30 kV, 33 kV ²
Frequency	50 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type
Transformer Cooling Type	ONAN
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)
Transformer Vector Group	Dy11-y11
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 2, Compliance with (EU) 548/2014 Amend by (EU) 2019/1783
Transformer Load Losses	42.6 kW
Transformer No-load Losses	4.5 kW
Impedance (HV-LV1, LV2)	8% (0 ~ +10%) @6,500 kVA
MV Switchgear Type	SF6 Gas Insulated, 3 Units
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Dyn11
Output Voltage of Auxiliary Transformer	400 / 230 Vac
Protection	
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54
Internal Arcing Fault MV Switchgear	IAC A 20 kA 1s
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N
MV Surge Arrester for MV Circuit Breaker	Equipped
LV Overvoltage Protection	Type I+II
Anti-rodent Protection	C4 High / C5 Medium in accordance with ISO 12944-1
Features	
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability
Measurement & Control	Smart & Distributed Measurement & Control System
1.5 kVA UPS	Optional ³
General	
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)
Weight	< 22 t (48,502 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ⁴ (-13°F ~ 140°F)
Relative Humidity	0% ~ 95%
Max. Operating Altitude	2,000 m (6,562 ft.)
Enclosure Color	RAL 9003
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1



Figura 2-10 - Scheda tecnica Smart Transformer Station STS-6000K-H1

2.4 SISTEMA DI ACCUMULO

L'impianto di progetto è predisposto per alloggiare un sistema di accumulo elettrochimico (BESS) formato da tre batterie da 10 MW ognuna.

Tale sistema consentirà un miglior utilizzo dell'energia rinnovabile prodotta dall'impianto fotovoltaico, rendendola disponibile anche nei periodi di mancata produzione solare, ad esempio di notte.



		CODE: 202101761-A.5
		PAGINA: 12 di/of 27

I sistemi di storage elettrochimico sono in grado di fornire molteplici servizi di regolazione, consentendo di immettere in rete una quota rilevante di energia da fonti rinnovabili, che altrimenti il sistema elettrico nazionale non sarebbe in grado di accogliere. Tra i principali servizi di rete si ricordano:

- ✓ arbitraggio: differimento temporale tra produzione di energia (ad esempio da fonte rinnovabile non programmabile, FRNP) ed immissione in rete della stessa, per sfruttare in maniera conveniente la variazione del prezzo di vendita dell'energia elettrica;
- ✓ regolazione primaria di frequenza: regolazione automatica dell'erogazione di potenza attiva effettuata in funzione del valore di frequenza misurabile sulla rete e avente l'obiettivo di mantenere in un sistema elettrico l'equilibrio tra generazione e fabbisogno;
- ✓ regolazione secondaria di frequenza: regolazione automatica dell'erogazione di potenza attiva effettuata sulla base di un segnale di livello inviato da Terna e avente l'obiettivo di ripristinare gli scambi di potenza alla frontiera ai valori di programma e di riportare la frequenza di rete al suo valore nominale;
- ✓ regolazione terziaria e Bilanciamento: regolazione manuale dell'erogazione di potenza attiva effettuata a seguito di un ordine di dispacciamento impartito da Terna e avente l'obiettivo di:
 - ristabilire la disponibilità della riserva di potenza associata alla regolazione secondaria;
 - risolvere eventuali congestioni;
 - mantenere l'equilibrio tra carico e generazione.
- ✓ regolazione di tensione: regolazione dell'erogazione di potenza reattiva in funzione del valore di tensione misurato al punto di connessione con la rete e/o in funzione di un setpoint di potenza inviato da Terna.

2.5 CABINA DI RACCOLTA

All'interno del campo agrivoltaico, è prevista la presenza di una cabina di consegna che convoglia All'interno del campo agrivoltaico è prevista la presenza di una cabina di raccolta che convoglia l'energia prodotta. In sintesi, da ciascun trasformatore BT/MT di campo si sviluppa una linea interrata in Media Tensione che raggiungerà la Cabina di raccolta all'interno della quale sarà convogliata l'energia prodotta dai 4 sottocampi.

Tale energia sarà poi trasferita, attraverso il cavidotto esterno di connessione MT interrato, alla stazione utente di trasformazione del produttore.

La cabina di raccolta sarà costituita da un edificio delle dimensioni in pianta di circa 12 m x 5 m per una superficie complessiva di 60 mq. L'altezza della cabina di raccolta sarà pari a 3 m.

Le opere di fondazione (tipo vasca) e il locale della cabina di consegna sono di tipo prefabbricato saranno pertanto soltanto assemblate in loco.

Le dimensioni delle fondazioni saranno in pianta di 13,00 m x 6,00 m per una superficie complessiva di 78 mq.

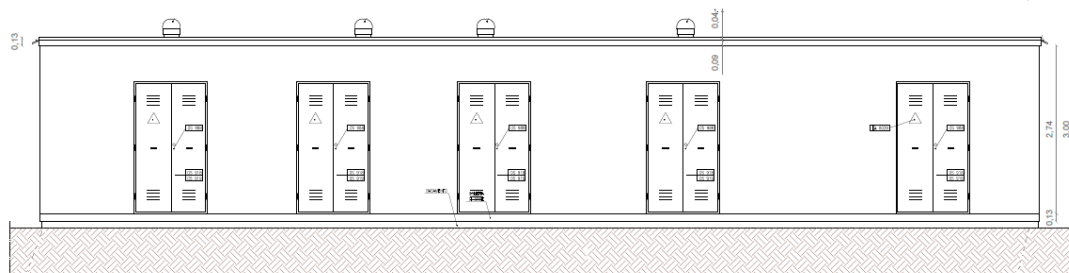




Figura 11: Cabina di raccolta

	 <small>STUDIO MARGIOTTA ASSOCIATI</small>	CODE: 202101761-A.5
		PAGINA: 13 di/of 27

2-12 - Cabina di raccolta

2.6 STAZIONE ELETTRICA DI SMISTAMENTO A 150 kV

La connessione dell'impianto agrivoltaico alla Rete Elettrica Nazionale sarà conseguita mediante apposito cavidotto, per il collegamento dalla cabina di raccolta al punto di consegna previsto nella futura Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN "Aliano" (da inserire in doppio entra – esce alle linee RTN a 150 kV "Aliano – Senise" e "Pisticci – Rotonda"), da ubicarsi nel comune di Sant'Arcangelo.

