

Impianto agrivoltaico “Piana Palazzo” Comune di Rotello (CB)

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 AGRIVOLTAICO

PROGETTISTA



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

Rev.	Data emiss	Descrizione	St	Pre	Chk	App
00	30/11/2021	Prima emissione		LM	VDA	VDA
Origine File: 20006RTL.SA.R.03.00 - Relazione tecnica impianto agrivoltaico.docx		Documento n°				
		Commissa		Proc	Tipo doc	Num
		20006	RTL	SA	R	03
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	5
2	NORMATIVA.....	7
3	LOCALIZZAZIONE	11
3.1	Accesso all'area di impianto	15
4	INQUADRAMENTO NORMATIVO	15
5	DESCRIZIONE TECNICA DEL PROGETTO	16
5.1	Generalità	16
5.2	Componente agricola	18
5.2.1	<i>Scelta delle colture e progetto di coltivazione</i>	<i>19</i>
5.3	Moduli fotovoltaici	20
5.4	Inseguitori solari	25
5.5	Unità di trasformazione	28
5.5.1	<i>Quadri BT</i>	<i>29</i>
5.5.2	<i>Trasformatore MT/BT</i>	<i>29</i>
5.5.3	<i>Quadri MT.....</i>	<i>30</i>
5.6	Inverter di stringa	30
5.7	Quadri BT di parallelo stringhe lato c.c.	32
5.8	Cabina di smistamento	33
5.8.1	<i>Dispositivo di interfaccia - DDI.....</i>	<i>34</i>
5.8.2	<i>Rincalzo della mancata apertura del DDI</i>	<i>34</i>
5.8.3	<i>Dispositivo generale - DG.....</i>	<i>34</i>
5.9	Misura dell'energia elettrica prodotta	35
5.10	Servizi ausiliari	36
5.10.1	<i>Impianto di illuminazione</i>	<i>36</i>
5.10.2	<i>Impianto di antintrusione</i>	<i>37</i>
5.10.3	<i>Impianto di videosorveglianza</i>	<i>37</i>
5.10.4	<i>Impianto antincendio.....</i>	<i>37</i>
5.11	Sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT	38
5.11.1	<i>Stazione di condivisione 150 kV.....</i>	<i>38</i>
5.12	Qualità dei materiali	38
5.13	Misure di protezione	39

5.13.1	Protezione dai contatti diretti e indiretti	39
5.13.2	Protezione da scariche atmosferiche	39
5.14	Impianto di messa a terra	40
5.15	Sistema di regolazione e controllo	41
6	OPERE CIVILI.....	41
6.1	Movimenti terra	42
6.2	Viabilità interna	42
6.3	Scavi e rinterri dei cavidotti.....	43
6.4	Montaggio strutture di sostegno.....	43
6.5	Realizzazione recinzione perimetrale.....	44
6.6	Platee di fondazione in calcestruzzo per le cabine elettriche.....	44
7	GESTIONE E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	45
8	ANALISI DEI BENEFICI SOCIO-ECONOMICI.....	47
8.1	Benefici economico-occupazionali	47
8.2	Benefici sociali sulle realtà locali	49
9	DETERMINAZIONE SUPERFICI COMPLESSIVE, INDICE DI OCCUPAZIONE DELL'INTERA SUPERFICIE.....	50

INDICE DELLE FIGURE

FIGURA 1-1 - ROTAZIONE AZIMUTALE	6
FIGURA 1-2 - ROTAZIONE ZENITALE	6
FIGURA 3-1 - COLLOCAZIONE GEOGRAFICA AREA DI IMPIANTO SU GRANDE SCALA	12
FIGURA 3-2 - INQUADRAMENTO AREA DI IMPIANTO SU ORTOFOTO	13
FIGURA 3-3 - INQUADRAMENTO AREA DI IMPIANTO SU CATASTALE	13
FIGURA 3-4 - INQUADRAMENTO CAVIDOTTO E OPERE DI UTENZA PER LA CONNESSIONE DELL'IMPIANTO ALLA RTN	14
FIGURA 3-5 - ACCESSO ALL'AREA DI IMPIANTO	15
FIGURA 5-1 - CARATTERISTICHE CAVI BT DI COLLEGAMENTO TRA STRINGHE	24
FIGURA 5-2: CARATTERISTICHE ELETTRICHE CAVI BT DI COLLEGAMENTO TRA STRINGHE	25
FIGURA 5-3 - ESEMPIO DI INSEGUITORE SOLARE MONOASSIALE	27
FIGURA 5-4 - CARATTERISTICHE TECNICHE INSEGUITORE SOLARE MONOASSIALE	28
FIGURA 5-5 - ESEMPIO DI UNITÀ DI TRASFORMAZIONE	29
FIGURA 5-6 - CARATTERISTICHE DEL TRASFORMATORE	29
FIGURA 5-7 - ESEMPIO DI STRUTTURA PORTANTE PER IL POSIZIONAMENTO DEGLI INVERTER.....	31
FIGURA 5-8 - SCHEMA CONCETTUALE INVERTER.....	32
FIGURA 6-2 - PARTICOLARE RECINZIONE.....	44

INDICE DELLE TABELLE

TABELLA 1-1 - CARATTERISTICHE DEL PROGETTO E PRODUCIBILITÀ ATTESA	6
TABELLA 5-1 - SINTESI DELLE CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO	16
TABELLA 5-2 - SUPERFICIE UTILIZZABILE A FINI AGRICOLI SUDDIVISA PER LOTTI.....	ERRORE. IL SEGNAIBRO NON È DEFINITO.
TABELLA 5-3 - CARATTERISTICHE PRINCIPALI MODULO FOTOVOLTAICO	21
TABELLA 5-4 - CARATTERISTICHE PRINCIPALI MODULO FOTOVOLTAICO	22
TABELLA 5-5 - CARATTERISTICHE ESSENZIALI QUADRI MT	30
TABELLA 5-6 - CARATTERISTICHE PRINCIPALI INVERTER	31
TABELLA 5-7 - CARATTERISTICHE TECNICHE DEI QUADRI MT	33
TABELLA 9-1 - CALCOLO INDICE DI OCCUPAZIONE DEL TERRENO	50

1 PREMESSA E SCOPO

Scopo del presente documento è descrivere il Progetto Definitivo relativo al Progetto agrivoltaico denominato "Piana Palazzo", che la società Sorgenia Renewables srl intende realizzare all'interno un'area agricola localizzata nel comune di Rotello, in provincia di Campobasso.

Il parco agrivoltaico prevede l'installazione di moduli fotovoltaici da 555 W e una potenza elettrica di picco circa pari a 27.030 kWp. su un terreno a destinazione agricola di estensione circa 34,75 ha individuato al foglio 54 p.lle 2, 17, 26 e al foglio 52 p.lla 32 situato nel comune di Rotello (CB).

Il progetto sarà del tipo grid connected e prevede la costruzione di una sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT e di una nuova linea elettrica interrata, che permetterà di allacciare l'impianto alla Rete Elettrica Nazionale tramite un collegamento in antenna alla futura stazione elettrica SE Rotello 380/150 kV, localizzata nel comune di Rotello (CB) a circa 2,8 km in linea d'aria dall'impianto.

Il parco solare verrà integrato con colture agricole in modo da implementare un impianto agro-fotovoltaico. Tale sistema che integra colture agricole con produzione industriale fotovoltaica, detto agrivoltaico, permette, tra i molti vantaggi, di contrastare la riduzione di superficie destinata all'agricoltura a scapito di impianti industriali, problematica avente un forte riflesso socio-economico.

L'impianto agrivoltaico 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 in configurazione portrait. Questa tecnologia permette di incrementare la produzione del 25% circa rispetto al caso base con moduli fissi a terra.

