

Impianto agro-fotovoltaico "Corigliano d'Otranto" Comune di Corigliano d'Otranto (LE)

Proponente



SORGENIA RENEWABLES S.r.l
Via Algardi, 4 – 20148 Milano
tel. 02 671941 – fax 02 67194210
<http://www.sorgenia.it>
sorgeniarenewables@sorgenia.it PEC
sorgenia.renewables@legalmail.it



RELAZIONE TECNICA IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO

PROGETTISTA



Tiemes Srl
Via Sangiorgio 15- 20145 Milano
tel. 024983104/ fax. 0249631510
pec: info@pec.tiemes.it
www.tiemes.it

00	12/10/2021	Prima emissione		LM	VDA	VDA		
Rev.	Data emissione	Descrizione	St	Pre	Chk	App		
Origine File: 18014CDO.PD.R.01.00 - Relazione tecnica impianto agro-fotovoltaico.docx		Documento n°						
		Commessa			Proc	Tipo doc		Num
		18014	CDO	PD	R	01		
		Proprietà e diritti del presente documento sono riservati – la riproduzione è vietata / Ownership and copyright are reserved – reproduction is strictly forbidden						

INDICE

1	PREMESSA E SCOPO	3
2	LOCALIZZAZIONE	5
2.1	Accesso all'area di impianto	6
3	NORMATIVA	7
4	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	12
4.1	Componente fotovoltaica	12
4.2	Componente agricola	14
4.2.1	<i>Generalità.....</i>	<i>14</i>
4.2.2	<i>Suolo coltivabile</i>	<i>15</i>
4.2.3	<i>Piano agricolo.....</i>	<i>17</i>
4.2.4	<i>Piano di produzione.....</i>	<i>19</i>
4.3	Moduli fotovoltaici	19
4.4	Inseguitori solari	23
4.5	Quadri BT di parallelo stringhe lato c.c.	25
4.6	Power stations	26
4.7	Cabina di utenza	31
4.8	Servizi ausiliari	31
4.8.1	<i>Impianto di illuminazione.....</i>	<i>32</i>
4.8.2	<i>Impianto di antintrusione.....</i>	<i>32</i>
4.8.3	<i>Impianto di videosorveglianza.....</i>	<i>32</i>
4.8.4	<i>Impianto antincendio</i>	<i>32</i>
4.9	Qualità dei materiali	33
4.10	Misure di protezione	33
4.10.1	<i>Protezione dai contatti diretti e indiretti.....</i>	<i>33</i>
4.10.2	<i>Protezione da scariche atmosferiche.....</i>	<i>34</i>
4.11	Impianto di messa a terra.....	35
4.12	Sistema di regolazione e controllo	35
5	DETERMINAZIONE SUPERFICI COMPLESSIVE, INDICE DI OCCUPAZIONE DELL'INTERA SUPERFICIE	36

1 PREMESSA E SCOPO

Scopo del presente documento è descrivere il Progetto Definitivo relativo al Progetto agrofotovoltaico denominato "Corigliano d'Otrando", che la società Sorgenia Renewables srl intende realizzare all'interno un'area agricola localizzata nel comune di Corigliano d'Otrando, in provincia di Lecce.

Il parco agrofotovoltaico prevede l'installazione di moduli fotovoltaici da 550 W e una potenza elettrica di picco circa pari a 10,840 kWp. su un terreno a destinazione agricola di estensione circa 16 ha individuato al foglio 25 p.lle 22, 25, 26, 27 situato nel comune di Corigliano d'Otrando (LE).

Il progetto sarà del tipo grid connected e prevede la costruzione di una nuova linea elettrica aerea in media tensione (MT), che permetterà di allacciare l'impianto alla Rete Elettrica Nazionale tramite un collegamento in antenna alla Cabina Primaria di Galatina (LE), localizzata a circa 5,8 km in linea d'aria dall'impianto.

L'impianto agrofotovoltaico prevede l'utilizzo di inseguitori solari monoassiali, strutture che attraverso opportuni movimenti meccanici, permettono di orientare i moduli fotovoltaici favorevolmente rispetto ai raggi solari nel corso della giornata. Gli inseguitori previsti nel progetto inseguono infatti l'andamento azimutale del sole da est a ovest nel corso della giornata, ma non variano l'inclinazione dell'asse di rotazione del pannello rispetto il terreno mantenendo invariato l'angolo di tilt. In particolare, il progetto prevede due file portrait. Questa tecnologia permette di incrementare la produzione del 25% circa rispetto il caso base con moduli fissi a terra.

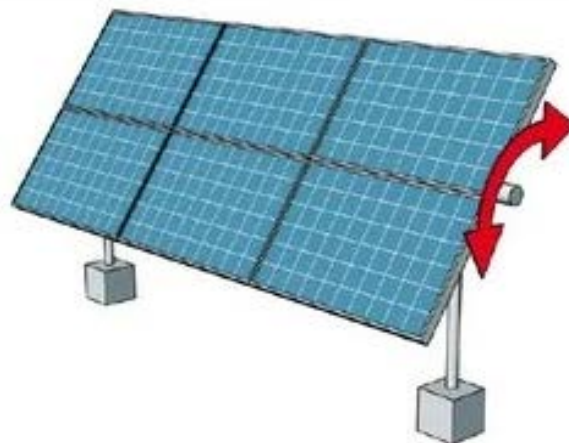


Figura 1-1 - Rotazione azimutale

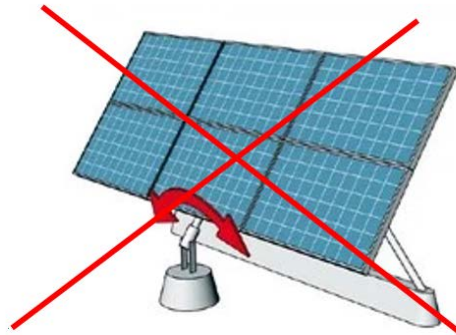


Figura 1-2 - Rotazione zenitale

Al fine di ottimizzare la potenza installata sull'area disponibile è stato deciso di utilizzare un inseguitore solare di lunghezza pari a circa 50.2 m contenente 90 moduli fotovoltaici (45x2).

L'utilizzo di queste strutture permette di poter sfruttare il terreno anche per la produzione agricola. E' prevista la coltivazione di cereali e legumi in 12 dei 17 ha del terreno. Questa soluzione permetterà di mantenere invariate le componenti nutritive del terreno nel corso degli anni di funzionamento dell'impianto.

L'impianto agrofotovoltaico prevederà l'installazione di 219 inseguitori solari e sarà corredato da n. 5 power stations, composte da inverter e trasformatore, e una cabina di utenza, che raccoglierà l'energia proveniente dalle power stations.

Tabella 1-1 - Caratteristiche di progetto e producibilità attesa

Tipologia tracker	N°	N°moduli tot	Potenza modulo [Wp]	Potenza [kWp]
2x45	219	19710	550	10840

Producibilità attesa [kWh/kWp/anno]*	1758
Potenza nominale [kWp]	10840
Tot energia prodotta in un anno [MWh/anno]	19058
Tot energia prodotta in 30 anni [MWh]	571740

* simulazione PVSyst (in allegato)

2 LOCALIZZAZIONE

Il parco solare si sviluppa nel comune di Corigliano d'Otranto (LE) a sud-ovest del centro abitato di Corigliano d'Otranto. Il terreno si sviluppa tra i 77 e 70 m. slm alle seguenti coordinate geografiche 40°07'55"N 18°14'21"E.

