COMUNE DI MARSALA (TP)

VISTI DI APPROVAZIONE:

(*) Il Documento è firmato digitalmente ai sensi D.Lgs 82/2005 s.m.i. e norme collegate e sostituisce il documento cartaceo e la firma autografa

OGGETTO:

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA, PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DENOMINATO "**VULCANO SOLARE**", CON POTENZA DI PICCO PARI A 3.999,60 kWp E POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 3.999,60 kW, E TUTTE LE INFRASTRUTTURE NECESSARIE PER LA CONNESSIONE, DA UBICARE A MARSALA (TP), NELLA CONTRADA SAN SILVESTRO, SNC SU UN LOTTO DI TERRENO A DESTINAZIONE IN PARTE INDUSTRIALE ED IN PARTE AGRICOLA, DISTINTO AL N.C.T. AL F.M. N. 210, PART.LLE 582, 620, 483, 797, 798, 799, 800, 801, 802, 621, 484, 803, 804, 1664, 1665, 806, 807, 808, 622, 485, 809, 810, 811, 812, 813, 814, 820, 819, 818, 817, 816, 815, 486, 623, 624, 487, 821, 822, 823, 824, 825, 826, 950.

COMMITTENTE:

VULCANO SOLARE S.R.L.
Via Roma, 185
91025 Marsala (TP) - P.iva 02851730818

AMMINISTRATORE UNICO:

Marchello Pierfilippo

REV.	DATA	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
03	25.03.2026	ANGILERI C.	DI GIROLAMO G.	ITA V.

Vincenzo Catania
03.04.2026
18:11:07
GMT+00:00

CLASSE ELABORATO	ALLEGATO	CODICE DI RINTRACCIABILITA'
A	1	E-DISTRIBUZIONE N. 355881795
RELAZIONE IMPIANTO UTENTE		

- A. RELAZIONI E TABULATI
- B. INQUADRAMENTO TERRITORIALE
- C. ELABORATI IMPIANTO DI RETE
- D. ELABORATI IMPIANTO UTENTE
- E. DOCUMENTAZIONE

E=mc2 S.r.l.

Emc2 sb S.r.l.
Via Giacinto Bruzzesi, 30 - 91025 Marsala (TP)
P.iva 02873640813
E-mail: emc2sb@gmail.com
Pec: emc2sbsrl@legalmail.it

PROGETTISTA:

ARCH. CATERINA ANGILERI
ISCRITTA ALL'ORDINE DEGLI ARCHITETTI DELLA PROVINCIA DI TRAPANI N. 798

Ordine degli Architetti della Provincia di Trapani
Arch. CATERINA ANGILERI n. 798

INDICE

1. DATI COMMITTENTE **1**
2. INTRODUZIONE **1**
3. NORMATIVA DI RIFERIMENTO **2**
4. IL SITO **5**
5. SCHEMA GENERALE DELL'IMPIANTO **11**
6. DESCRIZIONE TECNICA DEI COMPONENTI L'IMPIANTO **14**
8. GESTIONE DELL'IMPIANTO **32**
9. DISPONIBILITA' DELLA RADIAZIONE SOLARE **33**
10. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO **36**

1. DATI COMMITTENTE

- Vulcano S.r.l., con sede legale in via Roma 185, 91025 – Marsala (TP)
- Forma giuridica: Società a resposabilità limitata;
- Amministratore Unico: Sig. Marchello Pierfilippo, nato a Erice (TP) il 14/02/1992, residente a Marsala nella via S.Bilardello, 9.

2. INTRODUZIONE

La presente relazione ha lo scopo di fornire una descrizione puntuale del progetto per la realizzazione di un impianto di generazione elettrica alimentato da fonte solare denominato "Vulcano Solare S.r.l." da ubicarsi nel comune di Marsala (TP) in C/da San Silvestro snc, su area censita al catasto terreni al F.M. 210 p.lle 483, 484,485, 486, 620, 621, 622, 623, 624, 797, 798, 799,800,801,803,804, 806,807, 809,810,811,812, 813, 815, 816, 817, 818,819, 821, 822, 823, 824, 825, 950,1665, 1800,1805 e 906.

3. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Nella redazione del progetto si è fatto costante riferimento alla seguente normativa:

Studio di Impatto Ambientale

- Art. 22 del D. Lgs. 152/2006, Norme in materia ambientale, aggiornato dal D. Lgs. 104/2017;
- Direttiva 92/43/CEE "Habitat".

Rumore

- L. 447/95 "Legge Quadro" e successivi decreti attuativi;
- DPCM 14/11/1997 sulla "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore";
- DPCM 1/03/1991 sui "Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno".

Energie rinnovabili

- D.Lgs. 387/2003;
- D.Lgs. 28/2011;
- D.Lgs 199/2021;
- D.L.175/2025.

Elettrodotti, linee elettriche, sottostazione e cabina di trasformazione

- Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 "Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici;
- D.P.R. 18 marzo 1965, n. 342 "Norme integrative della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 e norme relative al coordinamento e all'esercizio delle attività elettriche esercitate da enti ed imprese diversi dall'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica";
- Legge 28 giugno 1986, n. 339 "Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne";
- Decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 "Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59";
- Norma CEI 211-4/1996 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche";
- Norma CEI 211-6/2001 "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) – Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo"
- Norma CEI 11-17/2006 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo";
- CEI 0-2 - Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;

- 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 in cavo;

- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
- CEI 13 - 4: Sistema di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica
- CE 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V
- CEI 20-40 : Guida per l'uso di cavi in bassa tensione
- CEI 20-67: Guida per l'uso di cavi 0,6/1 kV
- CEI 22-2: Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione
- CEI 23-46: Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche – Prescrizioni particolari per sistemi in tubi interrati
- 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 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua
- CEI 64-12: Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario
- CEI 81-1: Protezione delle strutture contro i fulmini
- CEI 82-1: Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione
- CEI 82-2: Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizioni per celle solari di riferimento
- CEI 82-3: Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.
- CEI 82-4: Protezione contro la sovratensione dei sistemi fotovoltaici per la produzione di energia - Guida
- CEI 82-8: Moduli fotovoltaici in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo
- CEI 82-9: Sistemi fotovoltaici – Caratteristica dell'interfaccia di raccordo alla rete
- CEI 82-15: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida pe la misura, lo scambio e l'analisi dei dati

- CEI 82-16: Schiere di moduli fotovoltaici in silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V
- CEI 82-17: Sistemi fotovoltaici di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida
- CEI 82-22: Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici
- CEI 82-25: Guida per la realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione
- DM 29/05/2008: "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti".
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36 "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetiche.
- CEI EN 61439-1/2: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra di bassa tensione e soggette a prova di tipo AS;

Opere civili

- Legge 5 novembre 1971, n. 1086 "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica";
- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche"; D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 "Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche".
- D.M. 17.01.2018: Aggiornamento norme tecniche per le costruzioni.

Sicurezza

- D.LGS 9 aprile 2008 "Testo unico sulla sicurezza"

4. IL SITO

4.1. Inquadramento territoriale

Il nuovo impianto fotovoltaico sorgerà sul territorio di Marsala (TP) nella c/da San Silvestro snc, ad una distanza di circa 4,0 km in direzione ovest dal centro di Marsala, poco distante dalla Strada Statale 188 (via Salemi); a nord dell'impianto si trovano alcune basse abitazioni, a sud/est vi sono aree agricole e negli altri lati la zona con destinazione industriale. L'area presenta una configurazione planimetrica di poligono irregolare (forma quasi ad "L" rovescia) costeggiata a sud-ovest da una strada privata di uso pubblico, mentre da tutti gli altri lati confina con proprietà aliena. Dal punto di vista morfologico il terreno presenta una giacitura prevalentemente pianeggiante.