Nello specifico le opere di connessione consistono in:

- Il cavidotto MT interrato a 30 kV per l'interconnessione tra l'impianto fotovoltaico alla Stazione di Trasformazione 30/150 kV del Proponente;
- la stazione di Trasformazione 30/150 kV ubicata nelle adiacenze della futura Stazione TERNA che eleva l'energia al livello di tensione della rete AT;
- la connessione in antenna a 150 kV, mediante cavo interrato AT, tra la SE Proponente e lo Stallo di futura realizzazione nella Stazione Elettrica RTN 150 kV TERNA
- opere elettriche ed elettromeccaniche di collegamento della Stazione di trasformazione allo stallo assegnato all'interno della SE-RTN TERNA di futura realizzazione.

Lo stallo del produttore sarà costituito da:

- Terminale cavo AT - lato TERNA;
- Scaricatore con contascariche - lato TERNA;
- Trasformatore di tensione capacitivo 150kV;
- Sezionatore tripolare orizzontale 145-170kV con lame di messa a terra;
- TA ad affidabilità incrementata 150 kV;
- Interruttore tripolare 150kV;
- Isolatore portante;
- Sezionatore verticale.

Lo stallo del proponente sarà ubicato all'interno dell'area della SE secondo lo schema di seguito riportato.

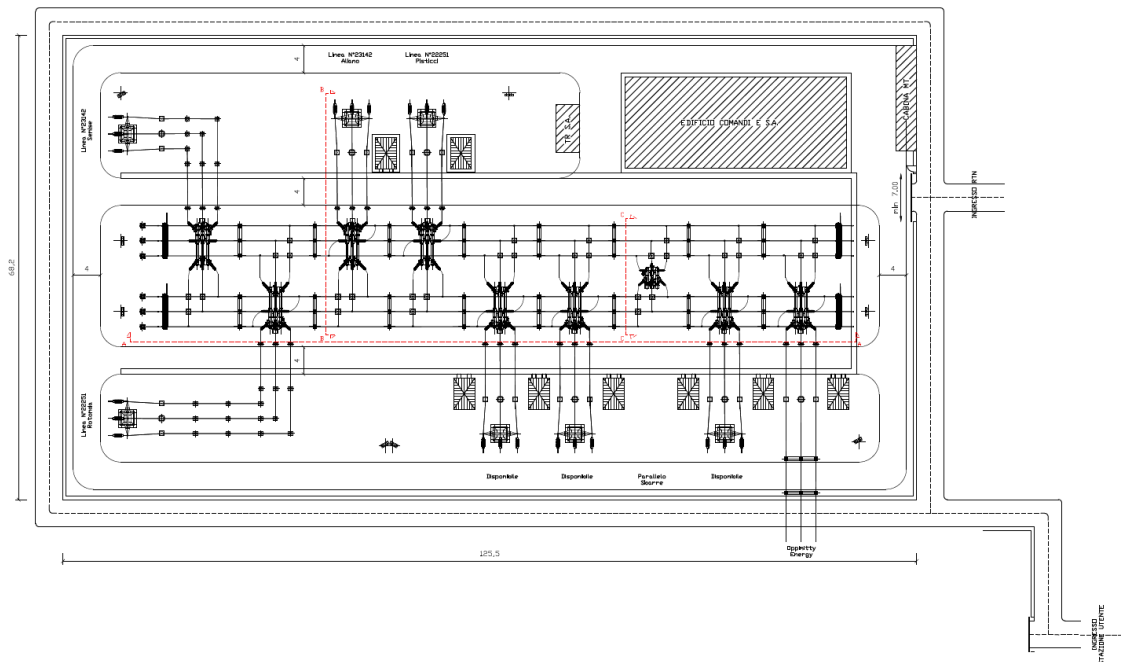


Figura 2-13: Planimetria SE con l'ubicazione dell'assegnazione degli stalli

2.7 STAZIONE UTENTE DI TRASFORMAZIONE

La sottostazione di elevazione 150/30 kV sarà collegata in antenna a 150 kV sulla futura Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV da inserire in entra-esce sulla linea 380 kV "Matera - Aliano" secondo la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG), codice pratica **202101761** sottoposta al Proponente.

La stazione utente di trasformazione, anche definita SSE produttore, sarà ubicata in prossimità della futura SE Terna alla particella 45, Foglio 60.



L'accesso alla SE utente sarà garantito da una strada comunale, dotata di una larghezza idonea a consentire l'accesso degli automezzi necessari per la realizzazione e la successiva manutenzione nel tempo della Stazione utente.

La stazione avrà pianta rettangolare di dimensioni pari a 32 m di larghezza e di 62 m di lunghezza, con una superficie complessiva pari a 1984 mq.

L'area della stazione utente sarà provvista di aree di transito e di sosta, con manto asfaltato, poste ad idonea distanza di sicurezza dalle apparecchiature elettriche; l'area in cui ricadono le apparecchiature elettriche sarà ricoperta da terreno grossolano (ghiaia).