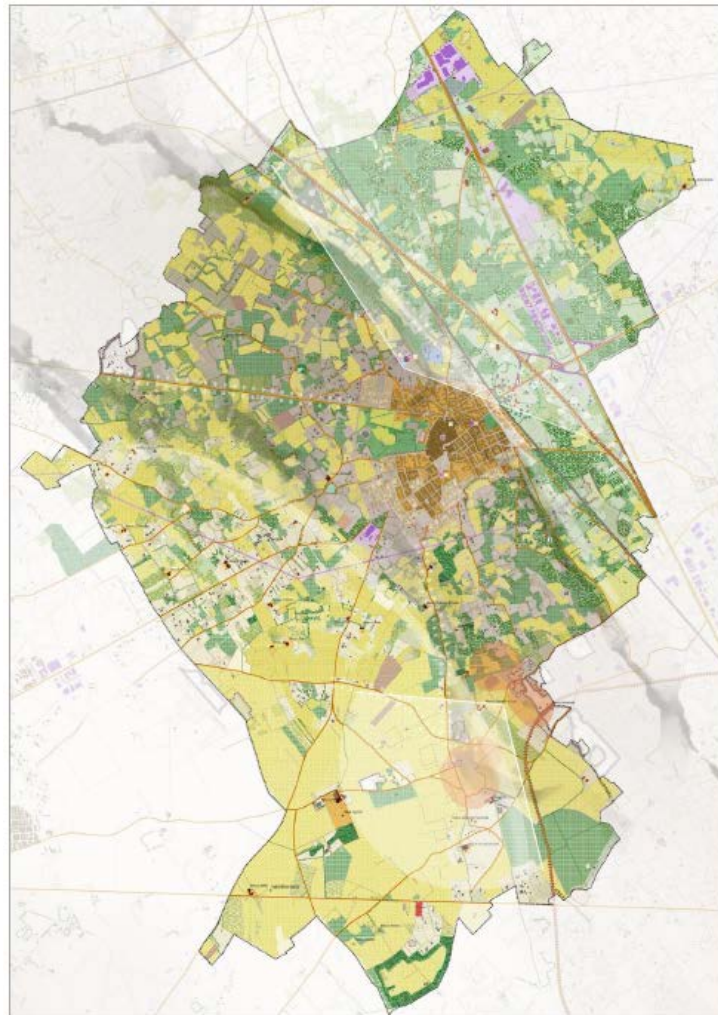


Figura 2-1 - Collocazione geografica area di impianto su grande scala

Il terreno individuato, secondo il PRG del comune di Corigliano d'Otranto, ricade in zona agricola "E".

Il presente progetto, in quanto impianto alimentato da fonti rinnovabili, secondo l'art. 12, comma 1 del D.lgs 387/03, risulta essere di pubblica utilità, indifferibile ed urgente.

Nelle immagini sottostante viene riportato un inquadramento dell'area di impianto e delle opere di utenza per la connessione alla Rete MT di e-distribuzione.



Figura 2-2 - Inquadramento su ortofoto area di impianto e tracciato per la connessione alla rete MT di e-distribuzione

In Figura 2-2 è rappresentato il tracciato di connessione aerea dell'impianto agrofotovoltaico alla Rete elettrica MT di e-distribuzione. Il punto di connessione, ovvero il punto in cui avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica prodotta dall'impianto con la rete nazionale, è rappresentato dalla cabina di consegna, localizzata all'interno della particella 94 del foglio 412 del comune di Galatina (LE).

Escludendo il primo tratto interrato e il primo tratto di linea aerea che ricadono all'interno della zona E2 del comune di Corigliano d'Otranto, la linea aerea ricade nei comuni di Cutrofiano, Sogliano Cavour e Galatina, l'ultimo tratto di linea interrata e la cabina primaria MT saranno nel comune di Galatina.

2.1 Accesso all'area di impianto

L'accesso al sito risulta nel suo complesso interamente e agevolmente camionabile e avverrà tramite la SP363.

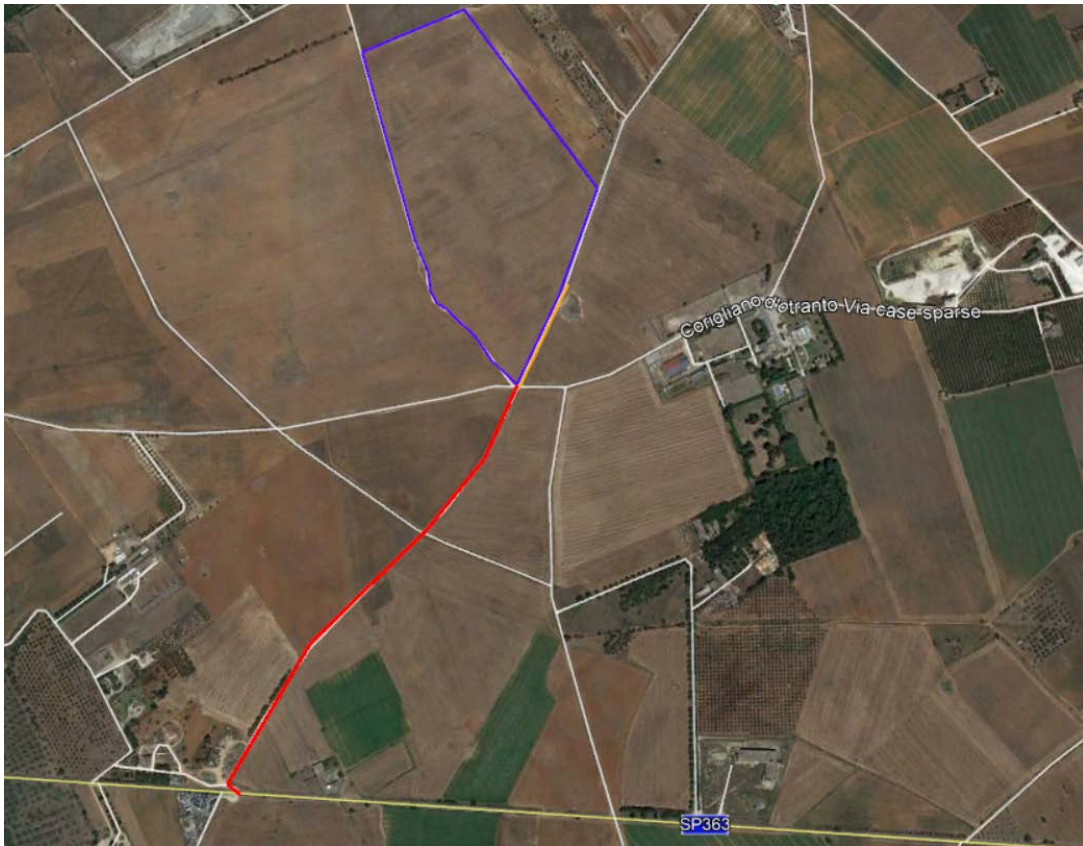


Figura 2-3 – accesso all'area di impianto da SP363

3 NORMATIVA

Nel presente paragrafo si richiamo le principali normative nazionali che regolano le attività di progettazione e costruzione degli impianti fotovoltaici.

- D.Lgs 9 Aprile 2008 n. 81 e s.m.i.: Attuazione dell'articolo 1 della Legge 3 Agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;
- CEI EN 50110-1: Esercizio degli impianti elettrici;
- CEI 11-27: Lavori su impianti elettrici;
- CEI 0-10: Guida alla manutenzione degli impianti elettrici;
- CEI UNI EN ISO/IEC17025: Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura
- CEI 0-2. Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;

- “Norme Tecniche per le Costruzioni 2018” indicate dal DM del 17 Gennaio 2018, pubblicate sulla Gazzetta Ufficiale il 20 febbraio 2018, in vigore dal 22 marzo 2018, con nota n. 3187 del Consiglio superiore dei Lavori pubblici (Cslpp) del 21 marzo 2018 e relative circolari applicative della norma;
- ANSI/UL 1703:2002: Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels;
- IEC/TS 61836: Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols;
- CEI EN 50461 (CEI 82-26): Celle solari;
- CEI EN 50521(82-31): Connettori per sistemi fotovoltaici;
- CEI EN 60891 (CEI 82-5): Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in Silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento;
- CEI EN 60904-1 (CEI 82-1): Dispositivi fotovoltaici – Parte 1, Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione;
- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): Dispositivi fotovoltaici – Parte 2, Prescrizione per i dispositivi solari di riferimento;
- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): Dispositivi fotovoltaici – Parte 3, Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 60904-4 (82-32): Dispositivi fotovoltaici -Parte 4Dispositivi solari di riferimento - Procedura per stabilire la tracciabilità della taratura;
- CEI EN 60904-5 (82-10): Dispositivi fotovoltaici -Parte 5, Determinazione della temperatura equivalente di cella (ETC) dei dispositivi solari fotovoltaici (PV) attraverso il metodo della tensione a circuito aperto;
- CEI EN 60904-7 (82-13): Dispositivi fotovoltaici -Parte 7, Calcolo della correzione dell'errore di disadattamento fra le risposte spettrali nelle misure di dispositivi fotovoltaici;
- CEI EN 60904-8 (82-19): Dispositivi fotovoltaici - Parte 8, Misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico;
- CEI EN 60904-9 (82-29): Dispositivi fotovoltaici -Parte 9, Requisiti prestazionali dei simulatori solari;
- CEI EN 60068-2-21 (91-40): Prove ambientali -Parte 2-21, Prova U: Robustezza dei terminali e dell'interconnessione dei componenti sulla scheda;