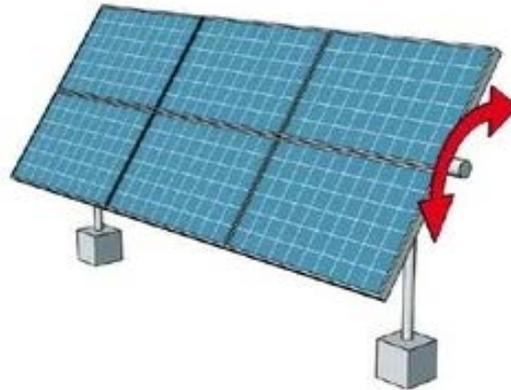


Figura 1-1 - Rotazione azimutale

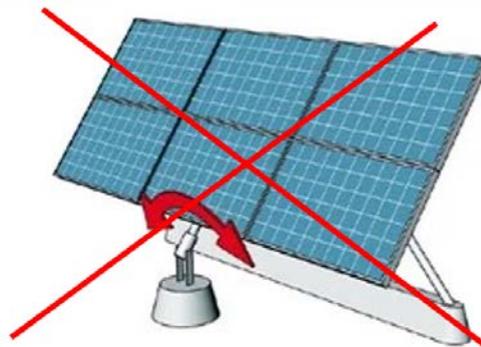


Figura 1-2 - Rotazione zenitale

Al fine di ottimizzare la potenza installata sull'area disponibile è stato deciso di utilizzare una configurazione 2-portrait (pannelli posizionati in senso verticale), con inseguitori di differente lunghezza, ed in particolare verranno utilizzati:

- n° 113 Tracker con configurazione 16 x 2
- n° 118 Tracker con configurazione 32 x 2
- n° 391 Tracker con configurazione 48 x 2

L'impianto agrivoltaico prevederà quindi in totale l'installazione di 622 inseguitori solari, suddivisi nelle 3 configurazioni sopraelencate, e sarà corredato da n. 8 unità di trasformazione e una cabina di smistamento, che raccoglierà l'energia proveniente dalle unità di trasformazione.

Tabella 1-1 - Caratteristiche del progetto e producibilità attesa

Configurazione tracker	N° tracker	N°moduli tot	Potenza modulo [Wp]	Potenza [kWp]
"2-Portrait"	622	48704	555	27030,72

Producibilità attesa [kWh/kWp/anno]*	1708
Potenza nominale [kWp]	27030,72
Tot energia prodotta in un anno [MWh/anno]	46171
Tot energia prodotta in 30 anni [MWh]	1384230

2 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): Cella 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 dicorrente 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);

3 LOCALIZZAZIONE

Il parco solare si sviluppa nel comune di Rotello (CB) a est del centro abitato di Rotello. Il terreno si sviluppa tra i 200 e i 230 m. s.l.m. alle seguenti coordinate geografiche 41°43'43"N 15°03'37"E.



Figura 3-1 - Collocazione geografica area di impianto su grande scala

Il terreno individuato, secondo il PRG del comune di Rotello, 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 vengono riportati un inquadramento dell'area di impianto su ortofoto e su catastale, e un inquadramento del cavidotto e delle opere di utenza per la connessione alla RTN.



Figura 3-4 – Inquadramento cavidotto e opere di utenza per la connessione dell'impianto alla RTN

Le opere di utenza per la connessione consistono principalmente in un elettrodotto interrato a 30 kV che collegherà la cabina di smistamento, interna all'area di impianto, con la nuova sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT localizzata nei pressi della Stazione Elettrica Rotello 380/150 kV. L'ultimo tratto di collegamento tra la sottostazione elettrica e la SE Rotello 380/150 kV sarà realizzato mediante un cavidotto interrato a 150 kV.

3.1 Accesso all'area di impianto

L'accesso al sito risulta nel suo complesso interamente e agevolmente camionabile e avverrà tramite una strada vicinale.



Figura 3-5 – accesso all'area di impianto

4 INQUADRAMENTO NORMATIVO

Gli strumenti presi in considerazione per l'individuazione dei vincoli sono gli strumenti urbanistici vigenti del comune interessato (Piano di Fabbricazione del comune di Rotello), le leggi comunitarie, nazionali e regionali in materia di tutela dei beni culturali, ambientali e paesaggistici, il PTPAAV della regione Molise, il piano dell'Autorità di bacino del fiume Fortore, il Piano Tutela delle Acque, il PTCP della provincia di Campobasso, il PEAR della regione Molise.

Inoltre, per l'individuazione delle aree sensibili dal punto di vista naturalistico si è fatto riferimento ai proposti Siti di importanza comunitaria individuati dal progetto Natura 2000 della Comunità Europea e ai parchi, riserve naturali ed aree protette presenti sul territorio della Regione Molise, nonché al programma delle aree IBA.

Per una dettagliata analisi dell'inquadramento normativo del sito si rimanda allo Studio d'Impatto Ambientale.

5 DESCRIZIONE TECNICA DEL PROGETTO

5.1 Generalità

Il generatore fotovoltaico sarà composto da n. 48704 moduli fotovoltaici al silicio monocristallino per una potenza nominale complessiva di 27.030,72 kWp.

Il generatore fotovoltaico sarà suddiviso in n. 8 sottocampi, ciascuno dotato di vari 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 unità di trasformazione, da installarsi all'interno del perimetro dell'impianto.

Il generatore fotovoltaico sarà formato da un parallelo di 1522 stringhe ognuna costituita da 32 moduli collegati in serie.

L'impianto verrà suddiviso in 3 cluster, 2 da circa 11 MW e uno da circa 6 MW ciascuno con 2/3 unità di trasformazione, collegate in serie. In particolare, verrà effettuato un doppio collegamento tra la cabina di smistamento e le due unità di trasformazione più vicine di ciascun cluster in modo da creare un circuito elettrico che permetta la continuità di produzione anche in caso di guasto di uno dei sottocampi. In caso di guasto, il sottocampo non funzionante viene isolato elettricamente senza interrompere quindi la produzione dei restanti sottocampi ad esso collegati. I collegamenti tra le unità di trasformazione e la cabina di smistamento (totale di n. 6 collegamenti) saranno realizzati mediante cavidotto interrato in MT a 30kV.

La cabina di smistamento 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 distribuzione Terna a 30 kV.

In tabella seguente sono evidenziate le principali caratteristiche dell'Impianto agrivoltaico.

Tabella 5-1 - Sintesi delle caratteristiche dell'impianto agrivoltaico

Principali caratteristiche dell'impianto	
Nome impianto	Piana Palazzo
Comune (provincia)	Rotello (CB)
Località	Piana Palazzo

Coordinate	Lat: 41°43'N Long: 15°3'E
Sup. Impianto lorda	circa 35 ha
Potenza nominale (CC)	27030,72 kWp
Tensione di sistema (CC)	1500 Vdc
Punto di connessione	SE Rotello (tramite sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT)
Regime di esercizio	cessione totale
Potenza in immissione richiesta	23100 kWp
Tipologia impianto	Strutture ad inseguimento solare monoassiale
Moduli	48704 moduli in silicio monocristallino 555 Wp
Inverter	N. 142 inverter di stringa da 185 kVa
Tilt	0°
Tipologia tracker	n.622 configurazione " 2 Portrait"
Azimuth	(Est/ovest -90°/90°)
Cabine	8 unità di trasformazione, 1 cabina di smistamento

5.2 Componente agricola

Parte integrante del presente progetto è la componente agricola.

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

L'agrivoltaico integra il fotovoltaico con l'attività agricola con installazioni solari che permettono al proponente di produrre energia e al contempo di continuare le colture agricole o l'allevamento di animali. Si tratta di una forma di convivenza particolarmente interessante per la decarbonizzazione del sistema energetico, ma anche 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 di mantenere l'uso agricolo dei terreni interessati, anche attraverso l'agevolazione all'innovazione dei processi di coltivazione.

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, principalmente, della scarsa competitività delle aziende agricole e/o per la bassa redditività delle principali colture estensive. Si tratta quindi di un sistema di sinergia, tra colture agricole e pannelli fotovoltaici, con le seguenti caratteristiche:

- Riduzione dell'evapotraspirazione delle colture grazie all'ombreggiamento dei moduli;
- 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 potenziale delle acque meteoriche;
- 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 zootecnia;

- recupero di parte dei terreni agricoli abbandonati permettendo il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione;
- Mitigazione degli effetti della trasformazione attuata;

La progettazione dell'impianto agrivoltaico 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. Il progetto del sistema agrivoltaico ha tenuto in considerazione la tipologia di struttura, l'altezza e le caratteristiche, la tipologia di moduli, la distanza fra i moduli, la percentuale di ombreggiamento attesa, la tipicità agronomica locale.