L'area della sottostazione produttore sarà interamente recintata mediante:

- trave di fondazione di larghezza e profondità da definirsi sulla base delle caratteristiche portanti del terreno;
- muro di calcestruzzo armato posto in opera sulla fondazione per un'altezza fuori terra pari ad 1,20m rispetto al piano di calpestio interno;
- saette prefabbricate in cls armato infisse nel muro di cui sopra fino ad una altezza totale di 2,50m

	 STUDIO MARGIOTTA ASSOCIATI	CODE:
		202101761-A.5
		PAGINA:
		15 di/of 27

La recinzione perimetrale sarà conforme alla norma CEI 11-1.

L'area sarà inoltre dotata di un cancello per l'ingresso carrabile di larghezza di 8m, con accanto un cancello per l'accesso.

L'illuminazione della stazione sarà realizzata con torri faro a corona mobile, con proiettori orientabili.

Per quanto riguarda l'impianto di utenza, gli elementi principali che lo costituiscono sono i seguenti:

- ✓ un locale quadro elettrico da 30 kV, con annesse le apparecchiature di controllo e protezione della stazione e i relativi servizi ausiliari ubicato all'interno di un fabbricato prefabbricato del tipo shelter;
- ✓ un trasformatore elevatore 150/30 kV;
- ✓ un montante da 150 kV che si collega al trasformatore 150/30 kV costituito da interruttore sezionatore, scaricatore di sovratensione e trasformatore di misura.

Sempre all'interno di manufatti del tipo prefabbricato saranno ospitati i seguenti locali:

- locale comando, controllo e telecomunicazioni;
- locale controllo fotovoltaici;
- locale per i trasformatori MT/BT;
- locale quadri MT,
- Locale misure e rifasamento.

Dal punto di vista costruttivo, i locali saranno realizzati con pannelli prefabbricati, trattati internamente ed esternamente con intonaco murale plastico formulato con resine speciali e pigmenti di quarzo ad elevato potere coprente ed elevata resistenza agli agenti esterni anche per ambienti marini, montani ed industriali con atmosfera altamente inquinata.

I cunicoli per la cavetteria saranno realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera oppure prefabbricati; le coperture saranno metalliche o in PRFV, comunque carrabili per un carico ammissibile di 2000 kg.

Le tubazioni per cavi Bt e MT saranno in PVC serie pesante e poste in opera con un idoneo rinfiacco di calcestruzzo. Eventuali percorsi per collegamenti in fibra ottica saranno realizzati secondo le "Prescrizioni tecniche per la posa di canalizzazioni e dei cavi in fibra ottica".

Lungo le tubazioni ed in corrispondenza delle deviazioni di percorso, saranno inseriti pozzetti ispezionabili di opportune dimensioni; i pozzetti, realizzati in calcestruzzo armato prefabbricato o gettato in opera, saranno dotati di idonea copertura metallica o in PRFV.

Gli impianti elettrici saranno tutti "a vista" ad eccezione dei locali sopra menzionati.

L'alimentazione elettrica degli impianti tecnologici e deviata da interruttori automatici magnetotermici differenziali (secondo Norme CEI 23-18); il sistema di distribuzione bT 400 V c.a. e 220 V c.a. adottato e di tipo TN-S previsto dalle Norme CEI 64-8/3. Tutti gli impianti elettrici sono completi di adeguato impianto di protezione.

Lo stallo del sistema di sbarre AT interno alla SSE Produttore si conetterà al nuovo stallo da realizzarsi all'interno della futura stazione TERNA mediante cavo interrato.

	 STUDIO MARGIOTTA ASSOCIATI	CODE: 202101761-A.5
		PAGINA: 16 di/of 27

Il sistema scelto per la protezione, il comando e controllo dell'impianto sarà costituito da una generazione di apparecchiature in tecnologia digitale, aventi l'obiettivo di integrare le funzioni di acquisizione dati, controllo locale e remoto, protezione ed automazione. Esso sarà conforme all'allegato A68 del Codice di Rete redatto da TERNA "CENTRALI FOTOVOLTAICHE Condizioni generali di connessione alle reti AT Sistemi di protezione regolazione e controllo".

Qualora esigenze di connessione alla RTN lo richiedano in funzione dell'assicurazione di funzionamento e sicurezza della RTN stessa, la sottostazione Produttore sarà adeguata ad eventuali specifiche tecniche richieste.

3 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

3.1 SITO DI INSTALLAZIONE

L'impianto agrivoltaico di progetto ricade nel territorio comunale di Sant'Arcangelo (PZ) e si estende per circa 25,58 ha.

L'impianto, inoltre, si divide in tre sub aree e un'ulteriore area in cui sono ubicati l'impianto di accumulo (storage) e la cabina di raccolta:

- La sub area 1 si estende per circa 17,82 ha;
- La sub area 2 si estende per circa 5,01 ha;
- La sub area 3 si estende per 2,30 ha;
- L'area in cui sono ubicati l'impianto di accumulo (storage) e la cabina di raccolta si estende per 0,45 ha.

Le coordinate topografiche di localizzazione del sito sono le seguenti:

Sub area 1:

- Latitudine 40°12'48.2"N
- Longitudine 16°19'15.2"E

Sub area 2:

- Latitudine 40°12'50.4"N
- Longitudine 16°18'59.0"E

Sub area 3:

- Latitudine 40°12'53.8"N
- Longitudine 16°18'53.5"E

L'area in cui sono ubicati l'impianto di accumulo (storage) e la cabina di raccolta:

- Latitudine 40°12'57.6"N
- Longitudine 16°18'58.4"E



Il cavidotto di connessione esterno di collegamento alla RTN, è localizzato interamente nel territorio di Sant'Arcangelo, con uno sviluppo complessivo di circa 728,71 m di cui:

- 650,71 m che collegano il campo agrivoltaico alla SSE Utente;

- 78 m che collegano la SSE Utente alla Stazione SE RTN.

Nella tabella di seguito sono riassunte tutte le particelle catastali interessate dall'intervento.

COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA
Sant'Arcangelo	59	9
Sant'Arcangelo	59	10
Sant'Arcangelo	59	13
Sant'Arcangelo	59	15
Sant'Arcangelo	59	16
Sant'Arcangelo	60	2
Sant'Arcangelo	60	3
Sant'Arcangelo	60	5
Sant'Arcangelo	60	22
Sant'Arcangelo	60	23
Sant'Arcangelo	60	24
Sant'Arcangelo	60	25
Sant'Arcangelo	60	30
Sant'Arcangelo	60	31
Sant'Arcangelo	60	33
Sant'Arcangelo	60	34
Sant'Arcangelo	60	35
Sant'Arcangelo	60	36
Sant'Arcangelo	60	37
Sant'Arcangelo	60	38
Sant'Arcangelo	60	39
Sant'Arcangelo	60	40
Sant'Arcangelo	60	41
Sant'Arcangelo	60	42
Sant'Arcangelo	60	43
Sant'Arcangelo	60	44
Sant'Arcangelo	60	45
Sant'Arcangelo	60	47
Sant'Arcangelo	60	65
Sant'Arcangelo	61	14
Sant'Arcangelo	61	15
Sant'Arcangelo	61	16
Sant'Arcangelo	61	17
Sant'Arcangelo	61	18
Sant'Arcangelo	61	20
Sant'Arcangelo	61	21
Sant'Arcangelo	61	22
Sant'Arcangelo	61	25
Sant'Arcangelo	61	27
Sant'Arcangelo	61	28
Sant'Arcangelo	61	29
Sant'Arcangelo	61	30
Sant'Arcangelo	61	31
Sant'Arcangelo	61	32
Sant'Arcangelo	61	33
Sant'Arcangelo	61	34

		CODE:
		202101761-A.5
		PAGINA:
		18 di/of 27

Sant'Arcangelo	61	35
Sant'Arcangelo	61	40
Sant'Arcangelo	61	41
Sant'Arcangelo	61	42
Sant'Arcangelo	61	48
Sant'Arcangelo	61	49
Sant'Arcangelo	61	50
Sant'Arcangelo	61	51
Sant'Arcangelo	61	52
Sant'Arcangelo	61	53
Sant'Arcangelo	61	54
Sant'Arcangelo	61	55
Sant'Arcangelo	61	57
Sant'Arcangelo	61	58
Sant'Arcangelo	61	59
Sant'Arcangelo	61	60
Sant'Arcangelo	61	61
Sant'Arcangelo	61	62
Sant'Arcangelo	61	63
Sant'Arcangelo	61	64
Sant'Arcangelo	61	65
Sant'Arcangelo	61	68
Sant'Arcangelo	61	69
Sant'Arcangelo	61	70
Sant'Arcangelo	61	75
Sant'Arcangelo	61	83

3.2 POTENZA TOTALE

L'impianto sviluppa una potenza nominale complessiva pari a 19,96 MW, data dalla somma dei 30240 moduli in silicio monocristallino monofacciale della potenza nominale di 660 Wp, suddivisi in 1008 stringhe da 30 moduli cadauna. L'impianto sarà inoltre suddiviso in 4 sottocampi.

SOTTOCAMPI	INVERTER		POTENZA INVERTER	STRINGHE N°	CONFIGURAZIONE	MODULI		POTENZA CAMPO KW
	N°	KW				N°	W	
Sottocampo 1	11	200	2200	132	11 inverter con 12 stringhe	3960	660	2613600
Sottocampo 2	21	200	4200	252	21 inverter con 12 stringhe	7560	660	4989600
Sottocampo 3	27	200	5400	324	27 inverter con 12 stringhe	9720	660	6415200
Sottocampo 4	25	200	5000	300	25 inverter con 12 stringhe	9000	660	5940000
TOTALE IMPIANTO	84	800	16800	1008	84 inverter con 12 stringhe	30240	660	19958400

3.3 DATI DI IRRAGGIAMENTO SOLARE

I dati di irraggiamento sono stati estrapolati dal database Meteonorm, nel quale sono raccolte le informazioni meteorologiche e le procedure di calcolo, con riferimento ad ogni località del mondo.

I dati registrati per il progetto in esame sono tabellati di seguito:

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	61.7	26.40	6.20	80.7	75.6	1501	1446	0.897
February	78.6	33.20	6.60	102.1	96.4	1905	1838	0.902
March	125.0	50.90	9.20	161.7	153.5	2976	2868	0.888
April	151.8	64.60	12.20	190.8	181.3	3466	3338	0.877
May	190.1	77.10	16.80	243.1	230.6	4303	4139	0.853
June	208.0	76.10	21.40	266.1	252.6	4613	4432	0.835
July	220.3	72.50	24.00	285.8	272.1	4897	4702	0.824
August	195.2	66.80	24.00	254.3	243.5	4404	4232	0.834
September	139.4	56.40	19.50	179.5	169.8	3160	3044	0.850
October	104.7	43.40	15.50	137.2	129.9	2481	2394	0.874
November	66.6	29.60	11.00	86.9	81.3	1591	1535	0.885
December	53.7	24.20	7.20	71.2	66.3	1315	1267	0.892
Year	1595.1	621.20	14.51	2059.3	1952.9	36613	35236	0.857

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid



PR Performance Ratio

3.4 SISTEMI DI ORIENTAMENTO

I moduli fotovoltaici sono montati su strutture dedicate orientabili monoassiali ad inseguimento solare denominate tracker, che orienta i moduli in direzione Est-Ovest, garantendo un aumento della producibilità di oltre il 30%, aventi asse principale posizionato nella direzione Nord-Sud e caratterizzate da un angolo di rotazione pari a +60° e a -60°.