- CEI EN 61173 (CEI 82-4): Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida;
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61646 (CEI 82-12): Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61277 (CEI 82-17): Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida;
- CEI EN 61345 (CEI 82-14): Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FV);
- CEI EN 61683 (CEI 82-20): Sistemi fotovoltaici - Condizionatori di potenza - Procedura per misurare l'efficienza;
- CEI EN 61701 (CEI 82-18): Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV);
- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- CEI EN 61727 (CEI 82-9) Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27): Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1, Prescrizioni per la costruzione;
- CEI EN 61730-2 (CEI 82-28): Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove;
- CEI EN 61829 (CEI 82-16): Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V;
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- CEI EN 62108 (82-30): Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) – Qualifica del progetto e approvazione di tipo;
- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;

- CEI 64-8/7 (Sez.712): Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari;
- CEI 64-12: Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario;
- CEI 64-14: Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori;
- IEC/TS 60479-1: Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects;
- IEC 60364-7-712: Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems;
- CEI 64-57: Edilizia ad uso residenziale e terziario - Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici - Impianti di piccola produzione distribuita;
- CEI EN 61140 (CEI 0-13): Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature;
- CEI EN 61439-1 (CEI 17-13/1): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);
- CEI EN 61439-3 (CEI 17-13/3): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD;
- CEI 23-51: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare;
- CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee incavo;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 50110-1 (CEI 11-48): Esercizio degli impianti elettrici;

- CEI EN 50160 (CEI 8-9): Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica;
- CEI 20-13: Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- CEI 20-14: Cavi isolati con polivinilcloruro per tensioni nominali da 1 kV a 3 kV;
- CEI-UNEL 35024-1: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;
- CEI-UNEL 35026: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata;
- CEI 20-40: Guida per l'uso di cavi a bassa tensione;
- CEI 20-65: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascio contenente conduttori di sezione differente;
- CEI 20-67: Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV;
- CEI 20-91: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici
- CEI EN 50086-1 (CEI 23-39): Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali;
- CEI EN 50086-2-4 (CEI 23-46): Sistemi di canalizzazione per cavi - Sistemi di tubi
- CEI EN 50262 (CEI 20-57): Pressa cavo metrici per installazioni elettriche;
- CEI EN 60423 (CEI 23-26): Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori;
- CEI EN 61386-1 (CEI 23-80): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali;
- CEI EN 61386-21 (CEI 23-81): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori;
- CEI EN 61386-22 (CEI 23-82): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori;

- CEI EN 61386-23 (CEI 23-83): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche
- CEI EN 50164-1 (CEI 81-5): Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione;
- CEI EN 61643-11 (CEI 37-8): Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove;
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini;
- CEI EN 60947-1 (CEI 17-44): Apparecchiature a bassa tensione;
- CEI 110-26: Guida alle norme generiche EMC;
- CEI EN 50263 (CEI 95-9): Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione;
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili;
- CEI EN 61000: Compatibilità elettromagnetica (EMC);

4 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

4.1 Componente fotovoltaica

Il generatore fotovoltaico sarà composto da n. 19710 moduli fotovoltaici al silicio monocristallino per una potenza nominale complessiva di 10.840 kWp. Saranno predisposti n. 5 sottocampi, ciascuno dotato di un inverter per la conversione CC/AC della corrente elettrica in BT uscente dai quadri di parallelo. Le uscite in corrente AC degli inverter di ciascun sottocampo confluiranno al trasformatore BT/MT presente all'interno delle power stations, da installarsi all'interno del perimetro dell'impianto.

Il generatore fotovoltaico sarà formato da un parallelo di 657 stringhe ognuna costituita da 30 moduli collegati in serie.

Le stringhe di moduli fotovoltaici saranno cablate in parallelo nei quadri di campo posti sul terreno e successivamente i cavi confluiranno nelle power stations dove gli inverter trasformeranno la corrente continua in corrente alternata.

La linea trifase in AC in uscita dai rispettivi inverter sarà trasformata in AC a 20.000 Volt da apposito trasformatore elevatore di potenza pari a 1.818 kVA.

L'Impianto fotovoltaico sarà suddiviso in 5 sottocampi denominati rispettivamente Sottocampo1, Sottocampo2, Sottocampo3, Sottocampo4, Sottocampo5. All'interno dei Sottocampi sono posizionate 5 power stations.

Esse saranno collegate alla cabina utente tramite una configurazione ad anello, il sottocampo non funzionante viene isolato elettricamente senza interrompere quindi la produzione dei restanti sottocampi ad esso collegati. I collegamenti tra le power stations e la cabina di utenza (totale di n. 7 collegamenti) saranno realizzati mediante cavidotto interrato in MT a 20kV.

La cabina di utenza sarà dedicata all'implementazione delle protezioni richieste dalla normativa nazionale per le connessioni attive (CEI 0-16). Tra le protezioni richieste si distinguono:

- **PROTEZIONE GENERALE**. Nella protezione generale vengono implementate tutte le protezioni in corrente secondo lo standard ANSI, ivi compresa la 67N. Il relè di protezione delegato all'implementazione di tali protezioni può essere dedicato oppure condiviso con la Protezione di Interfaccia.
- **PROTEZIONE DI INTERFACCIA**. Nella Protezione di Interfaccia vengono implementate tutte le protezioni in Tensione e Frequenza che consentono il corretto parallelo del Sistema con la rete di e-distribuzione SPA a 20 kV.

In Tabella 4-1 sono evidenziate le principali caratteristiche dell'Impianto Agrofotovoltaico.

Tabella 4-1 - Sintesi delle caratteristiche dell'impianto agrofotovoltaico

Principali caratteristiche dell'impianto	
Nome impianto	Corigliano d'Otrando
Comune (provincia)	Corigliano d'Otrando (LE)
Coordinate	Lat: 40°07'55"N Long: 18°14'21"E
Sup. Impianto lorda	circa 17 ha
Potenza nominale (CC)	10.840 kWp
Punto di connessione	CP Galatina
Regime di esercizio	cessione totale
Potenza in immissione richiesta	9.400 kWp
Tipologia impianto	Strutture ad inseguimento solare monoassiale
Moduli	19710 moduli in silicio monocristallino 550 Wp
Inverte e trasformatorer	N. 5 power stations centralizzate da 1818 kVa

Tilt	0°
Tipologia tracker	n.219 da 2x45i configurazione "2 Portrait"
Azimuth	(Est/ovest -55°/55°)
Cabine	1 cabina di utenza 1 cabina ausiliari

4.2 Componente agricola

4.2.1 Generalità

Parte integrante del presente progetto è la componente agricola.

Nel contesto della generazione di energia elettrica da fonte solare, l'agro-fotovoltaico ha in prospettiva un ruolo risolutivo e di rilievo rispetto alla problematica dello sfruttamento di suolo agricolo. Si tratta di un settore non nuovo, ma ancora poco diffuso, caratterizzato da un utilizzo "ibrido" dei terreni agricoli.

L'agrivoltaico integra infatti attività agricole, quali agricoltura o allevamento di bestiame, con produzione di energia elettrica tramite l'utilizzo di inseguitori solari. Si tratta quindi di una forma di convivenza particolarmente interessante sia per la decarbonizzazione del sistema energetico, sia per la sostenibilità del sistema agricolo e la redditività a lungo termine di piccole e medie aziende del settore.

In termini di opportunità, lo sviluppo dell'agro-fotovoltaico consente il recupero di terreni non coltivati e agevola l'innovazione nei processi agricoli sui terreni in uso. Inoltre, contribuisce alla necessità di invertire il trend attuale, che vede la perdita di oltre 100.000 ha di superficie agricola all'anno a causa della crescente desertificazione. Si tratta quindi di un sistema di sinergia, tra colture agricole e pannelli fotovoltaici, con le seguenti caratteristiche:

- riduzione dei consumi idrici grazie all'ombreggiamento dei moduli;
- minore degradazione dei suoli e conseguente miglioramento delle rese agricole;
- risoluzione del "conflitto" tra differenti usi dei terreni (per coltivare o per produrre energia);
- possibilità di far pascolare il bestiame e far circolare i trattori sotto le fila di pannelli o tra le fila di pannelli, secondo le modalità di installazione con strutture orizzontali o verticali, avendo cura di mantenere un'adeguata distanza tra le fila e un'adeguata altezza dal livello del suolo.

Diversi sono i vantaggi del creare nuove imprese agro-energetiche sviluppando in armonia impianti fotovoltaici nel contesto agricolo, ossia:

- Innovazione dei processi agricoli rendendoli ecosostenibili e maggiormente competitivi;
- riduzione dell'evaporazione dei terreni e recupero delle acque meteoriche;
- protezione delle colture da eventi climatici estremi, ombreggiamento e protezione dalle intemperie;
- introduzione di comunità agro-energetiche per distribuire benefici economici ai cittadini e alle imprese del territorio;
- crescita occupazionale coniugando produzione di energia rinnovabile ad agricoltura e pastorizia;
- recupero di parte dei terreni agricoli abbandonati permettendo il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

4.2.2 Suolo coltivabile

La progettazione dell'impianto agro-fotovoltaico in oggetto ha richiesto competenze trasversali, dall'ingegneria all'agronomia. Al momento non esiste uno standard di sviluppo ma ci sono diverse variabili che vanno analizzate: la situazione locale, il tipo di coltura, il terreno, la latitudine, la conformazione del territorio, etc.