5.2.1 Scelta delle colture e progetto di coltivazione

La tipologia di prodotti coltivati, e le relative tecniche di coltivazione, garantiranno sia il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico che la piena produttività delle colture realizzate.

Le aree economicamente utili dal punto di vista agrario saranno utilizzate per la realizzazione di investimenti colturali produttivi.

La scelta, ovviamente, oltre ad essere funzione delle scelte economiche deve essere legata alla vocazione naturale del territorio.

Nel caso in esame il sistema agrivoltaico proposto darà luogo ad un'attività apistica finalizzata alla produzione di miele ed altri prodotti dell'alveare, unitamente alla coltivazione di essenze erbacee nettariifere, ubicate nelle interfile dei moduli fotovoltaici.

Il progetto propone la creazione di almeno 275 arnie, le quali verranno distribuite in gruppi da 45-50 arnie, collocate nelle pertinenze dell'area dell'impianto fotovoltaico, occupando singolarmente una superficie stimata di circa 200 mq.

Verrà altresì realizzata, a spesa del proponente, una postazione a servizio dell'attività apistica, radicata su una quota parte della p.lla n. 32 del foglio n. 52, libera dall'installazione dei moduli fotovoltaici, dotata di un box in legno di circa mq 25 adibito a laboratorio e magazzino.

Oltre alla produzione di miele sono previste in aggiunta:

- La produzione di pappa reale
- La produzione del polline
- La produzione della propoli

Il progetto per la coltivazione del terreno verrà impostato attraverso l'attuazione di un piano colturale basato sulla coltivazione di colture erbacee prevalentemente da foraggio di altezza contenuta, facilmente meccanizzabili in relazione alla presenza dei tracker fotovoltaici, aventi la

caratteristica di produrre significative quantità di fiori ad alto potenziale mellifero e di nutrire un importante numero di alveari per la produzione di miele e di altri prodotti derivati.

La superficie interessata dal progetto agrivoltaico in oggetto ammonta a 34,75 ha, di cui 28,1 ha utili ai fini agronomici, suddivisa in 4 lotti produttivi come riportato nella tabella seguente.

Tabella 5-2 - Superficie utilizzabile a fini agricoli suddivisa per lotti

LOTTO	Superficie coltivabile (mq)	Superficie coltivabile (ha)
Lotto n. 1	54.077	05.40.77
Lotto n. 2	54.608	05.46.08
Lotto n. 3	57.627	05.76.27
Lotto n. 4	55.205	05.52.05
Lotto n. 5	59.483	05.94.83
TOTALE	281.000 mq	28.10.00 ha

La superficie agricola utilizzata è stata calcolata tenendo conto di una fascia media di circa 4,5 metri tra le file dei tracker, distanza considerata quando i tracker sono in posizione orizzontale paralleli al terreno.

La selezione delle colture da utilizzare, nell'ambito dell'attività agricola da implementare è sicuramente una delle scelte progettuali più importante. L'individuazione è stata effettuata tenendo conto delle esigenze edafiche ed ecologiche delle diverse essenze, confrontando la loro adattabilità con i parametri ambientali del luogo dove si vuole realizzare la coltivazione, in funzione del potenziale mellifero di ogni singola specie e senza tralasciare il condizionamento dovuto alla presenza dei pannelli fotovoltaici.

Alla luce di quanto appena esposto, la scelta è ricaduta su quattro colture agrarie in avvicendamento tra loro, come di seguito riportato:

- Sulla (*Hedysarum coronarium*, L. 1753);
- Trifoglio (*Trifolium pratense*, L. 1753);
- Coriandolo (*Coriandrum sativum*, L. 1753);
- Colza (*Brassica napus*, L. 1753);

Per un maggior dettaglio si rimanda comunque alla relazione specialistica allegata "20006RTL.SA.R.06.00 – Relazione di fattibilità agro-economica".

5.3 Moduli fotovoltaici

È previsto l'impiego di moduli fotovoltaici monocristallini di potenza nominale 555 Wp, marca Trina-solar (o modelli similari) 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 Verication

ISO14064: Occupation Health and Safety Management System

Tabella 5-3 – Caratteristiche principali modulo fotovoltaico

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/m ² , 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/m ² , 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 5-4.

Tabella 5-4 – 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. 1522 stringhe composte di 32 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 50525-1
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 Basea Tensione:	2014/35/UE
Direttiva RoHS:	2011/65/UE

REAZIONE AL FUOCO

 CONFORME CPR REGOLAMENTO 305/2011/UE	
Norma:	EN 50575:2014+A1:2016
Classe:	E _{ca}
Classificazione:	EN 13501-6
Propagazione della fiamma:	EN 60332-1-2
Organismo Notificato:	0051 - IMQ
CE	2020



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 U_0/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.

Marcatura

[Ditta] NPE SUN H1Z222-K [formazione] mm² IEMMEQU ◀HAR▶ [anno] (CE logo) [ordine] [metrica]
[Ditta] NPE SUN 1Z222-K [formazione] mm² [anno] (CE logo) [ordine] [metrica]

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).

Figura 5-1 - 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 5-2: Caratteristiche elettriche cavi BT di collegamento tra stringhe

Il valore teorico di tensione massima di stringa calcolato conservativamente a -4 °C è pari a 1500 V (Voc @ -4°C). Il generatore fotovoltaico sarà suddiviso in n. 8 sottocampi.

5.4 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 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 150 W rispettivamente e controllato in modo automatico da un apposito algoritmo.

All'interno del campo fotovoltaico verranno installati inseguitori avente configurazione 2-portrait, ovvero inseguitori composti da 2 file di moduli. In particolare, verranno posizionati inseguitori composti da una stringa da 32 moduli (configurazione 16x2), inseguitori composti da due stringhe da 32 moduli (configurazione 32x2) e infine inseguitori composti da tre stringhe da 32 moduli (configurazione 48x2).

Le tre tipologie di trackers appena elencate andranno a riempire l'area di impianto per un totale di 622 trackers come di seguito suddivisi:

- 113 trackers aventi configurazione 16x2
- 118 trackers aventi configurazione 32x2
- 391 trackers aventi configurazione 48x2

Gli elementi di sostegno di ciascun inseguitore possono essere infissi direttamente nel terreno tramite macchine battipalo, senza necessità di fondazioni.

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 5-3 – Esempio di inseguitore solare monoassiale

In Figura 5-4 si riportano le caratteristiche tecniche dell'inseguitore solare individuato per il progetto, marca Trina modello TrinaPro. Tale tipologia di inseguitore solare potrà variare nelle successive fasi della progettazione.

TECHNICAL SPECIFICATIONS

GENERAL CHARACTERISTICS

Solar tracker	Horizontal, single axis, one-row
Tracking range	110° (±55°)
Modules surface per tracker	Up to 180 m ²
Foundation options	Direct ramming/ Pre-drilling/ Concrete micro-piling/Screw piles
Terrain adaptation	Slew drive: 16% N-S / Linear actuator: 5,2% N-S
Ground Coverage Ratio (GCR)	Configurable: standard range (28 - 50%)*
Structure	HDG high strength steel S275, S355 and ZM310 steel. ISO 1461.
Hardware / Treatment	8.8 class/ ZnNi + Seal*
Drive unit	Slew drive / Linear actuator
Allowable Wind and Snow Loads	Tailored to site requirements
Standards & regulation	Structural calculation according to Eurocodes and USA standards
Modules configuration	1500 V version 1000 V version
Compatible solar panels	Frame, dual glass, thin film**...
Availability	>99.5%



More than
3,5 GW
deployed
worldwide

ELECTRONIC CONTROLLER SPECIFICATIONS

Controlle	Electronic board with microprocesador
IP Marking	IP65
Tracking algorithm	Astronomical calculations (error <0.015°) with backtracking
Advanced Wind Control	High wind, Medium wind and Low wind
Night-time parking position	Configurable
Communications options	Wired option: RS 485 / Ethernet / Optical-Fiber Wireless option: Zigbee
Operating temperature	Altitude <1000m: -5° C to 50° C**
Sensors	Analogic inclinometer
Power motor drive	Slew drive DC motor: 0.15 kW Linear actuator DC motor: 0.10 kW
Std. powersupply	Single phase 230 Vac - 50/60Hz* or SelfPowered



MAINTENANCE

Maintenance - free bearing	Yes
Schedule maintenance	Minimum (grease slew drive once every 2 years. Optional every 10 years)

WARRANTY (Expandable)

Structure	10 years
Corrosion protection	20 years according to ISO 14713 C3
Commercial components	5 years



* Other configurations also available

** According to conditions

Figura 5-4 – Caratteristiche tecniche inseguitore solare monoassiale

5.5 Unità di trasformazione

In base alle caratteristiche elettriche del generatore fotovoltaico, sono state selezionate unità di trasformazione del modello ABB FIMER Solar inverter Medium voltage Compact Skid PVS-175-MVCS (o similare). L'unità include un trasformatore a bagno d'olio MT ottimizzato, quadri MT isolati in gas, tutte le necessarie protezioni BT e connessioni per collegare l'array solare e un set di disponibili servizi ausiliari con alimentazione ausiliaria indipendente.