L'inseguitore solare è finalizzato ad ottimizzare la produzione elettrica dell'effetto fotovoltaico (il silicio cristallino risulta molto sensibile al grado di incidenza della luce che ne colpisce la superficie) ed utilizza la tecnica del backtracking per evitare fenomeni di ombreggiamento a ridosso dell'alba e del tramonto. In pratica nelle prime ore della giornata e prima del tramonto i moduli non sono orientati in posizione ottimale rispetto alla direzione dei raggi solari, ma hanno un'inclinazione minore (tracciamento invertito). Con questa tecnica si ottiene una maggiore produzione energetica dell'impianto fotovoltaico, perché il beneficio associato all'annullamento dell'ombreggiamento è superiore alla mancata produzione dovuta al non perfetto allineamento dei moduli rispetto alla direzione dei raggi solari.

L'algoritmo di backtracking che comanda i motori elettrici consente ai moduli fotovoltaici di seguire automaticamente il movimento del sole durante tutto il giorno, arrivando a catturare il 15-20% in più di irraggiamento solare rispetto ad un sistema con inclinazione fissa.

	 STUDIO MARGIOTTA ASSOCIATI	CODE: 202101761-A.5
		PAGINA: 20 di/of 27

3.5 PREVISIONE DI PRODUZIONE ENERGETICA

Il criterio utilizzato nella scelta dell'esposizione è quello di massimizzare la quantità di energia solare raccolta su base annua. I dati di producibilità dell'impianto sono stati simulati per mezzo del software dedicato PV syst V7.2.8.

L'energia totale annua prodotta è pari a 35236000 kWh.

Nel seguente documento sono riportati i risultati della simulazione.

Project summary			
Geographical Site		Situation	
Giocoli_Sant'Arcangelo		Latitude	40.22 °N
Italy		Longitude	16.31 °E
		Altitude	369 m
		Time zone	UTC+1
Meteo data		Project settings	
Giocoli_Sant'Arcangelo		Albedo	0.22
SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Sintético			

System summary			
Grid-Connected System		Trackers single array, with backtracking	
PV Field Orientation		Near Shadings	
Tracking plane, horizontal N-S axis		According to strings	
Axis azimuth	0 °	Electrical effect	100 %
System information		User's needs	
PV Array		Unlimited load (grid)	
Nb. of modules	30240 units	Inverters	
Pnom total	19.96 MWp	Nb. of units	84 units
		Pnom total	16.80 MWac
		Pnom ratio	1.188

Results summary			
Produced Energy	35236 MWh/year	Specific production	1765 kWh/kWp/year
		Perf. Ratio PR	85.73 %



CODE:
202101761-A.5

PAGINA:
21 di/of 27

General parameters

Grid-Connected System		Trackers single array, with backtracking	
PV Field Orientation		Backtracking strategy	
Orientation		Nb. of trackers	46 units
Tracking plane, horizontal N-S axis		Single array	
Axis azimuth	0 °	Sizes	
		Tracker Spacing	10.00 m
		Collector width	4.78 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	47.8 %
		Phi min / max.	-/+ 55.0 °
		Backtracking limit angle	
		Phi limits	+/- 61.3 °
Horizon		Near Shadings	
Average Height	7.3 °	According to strings	
		Electrical effect	100 %
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Canadian Solar Inc.	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7N-660MS 1500V	Model	SUN2000-215KTL-H3-Preliminary V0.4-20201128
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	660 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	30240 units	Number of inverters	84 units
Nominal (STC)	19.96 MWp	Total power	16800 kWac
Array #1 - Conjunto FV		Array #1 - Conjunto FV	
Number of PV modules	3960 units	Number of inverters	11 units
Nominal (STC)	2614 kWp	Total power	2200 kWac
Modules	132 Strings x 30 In series		
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp	2385 kWp	Operating voltage	500-1510 V
U mpp	1021 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I mpp	2335 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.19
Array #2 - Sub-array #2		Array #2 - Sub-array #2	
Number of PV modules	7560 units	Number of inverters	21 units
Nominal (STC)	4990 kWp	Total power	4200 kWac
Modules	252 Strings x 30 In series		
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp	4553 kWp	Operating voltage	500-1510 V
U mpp	1021 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I mpp	4457 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.19
Array #3 - Sub-array #3		Array #3 - Sub-array #3	
Number of PV modules	9720 units	Number of inverters	27 units
Nominal (STC)	6415 kWp	Total power	5400 kWac
Modules	324 Strings x 30 In series		
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp	5854 kWp	Operating voltage	500-1510 V
U mpp	1021 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I mpp	5731 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.19

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		LID - Light Induced Degradation				
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	1.5 %			
		Uc (const)	29.0 W/m ² K					
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss				
Loss Fraction	-0.4 %	Loss Fraction	0.7 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %			
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance	0.63 mΩ		
Loss Fraction	1.0 % at STC		
Array #1 - Conjunto FV		Array #2 - Sub-array #2	
Global array res.	4.8 mΩ	Global array res.	2.5 mΩ
Loss Fraction	1.0 % at STC	Loss Fraction	1.0 % at STC
Array #3 - Sub-array #3		Array #4 - Sub-array #4	
Global array res.	2.0 mΩ	Global array res.	2.1 mΩ
Loss Fraction	1.0 % at STC	Loss Fraction	1.0 % at STC

System losses

Auxiliaries loss	
Proportional to Power	3.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo	
Inverter voltage	800 Vac tri
Loss Fraction	1.50 % at STC
Inverter: SUN2000-215KTL-H3-Preliminary V0.4-20201126	
Wire section (84 Inv.)	Copper 84 x 3 x 150 mm ²
Average wires length	328 m

AC losses in transformers

MV transfo	
Grid voltage	30 kV
Operating losses at STC	
Nominal power at STC	19589 kVA
Iron loss (24/24 Connexion)	4.90 kW/Inv.
Loss Fraction	0.10 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 1.31 mΩ/inv.
Loss Fraction	1.00 % at STC