In particolare, la tipologia di prodotti coltivati, e le relative tecniche di coltivazione, dovranno garantire sia il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico che la piena produttività delle colture realizzate. Nel definire le varie scelte da compiere verranno tenute come valore principale la preferenza verso attività, colture e tecniche che richiedano l'occupazione di manodopera qualificata idoneamente formata e l'applicazione delle tecnologie più innovative.

L'area interessata dal progetto dell'impianto fotovoltaico è costituita da un appezzamento di terreno di circa 17 ha. Dell'area interna al perimetro dell'impianto si considerano utilizzabili le porzioni interfilari e la porzione delle capezzagne non interessate dai manufatti, dalla viabilità, dalla recinzione e dalla siepe previste nella fascia perimetrale.

Per motivi tecnici e di efficienza nella produzione di energia i moduli fotovoltaici non saranno installati a terra, bensì su inseguitori solari, strutture metalliche in grado di seguire la traiettoria del sole durante la giornata. Questa scelta creerà un ingombro limitato sul terreno agricolo e permetterà di non limitare le principali operazioni meccaniche di conduzione del suolo.

Infatti, i filari di pali metallici infissi al terreno che sorreggono la doppia fila di pannelli fotovoltaici saranno posti ad una distanza di circa 8 metri l'uno dall'altro e avranno un'altezza di circa 2,40 metri da terra.

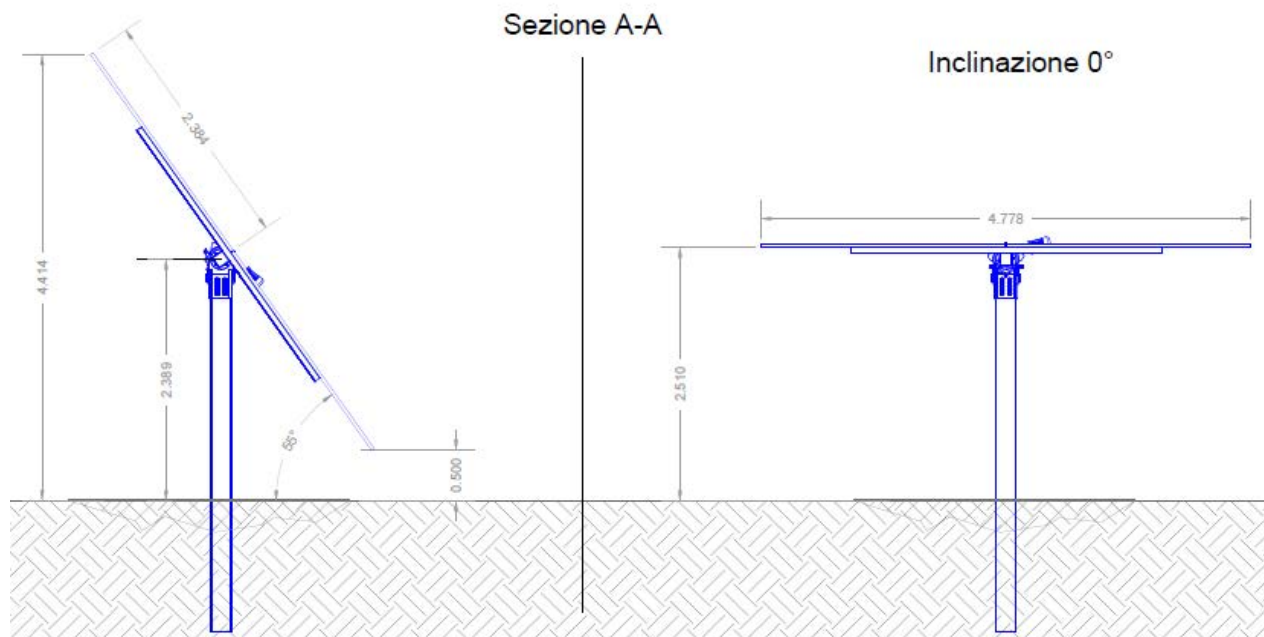


Figura 4-1 Sezione inseguitori solari

La parte di terreno coltivabile sarà quella in cui non saranno presenti gli elementi dell'impianto fotovoltaico.

Si stimano ingombri per:

- 20.000 mq intorno ai filari di tracker, al fine di garantire l'integrità dei sostegni si garantirà uno spazio di almeno 1 metro per lato lungo le file di pali
- 17.000 mq a causa della presenza di siepe perimetrale, recinzione e viabilità interna
- 2.000 mq da destinare alle cabine elettriche ed altre pertinenze impiantistiche
- circa 6.000 mq di tare

Si potrà destinare alla coltivazione circa 7 metri dello spazio interfilare, tanto che l'area coltivabile disponibile tra i pannelli risulterà essere di circa 8 ha, a cui si aggiunge un'area di circa 4,3 ha costituita dallo spazio libero tra i moduli e gli ingombri perimetrali.

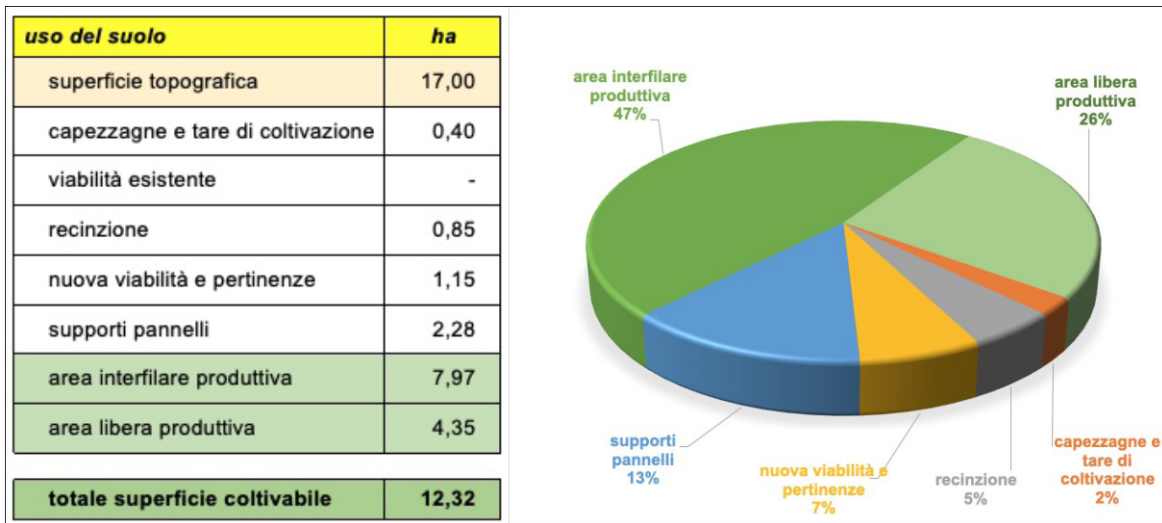


Figura 4-2 Area coltivabile del terreno

L'area coltivabile disponibile complessiva, adatta all'utilizzo dei mezzi meccanici, risulterà quindi pari a 12,3 ha, ovvero circa il 73% della superficie totale coinvolta dal progetto.

4.2.3 Piano agricolo

L'obiettivo del progetto di coltivazione dell'area dell'impianto fotovoltaico è di avere una piena sostenibilità economica, ovvero una giusta remunerazione di coloro che si occuperanno della conduzione dell'attività agricola. Si ritiene che la coabitazione tra la produzione fotovoltaica e quella agricola non debba essere la prima a totale sostegno della seconda, né tanto meno la seconda a giustificazione della prima. Le due realtà andranno a mettere in sinergia le proprie funzioni al fine di ottimizzare le operazioni produttive.

La coltivazione dei terreni parzialmente occupati dall'installazione di pannelli fotovoltaici sarà basata sulla "consociazione", cioè la coltivazione contemporanea di piante di specie diversa sullo stesso appezzamento di terreno.

Ai fini di una corretta e funzionale distribuzione delle coltivazioni all'interno del perimetro dell'impianto fotovoltaico, il terreno verrà geograficamente suddiviso in 3 campi agricoli in cui si alternerà annualmente la produzione di cereali e legumi secchi.