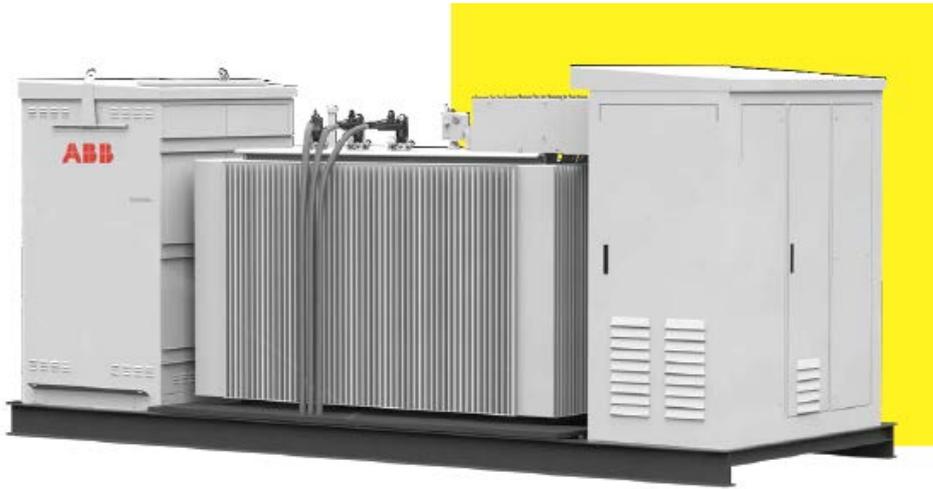


Figura 5-5 - Esempio di unità di trasformazione

5.5.1 Quadri BT

I quadri BT presenti nelle unità di trasformazione saranno realizzati in materiale isolante, a grado di protezione non inferiore a IP66 e tensione nominale fino a 1500 V ac. Questi quadri sono integrati nell'unità di trasformazione e avranno la funzione di accogliere le stringhe provenienti dagli inverter e saranno forniti delle protezioni adeguate da contatti diretti e indiretti.

5.5.2 Trasformatore MT/BT

I trasformatori di progetto saranno del tipo trasformatore elevatore BT/MT isolato in olio, per l'elevazione della tensione dal valore di uscita degli inverter, 800 V, a quello di consegna in MT, 20 kV.

L'isolamento in olio sarà a sistema chiuso, non ci sarà produzione di scarti e integrazione di olio durante il normale funzionamento della macchina.

I trasformatori avranno le seguenti caratteristiche principali:

MV transformer							
Transformer type	Oil Immersed (ONAN)						
AC Power @ 30° C in kVA	1850	2200	2590	2960	3300	3700	4070
AC Power @ 40° C in kVA	1750	2100	2450	2800	3150	3500	3850
Low voltage level	800 V						
Medium voltage level range	≤ 38kV						
Rated frequency	50 Hz or 60 Hz						
Oil type	Mineral (vegetable optional)						
Tap changer	± 2 X 2.5%						
Winding material (primary / secondary)	Al / Al						
Eco efficiency optional	Yes						

Figura 5-6 - Caratteristiche del trasformatore

Si prevede l'installazione di n. 8 trasformatori, di cui:

- 3 di potenza nominale pari a 3700 kVA
- 3 di potenza nominale pari a 3300 kVA
- 2 di potenza nominale pari a 2590 kVA

5.5.3 Quadri MT

I quadri in media tensione avranno caratteristiche essenziali riportate nella seguente tabella.

Tabella 5-5 - Caratteristiche essenziali quadri MT

Dati principali del quadro di media tensione	
Tensione nominale	20 kV
Corrente nominale	630 A
Corrente nominale di breve durata	16 kA / 1 s
Tipologia interruttori	SF6
Tipologia interruttori di manovra - sezionatori	SF6 / in aria

5.6 Inverter di stringa

Gli inverter selezionati saranno del tipo modello PVS-175-TL prodotti da Fimer o similari. Ciascun dispositivo riceverà in ingresso fino ad un massimo di n. 11 stringhe, sarà dotato internamente di:

- sezionatori lato CC
- SPD Tipo II lato CC
- sistema MPPT
- convertitore CC/AC
- SPD Tipo II lato AC

Le principali caratteristiche tecniche degli inverter selezionati sono riportate nella seguente tabella.

Tabella 5-6 - Caratteristiche principali inverter

Ingresso	
Massima tensione assoluta DC in ingresso ($V_{max(abs)}$)	1500 V
Tensione di attivazione DC di ingresso (V_{start})	750 V (650...1000 V)
Intervallo operativo di tensione DC in ingresso ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)	0.7 x $V_{start}...1500$ V (min 600 V)
Tensione nominale DC in ingresso (V_{dc})	1100 Vdc
Tensione nominale DC in ingresso (P_{dc})	188 000 W @ 30°C - 177 000 kW @ 40°C
Numero di MPPT indipendenti	12
Intervallo MPPT di tensione DC ($V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$) a P_{dc}	850...1350 V
Corrente massima DC di ingresso per ogni MPPT ($P_{MPPT,max}$)	22 A
Massima corrente DC in ingresso ($I_{dc,max}$) per ogni MPPT	30 A
Numero di coppie di collegamento DC in ingresso per ogni MPPT	2 ingressi DC per MPPT
Tipo di connessione DC	Connettore PV ad innesto rapido ²⁾
Uscita	
Tipo di connessione AC alla rete	Trifase 3W+PE
Potenza nominale AC di uscita (P_{ac} @ $\cos\phi=1$)	175 000 W @ 40°C
Potenza massima AC di uscita ($P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$)	185 000 W @ $\leq 30^\circ\text{C}$
Potenza apparente massima (S_{max})	185 000 VA
Tensione nominale AC di uscita (V_{ac})	800 V
Intervallo di tensione AC di uscita	(552...960) ³⁾
Massima corrente AC di uscita ($I_{ac,max}$)	134 A
Frequenza nominale di uscita (f)	50 Hz/60 Hz
Intervallo di frequenza di uscita ($f_{min}...f_{max}$)	45...55 Hz/55...65 Hz ³⁾
Fattore di potenza nominale e intervallo di regolabilità	> 0.995, 0...1 induttivo/capacitivo con massima S_{max}
Distorsione armonica totale di corrente	< 3%
Massima iniezione di corrente DC (% di I_n)	< 0.5% I_n
Diametro esterno massimo cavo AC/polo multiplo	1 x 53 mm (1 x pressacavo M63)
Diametro esterno massimo cavo AC/polo singolo	3 x 32 mm (3 x pressacavo M40)
Tipo di connessioni AC ⁴⁾	Barra prevista per la connessione di ponticelli con dadi M10

Sarà installati in totale n. 142 inverter, n. 14/18/20 in ciascun sottocampo. Andrà assolutamente evitato il posizionamento di materiali infiammabili o esplosivi in prossimità di tali apparecchiature; a tal fine la struttura di supporto dovrà essere realizzata in materiale non infiammabile. La radiazione solare diretta sull'apparecchio potrebbe causarne un surriscaldamento e una conseguente riduzione della potenza convertita, in caso di necessità si potrà prevedere l'utilizzo di una tettoia parasole montata sulla struttura di supporto.