PV Array Characteristics

Array #4 - Sub-array #4			
Number of PV modules	9000 units	Number of inverters	25 units
Nominal (STC)	5940 kWp	Total power	5000 kWac
Modules	300 Strings x 30 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1510 V
Pmpp	5420 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1021 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.19
I mpp	5306 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	19958 kWp	Total power	16800 kWac
Total	30240 modules	Nb. of inverters	84 units
Module area	94080 m ²	Pnom ratio	1.19

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=40°13'19", Long=16°18'46", Alt=369m

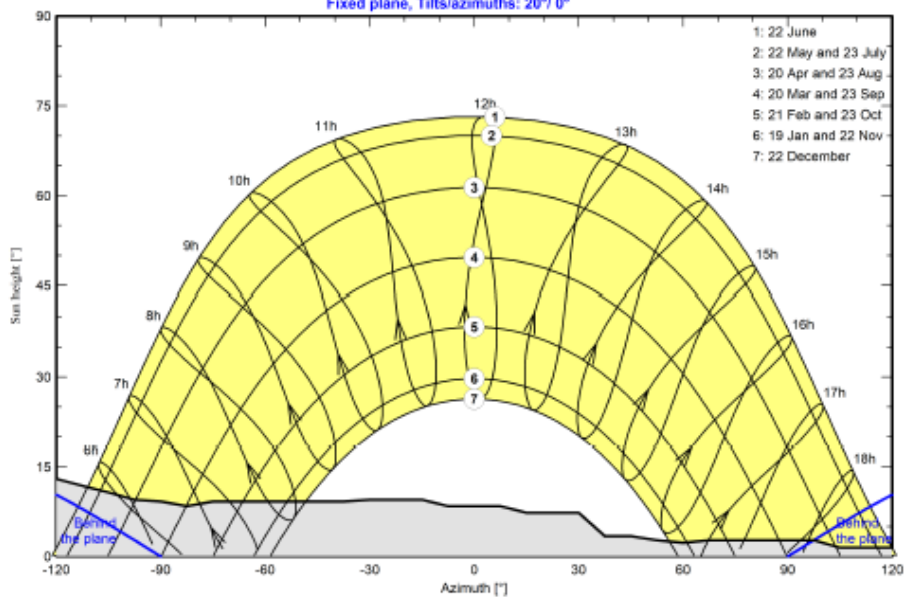
Average Height 7.3 ° Albedo Factor 0.86
Diffuse Factor 0.96 Albedo Fraction 100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98	-90
Height [°]	8.8	9.5	9.5	11.1	12.6	13.4	13.4	13.0	11.8	10.7	9.5	9.2
Azimuth [°]	-83	-75	-38	-30	-15	-8	8	15	30	38	45	53
Height [°]	8.4	9.2	9.2	9.5	9.5	8.4	8.4	7.3	7.3	3.4	3.4	2.7
Azimuth [°]	60	68	98	105	128	135	143	150	158	165	173	180
Height [°]	2.3	2.7	2.7	1.5	1.5	3.4	3.4	5.3	5.3	7.3	8.8	8.8

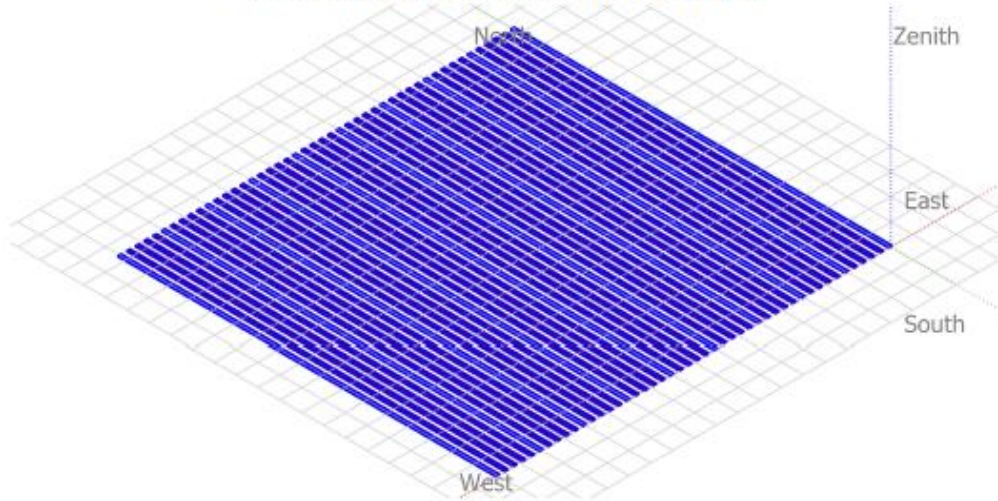
Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Fixed plane, Tilts/azimuths: 20°/ 0°



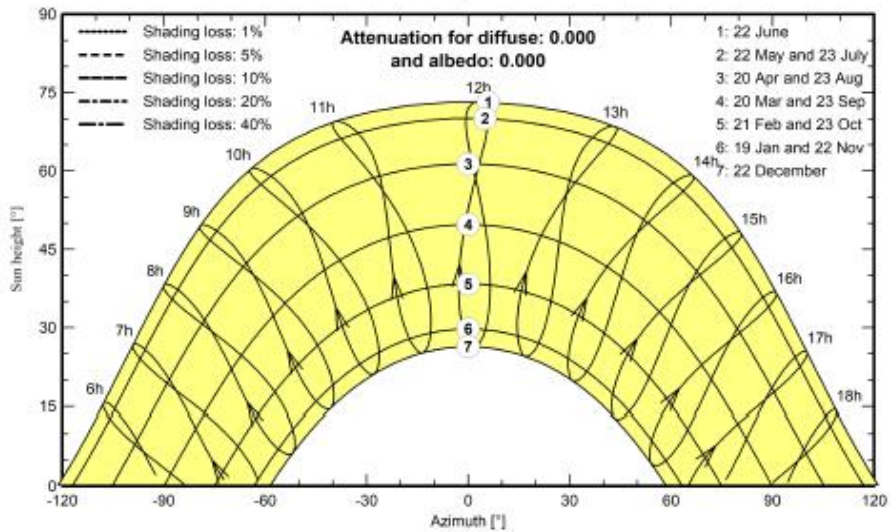
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Giocoli - Legal Time