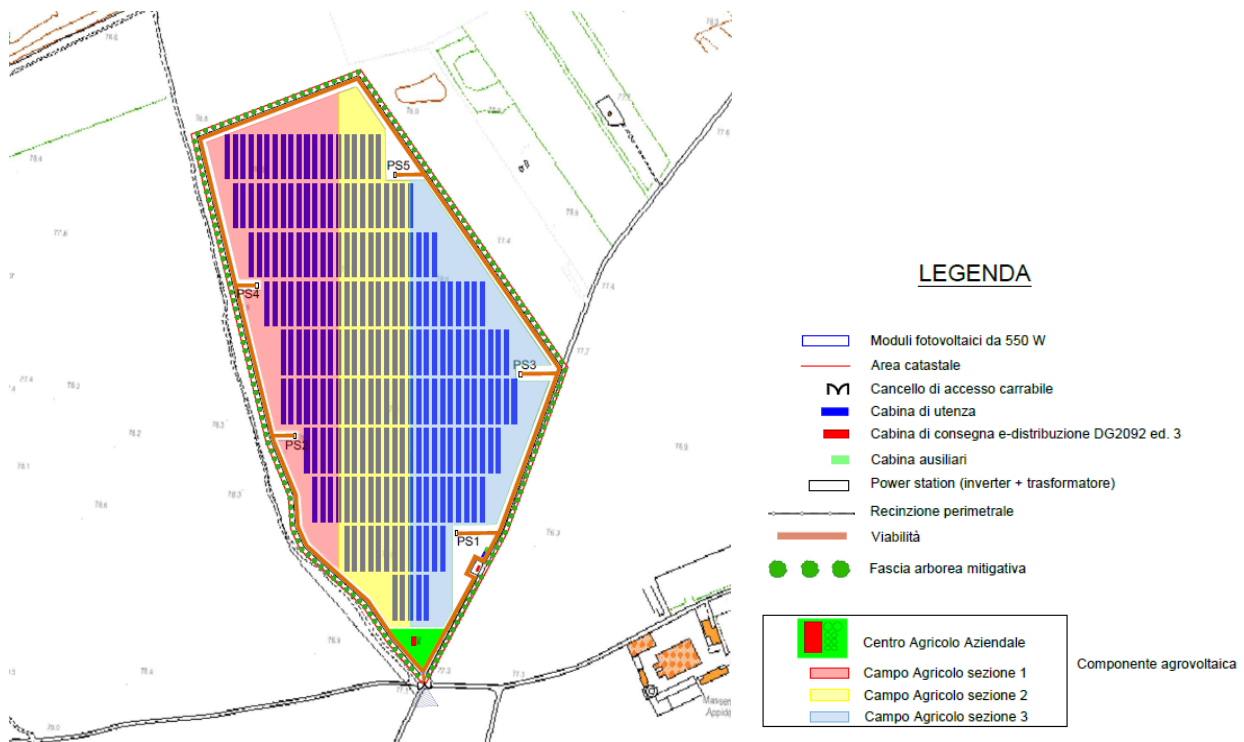


Figura 4-3 Campi agricoli presenti nel terreno

I prodotti coltivati nelle 3 aree dell'impianto saranno:

1. Cereali per zuppe, quali orzo e avena
2. Legumi secchi tipici
3. Legumi secchi che possono andare in successione ai legumi del gruppo 2

Il piano di rotazione colturale sarà quindi, in via generale, strutturato su di un avvicendamento triennale, con l'obiettivo di avere un'ampia gamma di prodotti da mettere nel catalogo al fine di mitigare i rischi mercato legati all'eventuale andamento della domanda e del prezzo di ciascuno di essi.

La rotazione delle colture prevederà la variazione, da un ciclo produttivo all'altro, della specie agraria coltivata nello stesso appezzamento. Lo schema di rotazione prescelto in questo caso sarà su 3 anni e prevederà una coltura principale (un cereale come l'avena o l'orzo), una coltura da rinnovo (un legume come cece, fagiolo o pisello) e una coltura conservatrice (magari con alta resistenza ai patogeni che si sviluppano in successione ai legumi qui coltivati come rinnovo, come la lenticchia).

Questa soluzione avrà lo scopo di mantenere preservata la fertilità dei terreni, di attuare un contenimento naturale delle infestanti e dei patogeni, di ottimizzare l'integrazione con le attività

di manutenzione dell'impianto fotovoltaico e di ottenere una diversificazione produttiva per meglio rispondere al mercato.

4.2.4 Piano di produzione

Il progetto prevede la lavorazione dei prodotti agricoli coltivati all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico in progetto, al fine di aumentarne il valore commerciale e di racchiudere tutta la filiera produttiva in seno all'azienda agricola. L'azienda agricola prevederà l'attività di stoccaggio, pulitura, lavorazione e confezionamento del prodotto finito, così da raccogliere tutte le fasi della filiera produttiva all'interno dell'azienda, fino ad occuparsi anche della vendita al cliente finale.

Sarà prevista la costruzione di un laboratorio, costituito da un annesso agricolo in ferro e legno, di almeno 54 mq (6m X 9m), al cui interno verranno installate le macchine per la pulitura e l'insacchettatura dei prodotti agricoli. Adiacente al laboratorio verranno montati dei silos per lo stoccaggio delle granaglie prodotte. I silos saranno 8, 2 da 15 mc ciascuno per lo stoccaggio dei cereali e 6 da 5,5 mc ciascuno per lo stoccaggio dei legumi. Questo stoccaggio, per il suo dimensionamento, consentirà di poter conservare tutta la produzione annuale così da permettere la successiva lavorazione nel resto dell'anno.

I prodotti, lavorati nel piccolo centro aziendale da realizzare, verranno puliti, decorticati per favorirne la cottura come nel caso dei cereali e delle lenticchie, ed insacchettati in confezioni da 500 gr e 1 kg.

Il progetto prevede inoltre di dotare, attraverso idonea formazione, il conduttore dell'azienda agricola delle conoscenze e delle capacità per la vendita diretta al cliente finale attraverso il WEB.

4.3 Moduli fotovoltaici

È previsto l'impiego di moduli fotovoltaici monocristallini di potenza nominale 550 Wp, marca Trinasolar (o modelli simili) modello Vertex TSM-DE19-505.

I moduli presentano dimensioni pari 1.096 x 2.384 x 35 mm e risultano dotati di una cornice in alluminio anodizzato e sono dotati di certificazione di rispondenza alle normative IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716.

ISO 9001: Quality Management System

ISO 14001: Environmental Management System

ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification

ISO14064: Occupation Health and Safety Management System

Tabella 4-2 – Caratteristiche principali modulo agrofotovoltaico

ELECTRICAL DATA (STC)					
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	535	540	545	550	555
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	31.0	31.2	31.4	31.6	31.8
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.28	17.33	17.37	17.40	17.45
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.36	18.41	18.47	18.52	18.56
Module Efficiency η_m (%)	20.5	20.7	20.9	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)					
Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	405	409	413	417	420
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	28.8	29.0	29.2	29.3	29.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	14.06	14.10	14.15	14.19	14.23
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	35.1	35.3	35.5	35.7	35.9
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.80	14.84	14.88	14.92	14.96

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	110 cells
Module Dimensions	2384×1096×35 mm (93.86×43.15×1.38 inches)
Weight	28.6 kg (63.1 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA
Backsheet	White
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1400/1400 mm(55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	- 0.34%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	- 0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

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

Le caratteristiche principali dei moduli fotovoltaici di progetto sono riassunte in Tabella 4-3.

Tabella 4-3 – Caratteristiche principali modulo fotovoltaico

Peak power	550 ± 5	W
Max power voltage	31,6	V
Max power current	17,40	A
Open circuit voltage	37,9	V
Short circuit current	18,52	A

Il collegamento elettrico tra i singoli moduli sarà del tipo "in serie", in modo da formare n. 657 stringhe composte di 30 moduli ciascuna. Tale collegamento sarà realizzato mediante i cavi forniti in dotazione ai singoli moduli ed impiego di cavi "solari", del tipo H1Z2Z2-K o similari, conformi alle norme e con tensione nominale $U \geq 1,5$ kV (CC).

NPE SUN H1Z2Z2-K cavo per impianti fotovoltaici

Costruzione, requisiti elettrici, fisici e meccanici:	EN 50618
Non propagazione della fiamma:	EN 60332-1-2
Gas corrosivi o alogenidrici:	EN 50625-1
Densità del fumo:	EN 61034-2
Resistenza raggi UV:	EN 50289-4-17 (A)
Resistenza ozono:	EN 50396
Resistenza alla sollecitazione termica:	EN 60216-1
	EN 60216-2
Direttiva Bassa Tensione:	2014/35/UE
Direttiva RoHS:	2011/65/UE



Descrizione

- Conduttore: rame stagnato, formazione flessibile, classe 5
- Isolamento: compound reticolato (LSOH)
- Guaina: compound reticolato (LSOH)
- Colore: nero, rosso

LSOH = Low Smoke Zero Halogen

Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale U₀/U: 1000/1000 V c.a.
1500/1500 V c.c.
- Tensione massima U_m (anche verso terra): 1800 V c.c.
- Temperatura massima di esercizio sul conduttore: 90°C
- Temperatura massima sul conduttore alla temperatura ambiente max di 90°C: 120°C (max 20.000 ore)
- Temperatura minima di esercizio: -40°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C per un periodo di 5 sec.