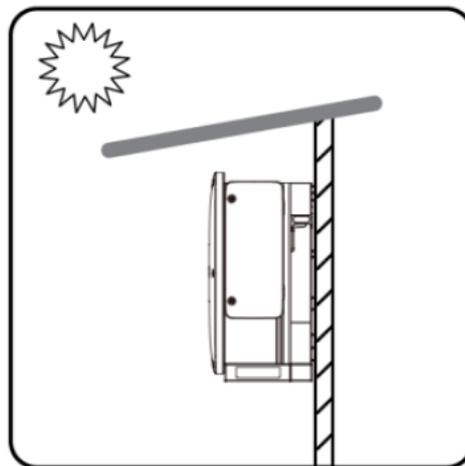


Figura 5-7 - Esempio di struttura portante per il posizionamento degli inverter

Diagramma a blocchi PVS-175-TL

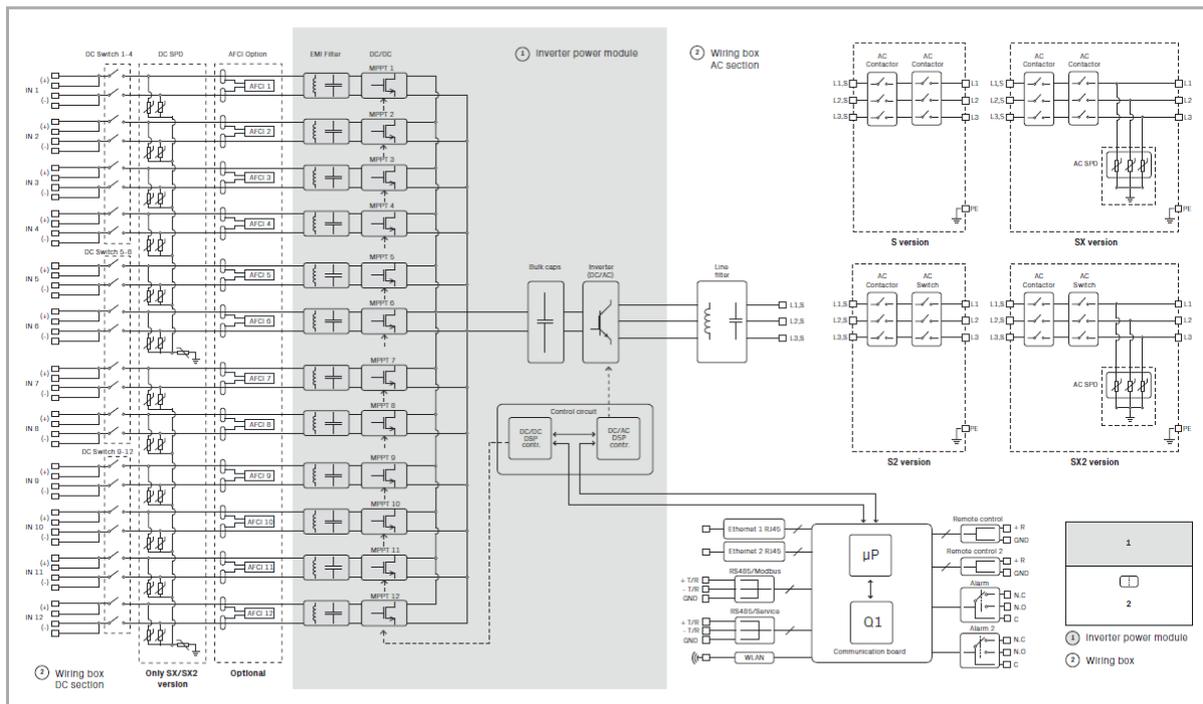


Figura 5-8 - Schema concettuale inverter

5.7 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.

5.8 Cabina di smistamento

La cabina di smistamento sarà posizionata all'interno dell'area di impianto e ospiterà i quadri MT collettori delle linee in arrivo dai cluster e di partenza della linea MT verso la sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT e i quadri dei servizi ausiliari.

Le caratteristiche tecniche dei quadri MT sono le seguenti:

Tabella 5-7 - Caratteristiche tecniche dei quadri MT

Tensione nominale/esercizio	30 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

Ciascun quadro elettrico MT sarà formato da unità affiancabili, ognuna costituita da celle componibili e standardizzate.

Le celle saranno destinate al contenimento delle apparecchiature di interruzione automatica con 3 poli principali indipendenti, meccanicamente legati e aventi ciascuno un involucro isolante del tipo a "sistema a pressione sigillato" (secondo definizione CEI 17-1, allegato EE). Il gas SF6 a bassa pressione garantisce un'eccellente affidabilità della tenuta stagna. Gli interruttori saranno provvisti di un comando meccanico di tipo R1 con molle ad accumulo di energia.

Sono previste le seguenti protezioni:

- 50 Protezione di massima corrente di fase ad azione rapida
- 51 Protezione di massima corrente di fase ad azione ritardata
- 51N Protezione di massima corrente di terra ad azione ritardata

- 67N Protezione di massima corrente omopolare direzionale
- 59V₀ Protezione di massima tensione omopolare ritardata

5.8.1 Dispositivo di interfaccia - DDI

Il dispositivo di interfaccia (DDI) è un sistema di manovra e di protezione della rete elettrica che interviene in caso di anomalie di quest'ultima o di apertura intenzionale del dispositivo della rete pubblica (es. manutenzione). Per evitare il funzionamento in isola dell'impianto, viene assicurato l'intervento coordinato del dispositivo di interfaccia con il dispositivo generale, per guasti o funzionamenti anomali durante il funzionamento in parallelo con la rete.

Le protezioni di interfaccia sono le seguenti:

- 27 Protezione di minima tensione
- 59 Protezione di massima tensione
- 81< Protezione di minima frequenza
- 81> Protezione di massima frequenza
- 59V₀ Protezione di massima tensione residua
- 59V_i Sblocco voltmetrico – Massima tensione sequenza inversa
- 27V_d Sblocco voltmetrico – Minima tensione sequenza inversa

Il Sistema di Protezione di Interfaccia verrà collocato all'interno di un pannello polivalente.

5.8.2 Rincalzo della mancata apertura del DDI

Il rincalzo consiste nel riportare il comando di scatto emesso dal dispositivo di interfaccia ai dispositivi di interruzione IMS nelle celle MT di arrivo dai cluster presenti all'interno della cabina di smistamento. Esso è costituito da un circuito, condizionato dalla posizione di chiuso del DDI.

5.8.3 Dispositivo generale - DG

Il dispositivo generale (DG) ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Il DG deve assicurare le funzioni di sezionamento, comando ed interruzione. Esso è costituito da un interruttore in SF₆ con sganciatore di apertura, regolato da un sistema di protezioni generali (SPG) di cui si riportano nel seguente elenco gli elementi principali in conformità con la norma CEI 0-16:

- 50 Protezione di massima corrente di fase ad azione rapida

- 51 Protezione di massima corrente di fase ad azione ritardata
- 51N Protezione di massima corrente di terra ad azione ritardata
- 67N Protezione di massima corrente omopolare direzionale

5.9 Misura dell'energia elettrica prodotta

In accordo con la delibera AEEG 88/09 "Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione", il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale superiore a 20 kW è il produttore.

All'interno dell'impianto verranno adottati sistemi di misura in grado di conteggiare:

- Energia elettrica prelevata dalla rete
- Energia elettrica immessa in rete
- Energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico

Il sistema di misure dovrà essere conforme con la normativa CEI 0-16. Esso sarà costituito da:

1. Trasformatori di tensione TV
2. Trasformatori di corrente TA
3. Contatore statico, per la misura bidirezionale dell'energia attiva e reattiva, collegato in inserzione indiretta ai TV e TA
4. Morsettiera di sezionamento e raccolta cavi e dispositivo di protezione del circuito voltmetrico, montato su armadio esterno sigillabile
5. Cavi di tipo schermato per evitare il verificarsi di interferenze (interne, esterne, elettrostatiche e elettromagnetiche)
6. Eventuali apparati di alimentazione ausiliaria
7. Dispositivi per la connessione al contatore ai sistemi di acquisizione remota delle misure, finalizzati alla trasmissione di dati

Tutti i componenti del sistema di misura devono far riferimento allo stesso impianto di terra.