CODE:
202101761-A.5

PAGINA:
25 di/of 27

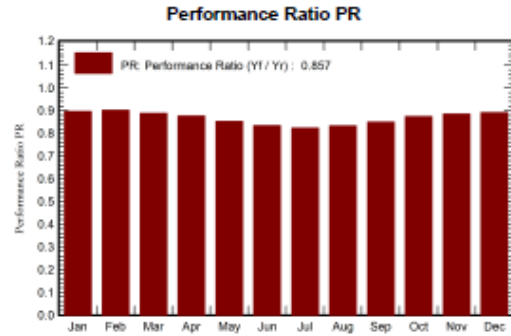
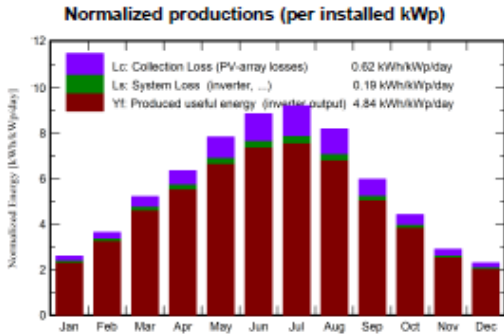
Main results

System Production
Produced Energy

35236 MWh/year

Specific production
Performance Ratio PR

1765 kWh/kWp/year
85.73 %



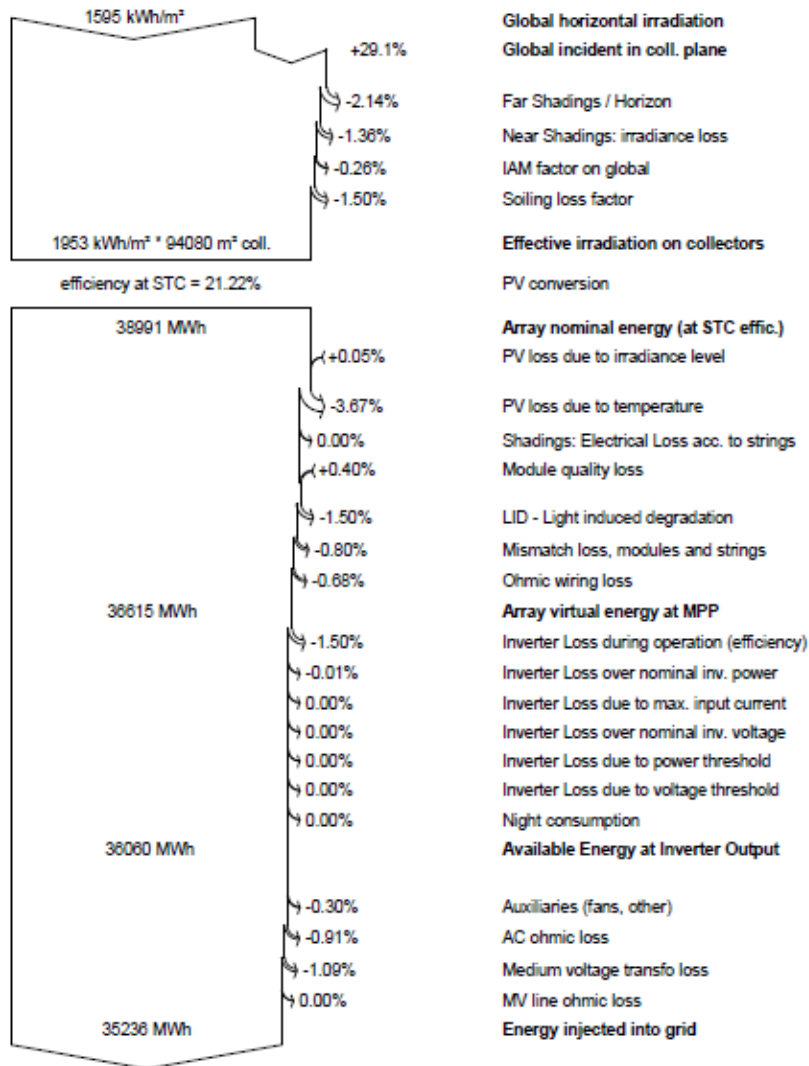
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	61.7	26.40	6.20	80.7	75.6	1501	1446	0.897
February	78.6	33.20	6.80	102.1	96.4	1905	1838	0.902
March	125.0	50.90	9.20	161.7	153.5	2976	2868	0.888
April	151.8	64.80	12.20	190.8	181.3	3466	3338	0.877
May	190.1	77.10	16.80	243.1	230.6	4303	4139	0.853
June	208.0	76.10	21.40	266.1	252.6	4613	4432	0.835
July	220.3	72.50	24.00	285.8	272.1	4897	4702	0.824
August	195.2	66.80	24.00	254.3	243.5	4404	4232	0.834
September	139.4	56.40	19.50	179.5	169.8	3160	3044	0.850
October	104.7	43.40	15.50	137.2	129.9	2481	2394	0.874
November	66.6	29.60	11.00	86.9	81.3	1591	1535	0.885
December	53.7	24.20	7.20	71.2	66.3	1315	1267	0.892
Year	1565.1	621.20	14.51	2059.3	1952.9	36613	35236	0.857