Caratteristiche particolari

Funzionamento per almeno 25 anni in normali condizioni d'uso. Funzionamento a lungo termine (Indice di temperatura TI): 120°C riferito a 20.000 ore (EN 60216-1)

Condizioni di posa

- Temperatura minima di installazione: -25°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 4 volte il diametro del cavo
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm² di sezione del rame

Impiego e tipo di posa

Uso previsto in installazioni fotovoltaici secondo la HD 60364-7-712.

Sono progettati per uso permanente all'esterno o all'interno, per installazioni libere mobili, libere a sospensione e fisse. Installazione anche in condotti e su canaline, all'interno o sotto intonaco oltre che nelle apparecchiature. Adatto per l'applicazione su apparecchiature con isolamento di protezione (classe di protezione II).

Marcatura

[Ditta] NPE SUN H1Z2Z2-K [formazione] mm2 IEMMEQU ◀HAR▶ [anno] (CE logo) [ordine] [metrica]
[Ditta] NPE SUN 1Z2Z2-K [formazione] mm2 [anno] (CE logo) [ordine] [metrica]

Figura 4-4 - Caratteristiche cavi BT di collegamento tra stringhe

NPE SUN H1Z2Z2-K

Formazione	Ø indicativo conduttore	Ø esterno max	Resistenza elettrica max a 20°C	Peso indicativo cavo	Portata di corrente a temperatura ambiente 60°C e temperatura del conduttore 120°C		
					1 cavo in aria libera	1 cavo su una superficie	2 cavi in contatto su una superficie
n° x mm ²	mm	mm	Ω/km	kg/km	A	A	A
1 x 1,5	1,5	5,4	13,7	32	30	29	24
1 x 2,5	1,9	5,9	8,21	43	41	39	33
1 x 4	2,4	6,6	5,09	60	55	52	44
1 x 6	3,0	7,4	3,39	82	70	67	57
1 x 10	3,9	8,8	1,95	125	98	93	79
1 x 16	5,0	10,1	1,24	185	132	125	107
1 x 25	6,1	12,5	0,795	280	176	167	142
1 x 35	7,3	14,0	0,565	370	218	207	176
1 x 50	8,7	16,3	0,393	520	276	262	221
1 x 70	10,5	18,7	0,277	715	347	330	278
1 x 95	11,9	20,8	0,210	925	416	395	333
1 x 120	13,8	22,8	0,164	1165	488	464	390
1 x 150 (*)	15,3	25,5	0,132	1480	566	538	453

(*) = Questa formazione non rientra nella certificazione HAR

Coefficienti di correzione per temperature ambiente diverse da 60°C	
Temperatura ambiente (°C)	Coefficiente di correzione
Fino a 60	1,0
70	0,92
80	0,84
90	0,75

Per installazioni a gruppi i coefficienti di correzione della portata sono riportati nel documento HD 60364-5-52:2011, Tabella B.52.17

Figura 4-5: Caratteristiche elettriche cavi BT di collegamento tra stringhe

Il valore teorico di tensione massima di stringa calcolato conservativamente a 0 °C è pari a 1215 V (Voc @ 0°C). Il generatore fotovoltaico sarà suddiviso in n. 5 sottocampi, ciascuno composto di n. 129/132 stringhe e dunque di potenza 2.128,5/2.178,00 kWp.

4.4 Inseguitori solari

I moduli saranno posizionati su inseguitori solari monoassiali, strutture portanti che attraverso opportuni movimenti meccanici, permettono di inseguire l'andamento azimutale del sole. L'utilizzo di tali strutture permette dunque di orientare i moduli fotovoltaici favorevolmente rispetto ai raggi solari nel corso della giornata, mantenendo invariata l'inclinazione dell'asse di rotazione del pannello rispetto al terreno, ovvero mantenendo invariato l'angolo di TILT. La variazione dell'Angolo avviene in modo automatico grazie ad o un apposito algoritmo di controllo

di tipo astronomico oppure attraverso l'utilizzo di celle fotovoltaiche ausiliari che installate con angolazioni differenti consentono al sistema di determinare l'angolo di attimo

Il movimento degli inseguitori è azionato da un motore elettrico alimentato in corrente continua trifase di potenza pari a circa 250 W rispettivamente e controllato in modo automatico da un apposito algoritmo.

Ciascun inseguitore sarà adatto al posizionamento di 90 moduli fotovoltaici e sarà installato tramite un sistema di posa meglio illustrato nell'elaborato "18014CDO.PD.T.02.00 - Tipologico fondazioni inseguitori solari e cabine elettriche".

L'inseguitore sarà dotato di un sistema di controllo e comunicazione con le seguenti caratteristiche:

- Sistema di comunicazione Wireless;
- Sistema di protezione automatico in caso di vento di estremo;
- Backtracking personalizzato: modifica della posizione di ciascun tracker per evitare l'ombreggiamento reciproco e ottimizzando la produzione di energia;
- Possibilità di installazione per pendenze del terreno fino a 20%;



Figura 4-6 – Esempio di inseguitore solare monoassiale

In Figura 4-4 si riportano le caratteristiche tecniche dell'inseguitore solare individuato per il progetto, marca Soltec modello SF7 Tracker Control System (o similari). Tale tipologia di inseguitore solare potrà variare nelle successive fasi della progettazione.

Nominal voltage	24 VDC
Maximum power	Self-Powered: 250W Grid-Powered: 75W
Energy consumption	20.234 Wh/day/Tracker
Enclosure Protection	IP55
Temperature range	Standard range: -20° to +55° C Extended: -40° to +55° C

Figura 4-7 – Caratteristiche tecniche inseguitore solare monoassiale

Il tracker utilizzato avrà un sistema di controllo del tracking considerando la velocità del vento. Per velocità inferiori della soglia DAL (dynamic angle limitation) il tracker seguirà l'andamento giornaliero del sole, per velocità superiori ci saranno delle limitazioni per non compromettere l'integrità del sistema con la possibilità di portare il tracker ad angolo di tilt zero in caso di eccessivo vento.

Cases	Mode	Max. tilt angle (°)
Wind speed < v_{DAL}	Tracking	± 60
v_{DAL} < Wind speed < v_{STOW}	DAL - Tracking	$\pm \alpha$
Wind speed > v_{STOW}	Stow	0

Figura 4-5 – Wind regulation del tracker

4.5 Quadri BT di parallelo stringhe lato c.c.

I quadri di campo permettono il collegamento elettrico tra le stringhe provenienti dal generatore fotovoltaico ed il gruppo di conversione c.c./c.a. ed includono protezioni di stringa e per le sovratensioni atmosferiche. Essi hanno anche la funzione di sezionare localmente le stringhe di moduli fotovoltaici costituenti il campo e attraverso un sistema di monitoraggio delle correnti di stringa, di cui sono equipaggiati, sono in grado di rilevare eventuali anomalie sulle stringhe.

Ogni quadro di campo contiene le apparecchiature di seguito descritte.

- Sezionatore con il funzionamento sottocarico (IMS);

- Fusibili di stringa con funzione di protezione dalle sovracorrenti e correnti inverse;
- eventuali diodi di blocco per la protezione dalle correnti inverse se il fusibile non ha la taglia adeguata a svolgere questa funzione;
- sistema di monitoraggio della corrente di stringa;
- scaricatore di sovratensione.

I quadri di parallelo stringhe saranno opportunamente dislocati nell'area oggetto dell'intervento.

4.6 Power stations

In base alle caratteristiche elettriche del generatore fotovoltaico, sono state selezionate power stations del modello ABB FIMER PVS980 1818 kVA (o similare). Si tratta di apparati composti integrati con inverter modello ABB FIMER PVS980-58 1818 kVA o similari.



Figura 4-8 - Esempio di Power Station

Si riportano di seguito le principali caratteristiche.

- Disponibilità di informazioni di allarmi e di misura sul display integrato;
- Funzionamento automatico, quindi semplicità d'uso e di installazione;
- Sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con funzione MPPT integrata;
- Elevato rendimento globale;

- Massima sicurezza, con trasformatore di isolamento a frequenza di rete incorporato;
- Applicazione FV, opzionale con batteria connessa sul lato CC.

Il gruppo di conversione è composto dal componente principale "inverter" e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili. Nel caso specifico, verranno installate 5 power stations prodotte da ABB.