I requisiti funzionali dei sistemi di misura sono:

- Misura dell'energia attiva e reattiva immessa e prelevata dalla rete

- Misura e relativa registrazione dei valori massimi di potenza attiva e la corrispondente data e ora
- Impostazione da remoto delle fasce orarie
- Impostazione automatica dell'ora legale/solare
- Rilevazione delle segnalazioni diagnostiche
- Sincronizzazione oraria in locale e da remoto
- Memorizzazione dei dati di misura di energia registrati per un periodo temporale almeno di 60 giorni

5.10 Servizi ausiliari

I servizi ausiliari o impianti speciali includono:

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

Tutti gli impianti citati con parti all'esterno della cabina di trasformazione dovranno essere realizzati con modalità di protezione dai contatti indiretti, mediante l'impiego di componenti elettrici di Classe II o con isolamento equivalente.

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 30/0.4 kV nel locale utente. Il quadro di distribuzione dei servizi ausiliari sarà posizionato in un locale dedicato, ubicato in prossimità della cabina di smistamento.

5.10.1 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 che verrà attivato tramite sensori solo in caso di allarme dell'impianto di antintrusione.

Tale impianto sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente e sarà controllabile in modalità manuale o automatica da remoto.

5.10.2 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.

5.10.3 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 agrivoltaico. 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.

5.10.4 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 unità di trasformazione 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 smistamento e verrà effettuato un collegamento con ogni DDG all'interno delle unità di trasformazione.

5.11 Sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT

L'impianto agrivoltaico verrà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale RTN di Terna mediante una nuova sottostazione elettrica SSE di trasformazione MT/AT 30/150 kV condivisa tra quattro produttori, localizzata al foglio 45 Particella 185 del comune di Rotello (CTB). L'infrastruttura elettrica verrà condivisa tra le società in accordo con lo schema funzionale riportato nell'elaborato "BS248-EU03_D Lay_out condivisa_trasformazione 30_150 kV" In modo da ottimizzare gli interventi di infrastrutturazione elettrica nell'area interessata.

Lo scopo della SSE è quello di trasformare da 30 kV a 150 kV la potenza generata dai moduli fotovoltaici e di convogliarla verso la RTN, attraverso un elettrodotto in cavo interrato da 150 kV di lunghezza circa pari a 1200 m che la connette in antenna alla SE Rotello 380/150 kV.

5.11.1 Stazione di condivisione 150 kV

La nuova stazione di utenza è progettata per consentire la condivisione dello stallo 150 kV, che Terna ha indicato con la STMG, con gli altri proponenti.

Pertanto, come si può rilevare dalla planimetria elettromeccanica Doc. BS248-EU03-D la configurazione della stazione di condivisione prevede una sezione per l'arrivo del cavo 150 kV di collegamento con la SE di Terna ed un sistema di sbarre con isolamento in aria a 150 kV alle quali si conetteranno le cinque stazioni di elevazione 30/150 kV.

All'interno della stazione è previsto un edificio, suddiviso in vari locali, per controllo e protezioni, misure (con accesso anche dall'esterno), servizi igienici, servizi ausiliari e gruppo elettrogeno.

5.12 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.

5.13 Misure di protezione

5.13.1 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:

$$Z_s * I_a \leq U_0$$

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.

5.13.2 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 agrivoltaico sarà conseguita mediante l'adozione delle seguenti misure:

- installazione di un cartello ammonitore all'ingresso del campo agrivoltaico;
- 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 agrivoltaico 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.

5.14 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 fotovoltaico. 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

5.15 Sistema di regolazione e controllo

L'impianto agrivoltaico 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.

6 OPERE CIVILI

Per accedere al sito, per le operazioni di cantiere e per la fase di esercizio dell'impianto non sono necessarie opere sul sistema viario pubblico esistente, il quale è già ampiamente adeguato.

Le principali opere civili consisteranno pertanto in:

- Movimentazione gterra
- Realizzazione viabilità interna
- Scavi e rinterri dei cavidotti BT e MT interni al parco agrivoltaico
- Montaggio strutture di sostegno moduli fotovoltaici
- Realizzazione della recinzione e relativi accessi

- Realizzazione piattaforme in calcestruzzo per basamento delle cabine elettriche
- Posa in opera dei componenti dei gruppi di conversione e trasformazione
- Posa in opera del locale prefabbricato di alloggio della cabina di smistamento
- Scavo e rinterro del cavidotto MT a 30 kV di collegamento tra la cabina di smistamento e la Sottostazione Elettrica Utente
- Opere civili sottostazione SE di Utenza

6.1 Movimenti terra

Le caratteristiche planoaltimetriche e fisico/meccaniche del terreno sono idonee per la posa delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, pertanto non sono previsti nel progetto ingenti movimenti terra, se non alcune sistemazioni locali per lo spianamento della base delle platee per l'ubicazione delle unità di trasformazione.

Il criterio di gestione del materiale scavato prevede il suo deposito temporaneo presso l'area di cantiere e successivamente il suo utilizzo per il riempimento degli scavi e per il livellamento del terreno, previo accertamento, in fase esecutiva, dell'idoneità del materiale per il riutilizzo in sito.

Nel caso in cui i campionamenti eseguiti forniscano un esito negativo, il materiale scavato sarà destinato ad idonea discarica, con le modalità previste dalla normativa vigente e il riempimento verrà effettuato con materiale inerte di idonee caratteristiche.

Poiché per l'esecuzione dei lavori non saranno utilizzate tecnologie di scavo con impiego di prodotti tali da contaminare le rocce e terre, il materiale scavato sarà considerato idoneo al riutilizzo in sito.

Maggiori dettagli saranno approfonditi nel Piano Preliminare di Gestione terre e rocce da scavo.

6.2 Viabilità interna

La viabilità interna al campo fotovoltaico, indispensabile per le varie operazioni di cantiere e di manutenzione, verrà realizzata in terra battuta.

Gli accessi al campo fotovoltaico dalla viabilità pubblica saranno garantiti con appositi cancelli.

Le strade esterne esistenti permettono già di per sé di raggiungere agevolmente ciascun campo ed esse saranno utilizzate essenzialmente per l'accesso ad esso e, alcune, per il passaggio dei cavidotti in MT che andranno verso la Sottostazione Elettrica di utenza.

La disposizione dei campi è stata effettuata essenzialmente tenendo conto della infrastruttura esistente al fine di ridurre le opere da realizzare e quindi l'impatto sul territorio dell'opera. Le cabine di parallelo in MT sono state predisposte in vicinanza di tali strade vicinali e all'ingresso di ciascun campo al fine di minimizzare il tracciato dei cavidotti MT.

La viabilità dovrà essere realizzata in maniera da essere fruibile anche in caso di maltempo.

Data la debole intensità del traffico, la velocità modesta dello stesso e la quasi unidirezionalità dei flussi, la strada in progetto sarà ad un'unica carreggiata, la cui larghezza di 4 metri è progettata nel minimo necessario ad assicurare il transito in sicurezza dei veicoli.

Dovrà essere garantita la continua manutenzione della viabilità interna.

Tale viabilità si estenderà per circa 4,4 km e prevederà un fondo stradale brecciato e la posa di terra battuta e misto granulare stabilizzato.

6.3 Scavi e rinterri dei cavidotti

I cavi BT in CC sono del tipo FG21M21, posati all'interno di tubi corrugati flessibili in PVC interrati in cavidotti della profondità di circa 40 cm e larghezza variabile a seconda del numero di linee.

La posa dei cavidotti interni al parco agrivoltaico verrà effettuata tramite scavi in trincea. Gli scavi per le trincee per la posa dei cavi MT a 30 kV saranno effettuati con uno scavo a sezione obbligata fino alla profondità di 1,2 metri a bordo strada.

Dopo la posa del cavo, lo scavo verrà riempito con lo stesso terreno di risulta.

Verranno posti lungo il percorso del cavidotto dei pozzetti di ispezione di larghezza 80x80 cm, posizionati ad una distanza di circa 50 metri l'uno dall'altro, al fine di poter ispezionare il cavidotto e effettuare le eventuali manutenzioni durante la vita utile dell'impianto fotovoltaico.

6.4 Montaggio strutture di sostegno

Le strutture di sostegno ipotizzate hanno la caratteristica di poter essere infisse nel terreno senza bisogno di alcun tipo di fondazione in calcestruzzo, compatibilmente alle caratteristiche geotecniche del terreno e alle prove penetrometriche che verranno effettuate in fase esecutiva, al fine di non andare ad impattare sull'equilibrio del terreno.