Legends

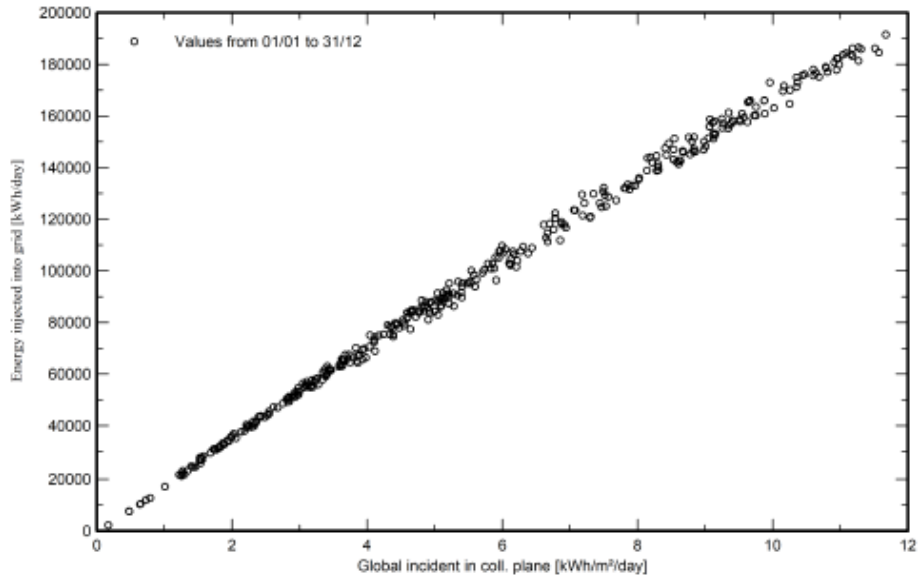
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance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

Loss diagram

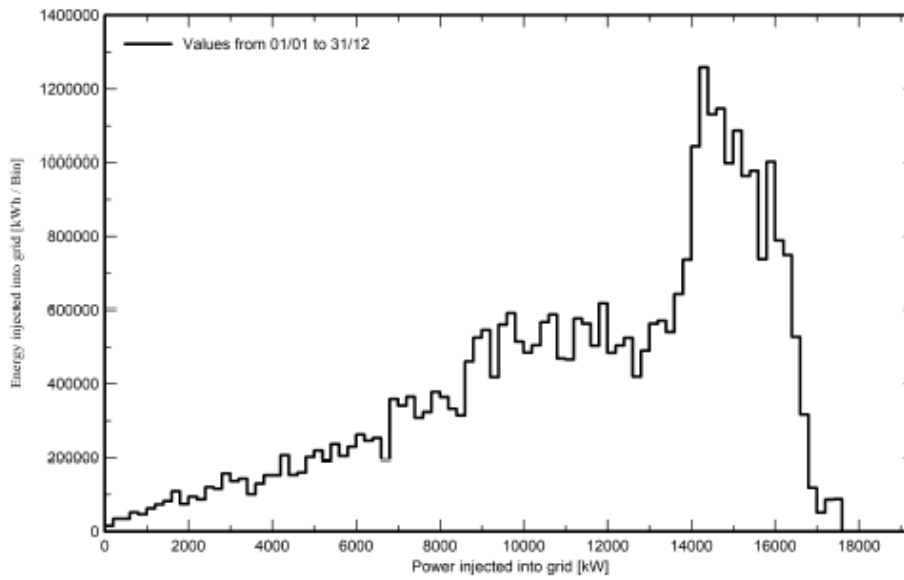



Special graphs

Daily Input/Output diagram



Distribución de potencia de salida del sistema



	 STUDIO MARGIOTTA ASSOCIATI	CODE: 202101761-A.5
		PAGINA: 28 di/of 27

4 CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO I FULMINI

L'impianto agrivoltaico in oggetto deve essere verificato nei riguardi della fulminazione sia diretta che indiretta tramite una valutazione dei rischi.

Le normative di riferimento relative alla protezione da scariche atmosferiche sono:

- CEI 81-29 "Linee guida per l'applicazione delle norme CEI EN 62305"
- CEI EN 62305-1: "Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi Generali";
- CEI EN 62305-2: "Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio";
- CEI EN 62305-3: "Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone";
- CEI EN 62305-4: "Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture";
- CEI 81-3: "Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico".

Per valutare la sicurezza nei riguardi delle scariche atmosferiche è necessario determinare il *rischio di fulminazione* R_1 e il *rischio di fulminazione tollerabile* R_T (valore di rischio che può essere tollerato per la struttura).

Se $R_1 < R_T$ allora la struttura si considera "auto-protetta", quindi non risulta necessario prevedere sistemi di protezione contro i fulmini.

Se $R_1 > R_T$ sarà necessario adottare idonee misure di protezione contro i fulmini.

Per quanto riguarda la *fulminazione diretta* è prevista la realizzazione di una maglia di terra che costituisce un'efficace protezione contro i fulmini. I supporti dei moduli devono essere collegati tra loro con l'impianto di messa a terra. I pali infissi delle strutture di supporto fungono da dispersori.

La struttura, al momento, può considerarsi auto-protetta e si rimanda la valutazione alla fase esecutiva del progetto dove si avranno i dati necessari alla determinazione degli R_1 .

Per quanto riguarda la *fulminazione indiretta* risulta necessario prevedere dei sistemi di protezione per i disturbi di carattere elettromagnetico nonché le tensioni indotte provocate dalla caduta di un fulmine in prossimità dell'impianto.

In particolare gli inverter sono già dotati di un sistema di protezione da sovratensioni; si prevede di integrare tale protezione con l'installazione di SPD (Surge Protective Device) quali scaricatori di sovratensione.

Si prevede, inoltre, l'installazione di scaricatori di sovratensione all'interno di tutti i quadri in bassa tensione e sul lato media tensione del trasformatore.

È possibile affermare, in seguito alla valutazione effettuata, che la struttura risulta protetta contro le fulminazioni.