L'inverter è conforme alle più stringenti direttive nazionali ed europee per la sicurezza e l'immissione in rete d'energia: CEI EN IEC 61000-6-2, CEI - EN IEC 61000-6-4. L'inverter, del tipo trifase, sarà collegato sul lato in corrente alternata al sistema di distribuzione attraverso cui avviene di seguito l'immissione dell'energia elettrica prodotta in rete. L'inverter consente il collegamento della totalità delle stringhe di un campo, ognuna delle quali composta da 30 pannelli. L'inverter è munito di display che indica la temperatura di lavoro, l'energia cumulativa trasmessa, la potenza istantanea immessa in rete e quella in ingresso dal campo fotovoltaico.

Di seguito vengono indicate le caratteristiche principali degli inverter e dei trasformatori individuati, che potranno comunque variare nelle successive fasi della progettazione.



Technical data and types

Product	PVS980-58 2.0 MVA
Type designation	-1818kVA-I

Input (DC)

Maximum recommended PV power ($P_{PV, max}$) ¹⁾	2909 kWp
Maximum DC current ($I_{max (DC)}$)	2400 A
DC voltage range, mpp ($U_{DC, mpp}$) at 35 °C	850 to 1500 V
DC voltage range, mpp ($U_{DC, mpp}$) at 50 °C	850 to 1100 V
Maximum DC voltage ($U_{max (DC)}$)	1500 V
Number of MPPT trackers	1
Number of protected DC inputs	8 ²⁾ to 24 (+/-)

Output (AC)

Maximum power ($S_{max (AC)}$) ³⁾	2000 kVA
Nominal power ($S_{N(AC)}$) ⁴⁾	1818 kVA
Maximum AC current ($I_{max (AC)}$)	1925 A
Nominal AC current ($I_{N(AC)}$)	1750 A
Nominal output voltage ($U_{N(AC)}$) ⁵⁾	600 V
Output frequency ⁵⁾	50/60 Hz
Harmonic distortion, current ⁵⁾	< 3%
Distribution network type ⁷⁾	TN and IT

Efficiency

Maximum ⁸⁾	98.8%
Euro-eta ⁸⁾	98.6%
CEC efficiency ⁹⁾	98.0%

Power consumption

Self consumption in normal operation	≤ 2500 W
Standby operation consumption	235 W
Auxiliary voltage source ¹⁰⁾	External, 1-phase

Technical data and types				
Product	PVS980-58 2.0 MVA	PVS980-58 2.1 MVA	PVS980-58 2.2 MVA	PVS980-58 2.3 MVA
Type designation	-1818kVA-I	-1909kVA-J	-2000kVA-K	-2091kVA-L
Environmental limits				
Degree of protection	IP66 ¹³⁾ / UL Type 3R			
Ambient temp. range (nom. ratings) ¹²⁾	-20 °C to +50 °C			
Maximum ambient temperature ¹³⁾	+60 °C			
Relative humidity	5% to 100%			
Maximum altitude (above sea level)	4000 m ¹⁴⁾			
Maximum noise level	88 dBA ¹⁵⁾			
Protection				
Ground fault monitoring	Yes			
Grid monitoring	Yes			
Anti-islanding	Yes			
DC reverse polarity	Yes			
AC and DC short circuit and overcurrent	Yes			
AC and DC overvoltage and surge	Yes			
User interface and communications				
Local user interface	Control panel			
Analog inputs	2 as standard			
Digital inputs/relay outputs	7/1 as standard			
Fieldbus connectivity	Modbus, Profinet, Ethernet ¹⁶⁾			
Product compliance				
Safety and EMC ¹⁸⁾	CE conformity according to LV and EMC directives			
Certifications and approvals	IEC, UL, CSA, RCM, IEEE, BDEW, CEI, SAGC, FCC and more			
Grid support and grid functions	Reactive power compensation ¹⁷⁾ , Power reduction, LVRT, HVRT, FqRT			
Dimensions and weight				
Width/Height/Depth, mm (W/H/D)	3180/2443/1522	3180/2443/1522	3180/2443/1522	3180/2443/1522
Weight appr.	3500 kg	3500 kg	3500 kg	3500 kg

Figura 4-6 – Caratteristiche tecniche inverter



Technical data and type

Type designation ¹⁾ PVS980-MVP	-1818kVA- I-xx	-1909kVA- J-xx	-2000kVA- K-xx	-2091kVA- L-xx	-3636kVA-I -xx	-3818kVA- J-xx	-4000kVA- K-xx	-4182kVA- L-xx
General								
Inverter compatibility	PVS980-58-xxxx				2 x PVS980-58-xxxx			
Nominal AC output power (S _{NAC}) @ 50 °C (122°F)	1818 kVA	1909 kVA	2000 kVA	2091 kVA	3636 kVA	3818 kVA	4000 kVA	4182 kVA
Maximum AC output power (S _{MAXAC}) @ 35 °C (122°F)	2000 kVA	2100 kVA	2200 kVA	2300 kVA	4000 kVA	4200 kVA	4400 kVA	4600 kVA
Nominal output voltage (U _{NAC})	12 kV to 36 kV ²⁾							
Ambient temperature range (nominal ratings) ³⁾	-25 °C to +50 °C							
Maximum altitude (above sea level) ⁴⁾	1000 m							
Switchgear								
Medium voltage switchgear type ⁵⁾	SF ₆ -Insulated RMU, CV or CCV, rated 540 A at 50 °C (nominal 630 A)							
Enclosure	Painted Aluzinc coated steel outdoor enclosure, IP54							
Protection relay ⁶⁾	REJ603 protection relay (self-powered)							
Options ⁷⁾	SF ₆ gas alarm, switch positions, plug-in type MV surge protection, automatic cut-off or reclose							
Transformer								
Transformer type	Oil Immersed ONAN, outdoor design							
Power rating	1818 kVA	1909 kVA	2000 kVA	2091 kVA	3636 kVA	3818 kVA	4000 kVA	4182 kVA
LV voltage level	600 V	630 V	660 V	690 V	2 x 600 V	2 x 630 V	2 x 660 V	2 x 690 V
MV voltage level	12 kV to 36 kV ²⁾							
LV terminals	3 flag type terminals ⁸⁾				2 x 3 flag type terminals ⁸⁾			
MV terminals	bolted C-type							
Standard protection	2 x temperature, gas, pressure							

Figura 4-7 - Caratteristiche tecniche trasformatore

4.7 Cabina di utenza

La cabina di utenza sarà posizionata all'interno dell'area di impianto e ospiterà i quadri MT collettori delle linee in arrivo dai sottocampi e di partenza della linea MT verso la cabina di consegna e i quadri dei servizi ausiliari.

Le caratteristiche tecniche dei quadri MT sono le seguenti:

Tabella 4-4 - Caratteristiche tecniche quadri MT

Tensione nominale/esercizio	20 kV
Frequenza nominale	50 Hz
Corrente nominale delle sbarre principali	630A
N° fasi	3
Tipologia interruttori di manovra - sezionatori	SF6/in aria
Tipologia interruttori	SF6
Potere di interruzione degli interruttori alla tensione nominale	16 kA
Tenuta arco interno	SI

4.8 Servizi ausiliari

I servizi ausiliari o impianti speciali includono:

- impianto di illuminazione;
- impianto antintrusione;
- impianto di videosorveglianza;
- impianto rivelazione incendi.

L'alimentazione dei servizi ausiliari dell'impianto sarà derivata dal medesimo PoD a cui sarà allacciato l'impianto fotovoltaico, mediante l'installazione di un trasformatore dedicato da 160 kVA 20/0.4 kV nel locale utente. Il quadro di distribuzione dei servizi ausiliari sarà posizionato in un locale dedicato, ubicato in prossimità della cabina di utenza.

4.8.1 Impianto di illuminazione

L'impianto di illuminazione sarà asservito all'illuminazione ordinaria dei locali tecnici e all'illuminazione esterna. All'interno dei locali tecnici dovrà essere garantito un illuminamento non inferiore a 200 lux. L'impianto di illuminazione esterna invece sarà adatto a consentire il corretto funzionamento delle telecamere di videosorveglianza, garantendo quindi un illuminamento minimo di 2 lux lungo le strade perimetrali e gestito da un crepuscolare che abiliti i teleruttori di connessione impianto. Sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente.

L'intero impianto di illuminazione sarà controllabile in modalità manuale o automatica da remoto.

4.8.2 Impianto di antintrusione

L'impianto antintrusione dovrà essere realizzato in Classe II o con isolamento equivalente. I dispositivi di alimentazione/ripetizione del segnale saranno quindi apparecchi in Classe II, le condutture di alimentazione saranno realizzate con conduttori con $U_0 = 0,6/1$ kV e le derivazioni saranno effettuate in cassette di derivazione di materiale isolante.