Le strutture in questione sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di eventi meteorologici esterni avversi, quali per esempio raffiche di vento ad alta velocità, come certificato dal costruttore.

L'infissione sarà realizzata con l'ausilio di macchine battipalo.

Le strutture di inseguimento monoassiale verranno posizionate in file contigue, compatibilmente con le caratteristiche plano altimetriche del terreno, e la distanza tra le interfile sarà di 9 metri, come visibile nel layout di impianto.

6.5 Realizzazione recinzione perimetrale

Tutto il perimetro del parco agrivoltaico, il quale si estenderà per circa 4350 metri, sarà recintato con recinzione in filo metallico plastificato alta circa 2,4 metri. La rete metallica che verrà utilizzata sarà di tipo "a maglia romboidale".

La recinzione sarà posizionata a 10 cm dal suolo per garantire il passaggio degli animali di piccola taglia.

Di seguito viene mostrato un particolare della recinzione.

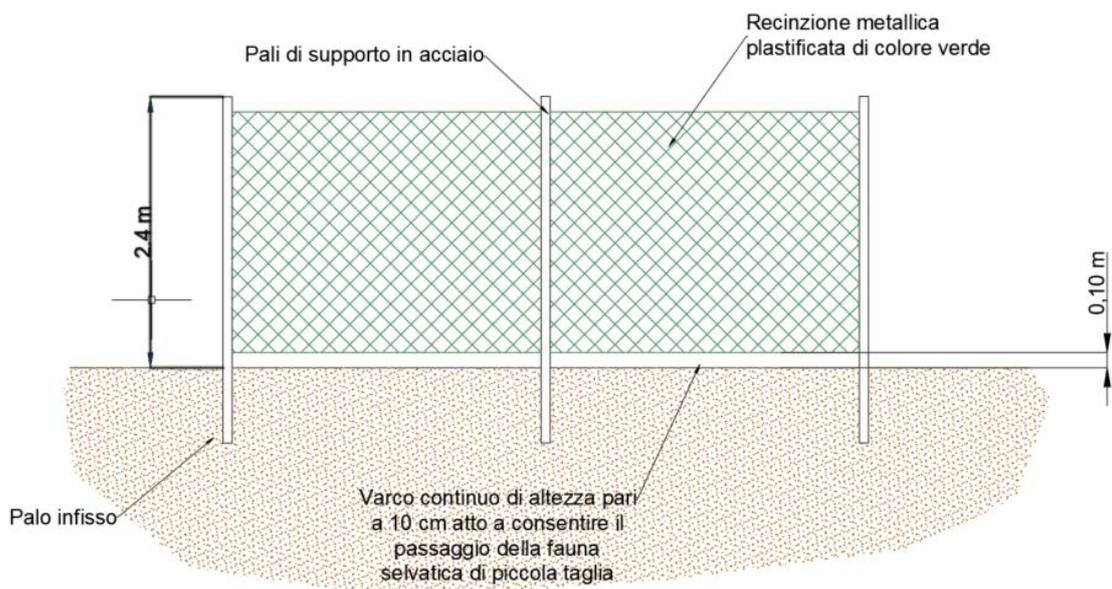


Figura 6-1 - Particolare recinzione

Dai confini di proprietà è prevista una fascia tagliafuoco di 2,5 metri seguita da una fascia di mitigazione larga 5 metri; pertanto, la recinzione verrà montata a circa 7,5 metri dal confine della proprietà.

Verranno realizzati cancelli carrai per l'accesso delle dimensioni di circa 6 metri in acciaio con sistema anti-scavalco ed effrazione.

6.6 Platee di fondazione in calcestruzzo per le cabine elettriche

La cabina di smistamento e le unità di trasformazione MT/BT, costituite da trasformatori MT/BT, quadri MT, servizi ausiliari, sono posizionate su una piattaforma realizzata in calcestruzzo con altezza fuori terra di circa 50 cm.

Le platee in calcestruzzo avranno le dimensioni di 6,5 x 3 m e uno spessore di 15/20 cm.

In totale, per le cabine di campo e la cabina di smistamento, verrà occupata una superficie totale di circa 195 m².

7 GESTIONE E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO FOTVOLTAICO

La gestione dell'impianto e gli interventi di manutenzione saranno effettuati attraverso l'uso di software appropriati che permetteranno il monitoraggio ed il controllo dei parametri elettrici e di quelli relativi alle strutture di sostegno. Le attività di manutenzione preventiva sono previste con cadenza annuale, e nella maggior parte dei casi saranno effettuate anche da personale non esperto in tecnologia fotovoltaica purchè addestrato ad operare su circuiti elettrici, operando nelle norme di sicurezza dopo aver preso visione del "Manuale d'uso e manutenzione".

Per facilitare il compito di ispezione dell'impianto da parte dell'operatore, si rispetterà apposita checklist, dove sono raccolte le operazioni di verifica da effettuare con cadenza annuale.

- **Moduli fotovoltaici:** La manutenzione preventiva sui singoli moduli non richiede la messa fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:
 - Ispezione visiva: tesa all'identificazione di danneggiamenti ai vetri anteriori, deterioramento del materiale usato per l'isolamento interno dei moduli, microscariche per perdita di isolamento ed eccessiva sporcizia del vetro;
 - Controllo cassetta di terminazione: mirata ad identificare eventuali deformazioni della cassetta di terminazione, la formazione di umidità all'interno, lo stato dei contatti elettrici delle polarità positive e negative, lo stato dei diodi di by-pass, il corretto serraggio dei morsetti di intestazione dei cavi di collegamento delle stringhe e l'integrità dei passacavi;
 - Controllo pulizia pannelli: il controllo prevede una cadenza mensile e, in caso di pioggia contenente polveri, sarà effettuato dopo ogni precipitazione. La pulizia sarà effettuata pompando acqua pulita, priva di detersivi, per mezzo di una lancia alimentata da autobotte;
 - Stringhe fotovoltaiche: La manutenzione preventiva sulle stringhe, viene effettuata dal quadro elettrico in continua e consiste nel controllo delle grandezze elettriche con l'ausilio di un normale multimetro e controllare l'uniformità delle tensioni a vuoto e delle correnti di funzionamento per ciascuna stringa. Verificare che su tutte le stringhe che sono nelle stesse condizioni di esposizione, risultano accettabili scostamenti del 10%;
 - Strutture di sostegno: Per le strutture di sostegno è sufficiente assicurarsi che le connessioni meccaniche bullonate più sollecitate risultino ben serrate, che

l'azione degli agenti atmosferici non abbia piegato o modificato leggermente la geometria dei profili o ancora danneggiato la superficie.

- **Quadri elettrici:** La manutenzione preventiva dei quadri elettrici non comporta operazioni di fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:
 - Ispezione visiva: tesa all'identificazione di danneggiamenti dell'armadio dei componenti contenuti ed alla corretta indicazione degli strumenti di misura presenti sul fronte quadro;
 - Controllo protezioni elettriche: per verificare l'integrità dei diodi di blocco e l'efficienza degli scaricatori di sovratensione;
 - Controllo cablaggi elettrici: per verificare l'efficienza degli organi di manovra (interruttori, sezionatori, morsetti sezionabili)
 - Controllo elettrico: per controllare la funzionalità e l'alimentazione del relè di isolamento installato e l'efficienza delle protezioni di interfaccia;
 - Convertitori statici-trasformatori: Per qualsiasi intervento ci si deve limitare ad una ispezione visiva mirata ad identificare danneggiamenti meccanici dell'armadio di contenimento, infiltrazioni d'acqua, formazioni di condensa, eventuale deterioramento dei componenti e controllo della corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti. Tutte le operazioni è bene che vengano eseguite con impianti fuori servizio.
- **Collegamenti elettrici:** La manutenzione preventiva su cavi elettrici di cablaggio non necessita di fuori servizio e consiste per i soli cavi a vista, in un'ispezione visiva tesa all'identificazione di danneggiamenti, bruciature, abrasioni, deterioramento isolante, variazioni di colorazioni del materiale usato per l'isolamento e fissaggio salvo nei punti di ancoraggio.
- **Pulizia degli interspazi tra le interfile:** Con cadenza periodica si provvederà alla pulizia e al taglio delle erbe sotto le strutture portanti dei moduli fotovoltaici, per evitare che gli elementi rotanti dei tracker si blocchino e per garantire il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico e la sua efficienza di producibilità energetica.
- **Manutenzione viabilità interna al parco agrivoltaico:** Periodicamente, soprattutto dopo la stagione invernale si provvederà a risistemare quei tratti della viabilità interna che con le piogge si sono potuti deteriorare. Pertanto, si andranno ad appianare eventuali buche che si sono create al fine di mantenere lo strato superiore del manto stradale perfettamente livellato e compatto in grado da garantire il transito dei mezzi delle squadre di manutenzione. La conservazione delle giuste pendenze del manto stradale garantirà il deflusso delle acque piovane nei punti di scolo senza creare crepe e pozzanghere che a lungo andare rendono impraticabili tali strade di accesso.