Il lotto oggetto di intervento del campo fotovoltaico, ricade, secondo il vigente Piano Comprensoriale del Comune di Marsala, approvato con D.P.R.S. in data 29/11/1977 n. 133/A pubblicato nella G.U. della Regione Siciliana n°8 del 25/02/1978, nelle seguenti zone territoriali omogenee:

- Zona vincolata a "strada di progetto" per ca. 2.500 mq, parte dei mappali 1800 e 1805 -vincolo decaduto;
- Zona E/2 -verde agevolato per ca. 27.000 mq, mappali 483, 484, 485, 486, 487, 620, 621, 622, 623, 624, 797, 798, 799, 800, 801, 803, 804, 806, 807, 809, 810, 811, 812, 813, 815, 816, 817, 818, 819, 821, 822, 823, 824, 825, 1665 e parte del mappale 1800;
- Zona B/3 –edilizia dei nuclei sparsi nella campagna e nelle frazioni extraurbane per ca. 2.200 mq, parte dei mappali 1800 e 1805
- Zona D1 -zona industriale per la restante superficie, ca. 10.661 mq, parte dei mappali 1800 e 1805

La particella catastale 906 sulla quale saranno collocate le cabine ricade nelle seguenti zone territoriali omogenee:

- Zona vincolata a "strada di progetto" per ca. 1.000 mq -vincolo decaduto;
- Zona vincolata ad attrezzature a servizio della zona industriale per ca. 200 mq;
- Zona D1 -zona industriale per la restante superficie, ca. 10.320 mq.

Si evidenzia che le porzioni interessate da precedenti previsioni espropriative risultano attualmente prive di efficacia vincolistica, per intervenuta decadenza del vincolo urbanistico. Le opere previste sulla particella 906 (cabina di consegna, cabina utente, cavidotti interrati, viabilità ed area di manovra) ricadono per intero nella zona D.

Di seguito, in fig.1, si riporta su immagine satellitare, l'ubicazione del sito oggetto di intervento progettuale all'interno del territorio comunale:



Figura 1

Il punto di consegna dell'impianto sarà posizionato in prossimità del campo fotovoltaico in progetto, all'interno della p.lla 906 del F. di mappa n. 210, alle coordinate geografiche Lat. 37°47'38,70" N – Lon. 12°27'19,78" E; la connessione alla rete elettrica esistente di MT (20 kV) avverrà tramite linea interrata in derivazione rigida a T fino alla CP "Marsala" di via Saffi (codice pod: IT001E111250529, cod. di rintracciabilità 355881795).

I cavidotti interrati, la cabina utente, servizi e consegna verranno posizionati come specificato negli elaborati grafici a corredo della presente. Di seguito le coordinate assolute nel sistema WGS84 del sito dell'impianto fotovoltaico e del punto di consegna:

DESCRIZIONE	**E**	**N**
Parco fotovoltaico	12°29'17.66"	37°47'23.47"
Punto di consegna	12°27'19.78"	37°47'38.70"

4.2. Vincoli idrogeologici e di assetto idraulico

Nel mese di ottobre dell'anno 2024 sono state eseguite indagini geologiche e geognostiche sull'intera area di progetto a cura del Dott. Geologo Cosimo Pampalone, finalizzate alla verifica delle condizioni geologiche, geotecniche e idrogeologiche del sito. Dalla relazione geologica emerge che l'area si presenta pianeggiante e priva di fenomeni di instabilità o dissesto, con pendenze contenute e morfologia regolare.

Dal punto di vista litostratigrafico affiora la calcarenite di Marsala, ricoperta da una modesta

coltre di terreno vegetale, con passaggio in profondità alle argille plioceniche della formazione marnoso-arenacea della valle del Belice. I terreni presentano buone caratteristiche geotecniche e adeguata capacità portante, tali da renderli idonei alla realizzazione delle opere previste, senza criticità legate a cedimenti o fenomeni di instabilità. Dal punto di vista idrogeologico si rileva una permeabilità media che consente una discreta circolazione idrica sotterranea, con falda freatica localizzata a profondità comprese tra circa 35 e 40 m dal piano campagna. Con riferimento alla pianificazione di bacino, l'area ricade nel Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico dell'area territoriale compresa tra il bacino idrografico del fiume Birgi e quello del fiume Mazaro. Il sito risulta classificato come "sito d'attenzione"; tuttavia le indagini geognostiche eseguite hanno escluso la presenza di cavità ipogee o altre criticità geologiche.
Con riferimento al rischio idraulico, l'area:

- Non ricade in zone a pericolosità idraulica P1, P2, P3 o P4;
- Non è classificata in classi di rischio idrogeologico R1, R2, R3 o R4.