Si prevede l'installazione di un'unità centrale nel locale ausiliari, in grado di monitorare lo stato dell'impianto ed analizzare gli eventi. Sarà possibile il collegamento ad una o più unità remote.

4.8.3 Impianto di videosorveglianza

L'impianto di videosorveglianza sarà costituito da telecamere collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini, ubicata nel locale ausiliari. L'impianto dovrà essere impostato in modo da garantire una visione completa dell'impianto agrofotovoltaico. La continuità di funzionamento delle telecamere sarà garantita per almeno 10 ore tramite un alimentatore indipendente.

Le telecamere saranno in Classe II, le condutture di alimentazione saranno realizzate con conduttori con $U_0 = 0,6/1$ kV e le derivazioni saranno effettuate in cassette di derivazione di materiale isolante.

4.8.4 Impianto antincendio

La protezione dal rischio di incendio verrà effettuata secondo le buone pratiche relative a locali con presenza di apparecchiature elettriche soggette a riscaldamento e a rischi legati alla distribuzione di energia elettrica, quali perdite di isolamento e cortocircuito. Pertanto, le power stations saranno equipaggiate di sensori di rivelazione incendi collegati ad una centralina per la supervisione remota ed a un sistema di segnalazione sonora, che verranno definiti con maggior

dettaglio in fase di progettazione esecutiva, di un torrino di estrazione aria e griglie di aspirazione, al fine di garantire una buona ventilazione del locale, di un'apertura con maniglione antipanico e di un estintore a polvere o a CO₂.

L'impianto è dotato di un pulsante di emergenza per lo sgancio rapido localizzato all'interno della cabina di utenza e verrà effettuato un collegamento con ogni DDG all'interno delle power stations.

4.9 Qualità dei materiali

L'impianto in oggetto è stato progettato con riferimento a materiali e componenti di fornitori primari, dotati di marchio di qualità, di marchiatura e di autocertificazione del costruttore attestanti la costruzione a regola d'arte secondo la Normativa tecnica e la Legislazione vigente.

Tutti i materiali e componenti saranno conformi con le Direttive 73/23/CEE ("bassa tensione") e 89/336/CEE ("Compatibilità Elettromagnetica") e s.m.i. e saranno contrassegnati con marcatura CE.

Tutti i materiali e componenti presenteranno caratteristiche idonee alle condizioni ambientali e lavorative dei luoghi in cui risulteranno installati.

4.10 Misure di protezione

4.10.1 Protezione dai contatti diretti e indiretti

La protezione da contatti diretti sarà realizzata ai sensi della Norma CEI 64-8 cap.412, ovvero mediante separazione fisica ed installazione di interruttori differenziali con soglia di intervento 0.03 A ai capi di ciascuna linea destinata all'alimentazione di prese F.M.

Con separazione fisica si intende l'isolamento delle parti attive, che sarà rimovibile solo per distruzione e resistente alle sollecitazioni meccaniche, elettriche, termiche e chimiche a cui potrebbe essere esposto in condizioni di normale utilizzo. I cavi impiegati inoltre saranno a doppio isolamento, od in alternativa a semplice isolamento ma posati entro canalizzazioni in materiale isolante e tutte le connessioni dovranno essere realizzate entro apposite cassette con coperchio amovibile mediante attrezzo.

La protezione dai contatti indiretti è atta ad interrompere automaticamente l'alimentazione elettrica nel caso in cui parti conduttrici, che in condizioni di regolare funzionamento non sarebbero in tensione, risultino in contatto con parti attive e quindi in tensione; ad esempio, a causa del cedimento dell'isolamento principale. A tal fine la parte di impianto configurata come

sistema TN, sarà protetta da interruttori automatici di tipo magneto-termico, per i quali sarà soddisfatta la relazione:

$$Z_s \cdot I_a \leq U_0$$

Dove:

Z_s è l'impedenza dell'anello di guasto

U_0 è la tensione nominale del circuito

I_a è la corrente di intervento dell'interruttore nel tempo stabilito ai sensi della norma CEI 64-8, che per circuiti a $U_0 > 400$ V richiede un tempo di intervento massimo di 0.1s.

4.10.2 Protezione da scariche atmosferiche

La protezione da scariche atmosferiche è atta alla protezione da fulminazioni di tipo diretto e da fulminazioni di tipo indiretto. Con fulminazione di tipo diretto si intende l'eventualità che un fulmine scarichi direttamente su un elemento dell'impianto, mentre con fulminazione indiretta si intende l'eventualità che un fulmine cada nelle vicinanze dell'impianto generando un campo magnetico variabile che si concatena alle spire formate dai circuiti elettrici di collegamento "in serie" dei moduli fotovoltaici.

La protezione da fulmini del parco agrofotovoltaico sarà conseguita mediante l'adozione delle seguenti misure:

- installazione di un cartello ammonitore all'ingresso del campo agrofotovoltaico;
- adozione di particolari accorgimenti costruttivi nella realizzazione dei collegamenti in campo, mirati a minimizzare il flusso concatenato dell'eventuale campo magnetico indotto da un fulmine;
- installazione di dispositivi di protezione dalle sovratensioni, SPD di tipo 1+2 nei quadri di parallelo inverter lato AC;
- installazione di dispositivi di protezione dalle sovratensioni, SPD di tipo 2 ai terminali CC degli inverter, coordinati con gli SPD dei quadri di parallelo
- installazione di sistemi di protezione dalle sovratensioni (SPD) sulle linee di comunicazione, telefonia e/o trasmissione dati, entranti nel parco agrofotovoltaico dall'esterno.

Tutti i dispositivi di protezione dalle sovracorrenti SPD dovranno essere dotati di contatto di stato del dispositivo stesso, connesso al sistema di supervisione centrale. L'eventuale raggruppamento di più contatti di stato dovrà essere tale da limitare a tempi ragionevoli l'individuazione dello scaricatore intervenuto. I fusibili a protezione degli scaricatori di sovratensione saranno installati in appositi portafusibili dotati di segnalazione visiva dello stato del fusibile.

4.11 Impianto di messa a terra

Il dispersore di terra sarà unico e costituito da una corda in rame nudo di 35 mm² e 50mm² interrata a circa 0,5 m di profondità, disposta lungo il perimetro esterno della stazione di trasformazione e del campo agrofotovoltaico. Il dispersore sarà dotato di picchetti infissi nel terreno posizionati entro pozzetti ispezionabili. Per garantire la protezione contro i contatti diretti tutte le masse estranee all'impianto, tutte le parti metalliche e i poli di terra delle prese a spina saranno collegate a terra.

I locali tecnici saranno dotati di un proprio collettore di terra principale, costituito da una barratura in rame fissata a parete, alla quale andranno collegati:

- il conduttore di terra proveniente dal dispersore;
- il conduttore di terra proveniente dai ferri di eventuali armature;
- il centro-stella del trasformatore elevatore BT/MT;
- il conduttore di protezione connesso alla carcassa del trasformatore elevatore BT/MT;
- i conduttori connessi ai chiusini di eventuali cunicoli portacavi;
- il nodo di terra dei quadri elettrici.

4.12 Sistema di regolazione e controllo

L'impianto agrofotovoltaico dovrà essere dotato di:

- Controllo di produzione
- Modalità di avviamento e riconnessione alla rete
- Regolazione della potenza attiva e reattiva
- Sistema di teledistacco della produzione

Il sistema di controllo avverrà in due modalità:

1. Controllo locale: monitoraggi tramite pc centrale, posto in prossimità dell'impianto
2. Controllo remoto: gestione a distanza dell'impianto con scheda di rete Data-Logger montata sulle apparecchiature dell'impianto (es: inverter)

Le grandezze controllate da sistema sono:

- Potenza dall'inverter
- Tensione di campo dell'inverter, corrente di campo degli inverter, Radiazione solare
- Temperatura dell'ambiente, velocità del vento.
- Energia attiva e reattiva prodotte

5 DETERMINAZIONE SUPERFICI COMPLESSIVE, INDICE DI OCCUPAZIONE DELL'INTERA SUPERFICIE

Si riporta in Tabella 5-1 un calcolo dell'indice di occupazione del terreno disponibile.

Tabella 5-1 - Calcolo indice di occupazione del terreno

Superficie modulo	2,61	m2
Superficie totale occupata dai moduli FV	51500	m2
Superficie totale occupata da viabilità	2000	m2
superficie occupata da fascia di mitigazione	3400	m2
superficie occupata da recinzione	1700	m2
Superficie occupata da locali tecnici	300	m2
Superficie totale occupata	58900	m2
Superficie totale disponibile	170000	m2
Indice di occupazione	34%	-