Le opere di manutenzione e conservazione dovranno perseguire prevalentemente l'obiettivo di funzionalità ed estetica. In particolare, si dovrà mantenere una copertura vegetale continua così da prevenire ogni forma di erosione, si dovrà limitare il rischio di incendi e la loro propagazione. Infine, sarà necessario evitare un'antropizzazione di forme di vegetazione per errata gestione nelle semine.

8 ANALISI DEI BENEFICI SOCIO-ECONOMICI

La realizzazione del parco agrivoltaico in progetto apporterà miglioramenti e avrà delle ricadute positive dal punto di vista sociale, economico ed occupazionale, sia nella zona in cui è prevista l'installazione, sia in termini globali se si considera il beneficio ambientale complessivo determinato dalla produzione energetica da fonti rinnovabili.

8.1 Benefici economico-occupazionali

Lo sviluppo del settore delle energie rinnovabili sta generando una forte crescita occupazionale di tutta la filiera, a partire dai tecnici, professionisti, operai manovratori dei mezzi meccanici, operai specializzati edili, operai specializzati elettrici e trasportatori, personale non specializzato per le necessità connesse alla guardiana, personale specializzato per il controllo e la manutenzione delle apparecchiature elettriche ed elettroniche di trasformazione dell'energia elettrica, fino ad arrivare ai produttori di moduli fotovoltaici.

Nel territorio del comune di Rotello e dei comuni limitrofi l'impatto della realizzazione dell'intervento sarà certamente positivo in quanto verranno utilizzate durante la fase di costruzione maestranze e imprese locali per appalti relativi ai lavori e alle consulenze, e durante la fase di esercizio verranno anche in questo caso utilizzate maestranze e imprese locali per la manutenzione, la gestione/supervisione dell'impianto nonché la sorveglianza dello stesso.

Le ricadute occupazionali dell'opera sono dunque una delle maggiori voci di beneficio dell'investimento.

Gli occupati sono distribuiti lungo le diverse fase della filiera e calcolati in termini

L'insieme dei benefici derivanti dalla realizzazione dell'opera sono come di seguito determinati:

- **Variazioni prevedibili del saggio di attività a breve termine della popolazione residente e l'influenza sulle prospettive a medio-lungo periodo della professionalizzazione indotta:**
 - Esperienze professionali generate;
 - Specializzazioni di manodopera locale;
 - Qualificazione imprenditoriale spendibile in attività analoghe future, anche fuori zona, in settori diversi;

- **Evoluzione dei principali settori produttivi coinvolti:**
 - Fornitura di materiali locali;
 - Noleggi di macchinari;
 - Prestazioni imprenditoriali specialistiche in subappalto;
 - Produzione di componenti e manufatti prefabbricati;
- **Domanda di servizi e di consumi generata dalla ricaduta occupazionale con potenziamento delle infrastrutture esistenti e sviluppo di nuove attrezzature:**
 - Alloggi per maestranze e tecnici fuori sede;
 - Ristorazione;
 - Commercio per generi di prima necessità;

Considerata la producibilità dell'impianto di progetto e tenendo conto delle esperienze maturate nel settore e considerando che molti degli addetti sono rappresentati dalle competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro progettuale a monte della realizzazione dell'impianto fotovoltaico, si assume che gli addetti distribuiti in fase di realizzazione, esercizio e dismissione dell'impianto in esame sono:

- **10 addetti** in fase di progettazione e sviluppo dell'impianto fotovoltaico;
- **400 addetti** in fase di realizzazione dell'impianto;
- **30 addetti** durante la fase di esercizio e gestione dell'impianto fotovoltaico di cui almeno la metà sono locali. Tali addetti avranno compiti di:
 - Gestione e manutenzione del verde;
 - Gestione manutenzione ordinaria e straordinaria;
 - Sorveglianza;

Tali benefici, non saranno legati al solo periodo di esecuzione dei lavori, né resteranno confinati nell'ambito dei territori del comune di Rotello: le esperienze professionali e tecniche maturate saranno facilmente spendibili in altri luoghi e in altri momenti, soprattutto a ragione del crescente interesse nei confronti dell'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia e del crescente numero di installazioni di tal genere.

Le rinnovabili creano anche rilevanti ricadute sul PIL, generando nuove attività economiche, sia industriali che di servizi.

I benefici economico-occupazionali confrontati con il limitato impatto ambientale dell'impianto agrivoltaico in progetto e con l'incidenza sulle componenti ambientali, paesaggistiche e naturalistiche, confermano i vantaggi e la fattibilità dell'intervento.

8.2 Benefici sociali sulle realtà locali

Per ciò che concerne il risvolto sulle realtà locali è da considerare il forte valore etico della scelta di un'energia derivante da una fonte rinnovabile e quindi totalmente ecologica e compatibile con gli obiettivi nazionali e comunitari riguardanti la diminuzione delle emissioni di CO₂.

L'opera, infatti, si integra perfettamente al contesto territoriale dove si andrà ad inserire, senza creare alcuna emissione nociva per l'ambiente, e rafforzando anzi il concetto che tramite la tecnologia fotovoltaica è possibile ottenere energia pulita sfruttando solamente la fonte solare.

L'impianto inoltre contribuirà a sensibilizzare l'opinione pubblica sull'uso del fotovoltaico e, in generale, sull'uso delle fonti rinnovabili.

Le fonti rinnovabili contribuiranno sempre più ridurre la produzione di energia elettrica mediante fonti tradizionali, contribuendo a ridurre le emissioni, fino ad annullarle quasi del tutto. E ciò porterà notevoli ed innegabili benefici: dal punto di vista ambientale contribuirà a migliorare la qualità dell'aria e di conseguenza la salute e il benessere della popolazione; da un punto di vista occupazionale-sociale sarà sorgente di innumerevoli occasioni di lavoro in vista di una probabile riconversione dell'intero comparto industriale petrolchimico.

Quanto detto assume maggior rilievo qualora si consideri la possibilità di adibire i suoli delle aree libere dai tracker fotovoltaici ad uso agrivoltaico, come nel caso del progetto in oggetto. Gli aspetti economici e sociali dell'avvio di una filiera agro-energetica possono, se appositamente studiati e promossi, rappresentare infatti un fattore di interesse per imprenditori, agricoltori e Pubbliche Amministrazioni. Creare una sinergia tra produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica e uso agricolo del suolo crea vantaggi a tutti gli attori coinvolti, dagli investitori alla comunità locale.

L'agrivoltaico è vantaggioso dal punto di vista economico/funzionale e maggiormente sostenibile in modo da essere in perfetta linea con la filosofia green energy, nel rispetto del 7° programma di azione dell'UE. Lo scopo è quello di promuovere la biodiversità locale e favorire un'agricoltura tesa al nutrimento e all'occupazione della popolazione, e alla conservazione delle tradizioni e tecniche colturali locali integrandole con le tecnologie pulite ma mantenendo sempre una particolare attenzione nei confronti dei piccoli produttori.

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

Si riporta in Tabella 9-1 un calcolo dell'indice di occupazione del terreno disponibile.

Tabella 9-1 - Calcolo indice di occupazione del terreno

Superficie modulo	2,61	m ²
Massima proiezione dei moduli FV	127256	m ²
Superficie totale occupata da viabilità	13300	m ²
superficie occupata da fascia perimetrale di mitigazione	19315	m ²
superficie occupata da recinzione	1300	m ²
Superficie occupata da locali tecnici	195	m ²
Superficie totale disponibile	347500	m ²
Indice di occupazione	0,36	-