Alla luce delle indagini effettuate e delle verifiche sugli strumenti di pianificazione di bacino, il sito risulta idoneo sotto il profilo geologico, geotecnico ed idraulico alla realizzazione dell'intervento previsto.

4.3. Vincolo sismico

L'area ricade in zona sismica di 2ª categoria. Pertanto:

- Gli interventi strutturali saranno soggetti alla normativa tecnica vigente in materia di costruzioni in zona sismica;
- Sarà obbligatorio il deposito/autorizzazione sismica presso l'Ufficio del Genio Civile competente;
- La progettazione strutturale dovrà essere redatta in conformità alle NTC vigenti e relativa circolare applicativa.

4.4. Idoneità ai sensi del D.M. 10/09/2010

L'area:

- Non ricade tra quelle perimetrate come "non idonee" ai sensi del D.M. 10 settembre 2010 e s.m.i.;

4.5. Vincoli paesaggistici e culturali

L'area:

- Non rientra tra aree e beni di notevole interesse culturale ai sensi del D.Lgs 42/2004;
- Non riguarda immobili o aree dichiarate di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art.136 del medesimo decreto;

- Non ricade nei territori tutelati ex Legge Galasso (territori costieri entro 300m, laghi e fasce di 300 m, corsi d'acqua entro 150 m, boschi, ecc.).

4.6. Vincoli archeologici

L'area:

- Non ricade in zona di interesse archeologico.

4.7. Aree naturali protette

L'area:

- Non ricade all'interno di aree naturali protette nazionali o regionali;
- Non ricade in zone umide individuate dalla convenzione di Ramsar;
- Non ricade in aree IBA (Important Bird Areas);
- Non rientra tra le aree determinanti ai fini della conservazione della biodiversità.

4.8. Produzioni agroalimentari e capacità d'uso dei suoli

L'area:

- Non ricade in zone interessate da produzioni agroalimentari di qualità (biologiche, D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G., produzioni tradizionali);
- Non interessa aree caratterizzate da elevate capacità d'uso dei suoli.

4.9. Area secondaria (mappale 906-cabine)

L'area secondaria, identificata come p.lla 906, è destinata ad accogliere le cabine di consegna ed utente, la relativa area di manovra e i cavidotti interrati MT di collegamento.
L'area è interessata da:

- Vincolo ex art. D.A. n.2694 del 30/06/2017 (territori ricoperti da boschi o sottoposti a vincolo di rimboschimento) – Paesaggio Locale 5, ambito 2 del Piano Paesistico Regionale denominato "Marsala".

Tuttavia, secondo la certificazione rilasciata dal Comando del Corpo Forestale – Serv.16, Ispettorato Ripartimentale delle Foreste in data 20/05/2024, con riferimento a tutte le p.lle catastali interessate dall'intervento, compresa la p.lla 906, il terreno non presenta caratteristiche specifiche di bosco e non rientra nella fascia di rispetto dai boschi.

4.10. Conclusioni

L'area interessata dal vincolo di "strada di progetto" è, anch'essa, idonea all'installazione dell'impianto fotovoltaico secondo il D. Lgs 8 Novembre 2021 n.199 e s.m.i., in quanto area

non ricompresa nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del D. Lgs 22 Gennaio 2004 n. 42, incluse le zone gravate da usi civici di cui all'art.142, comma 1, lettera h) del medesimo decreto, né ricadente nella fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure dell'art.136 del medesimo decreto legislativo. La fascia di rispetto è determinata considerando una distanza dal perimetro dei beni sottoposti a tutela di 3 chilometri per gli impianti eolici e di cinquecento metri per gli impianti fotovoltaici.
In sintesi il lotto di terreno, oggetto di intervento:

- ricade all'interno delle aree ritenute idonee ai sensi del D. Lgs. 08.11.2021 n. 199 e s.m.i.;
- non ricade all'interno delle aree perimetrate come "non idonee" stabilite con il D.M. 10/09/2010 e s.m.i. in particolare non si trova all'interno di aree comprese tra quelle individuate alla lettera f) dell'allegato 3 annesso al Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 10 Settembre 2010;
- non rientra all'interno di aree e beni di notevole interesse culturale di cui al D. Lgs. 42/2004 e non riguarda immobili e aree dichiarate di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art. 136 dello stesso D.Lgs. 42/04 e s.m.i.; non ricade in zona di interesse archeologico;
- non ricade all'interno delle zone naturali protette nazionali e regionali;
- è esterna ai siti di importanza comunitaria (SIC) e alle zone di protezione speciale (ZPS);
- è esterna alle zone umide individuate dalla convenzione di Ramsar;
- è esterna alle zona IBA (Importants Bird area);
- non risulta fra le aree determinanti ai fini della conservazione della biodiversità;
- non ricade fra quelle interessate da produzioni agroalimentari di qualità (produzioni biologiche, D.O.P., I.G.P.,S.T.G., D.O.C, D.O.C.G, produzioni tradizionali) e/o di particolare pregio, incluse le aree caratterizzate da un'elevata capacità d'uso dei suoli;
- non riguarda territori costieri fino a 300 m, laghi e territori contermini fino a 300 m, fiumi torrenti e corsi d'acqua iscritti negli elenchi fino a 150 m, boschi, etc., tutelati dalla Legge Galasso e s.m.i.;
- l'area dove si prevede una parte dell'impianto di rete (cabina di consegna, cabina utente e cavidotto interrato MT di collegamento), ricade, secondo il Piano Comprensoriale vigente in zona industriale D1, interessata dal vincolo, di cui al Decreto Assessoriale dei BB. CC. e dell'Identità Siciliana n. 2694 del 30/06/2017.
  Tuttavia, secondo la certificazione rilasciata dal Comando del Corpo Forestale – Serv.16, Ispettorato Ripartimentale delle Foreste in data 20/05/2024, con riferimento a tutte le p.lle catastali interessate dall'intervento, compreso la p.lla 906, il terreno non presenta caratteristiche specifiche di bosco e non rientra nella fascia di rispetto dai boschi.

Inoltre, per come rappresentato in seno allo Studio di VincA LIVELLO II: Valutazione appropriata di Gestione, non si inciderà su nessuno degli habitat di interesse comunitario presenti nei siti e, quindi, non si interferirà con il sistema ambientale nonchè con gli obiettivi di conservazione delle zone protette. Inoltre, sono state analizzate ed escluse le possibili interferenze con la Rete dei Siti Natura 2000. Dall'analisi del contesto ambientale di riferimento, sulla scorta dei fattori di impatto potenziale individuati, è emersa una piena compatibilità del progetto. Lo Studio di Incidenza consente di concludere in maniera oggettiva che il progetto non determinerà incidenza negativa, ovvero non pregiudicherà il mantenimento dell'integrità dei siti Natura 2000.

5. SCHEMA GENERALE DELL'IMPIANTO

5.1. Configurazione impianto

L'impianto fotovoltaico oggetto del presente progetto è destinato a produrre energia elettrica; esso sarà collegato alla rete elettrica di distribuzione in media tensione 20 kV. L'impianto in progetto produce energia elettrica in CC su più linee in uscita dalle stringhe fotovoltaiche, le quali vengono convogliate verso appositi inverter di stringa, dove avverrà la conversione da DC ad AC e da questi verso la cabina di trasformazione, nelle quali avverrà la trasformazione in BT/MT.

I moduli verranno installati su apposite strutture in acciaio zincato, del tipo ad inseguimento monoassiale (tracker), fondati su pali infissi nel terreno.

La scelta dei materiali utilizzati per le strutture conferisce alla struttura di sostegno robustezza e una vita utile di gran lunga superiore ai 20 anni, tempo di vita minimo stimato per l'impianto di produzione.

Il generatore fotovoltaico presenta una potenza nominale di picco complessiva pari a 3.999,60 kWp, intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni di prova standard (STC), ossia considerando un irraggiamento pari a 1000 W/m², con distribuzione dello spettro solare di riferimento (massa d'aria AM 1,5) e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

Il generatore è composto complessivamente da 5.333 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino di potenza pari a 750W_p, con un indice di copertura di moduli di circa 15.242 mq, suddiviso in stringhe di diversa lunghezza, la maggiore delle quali sarà costituita da 90 moduli ed avrà uno sviluppo lineare di circa 60 m. Il campo sarà esposto con un orientamento azimutale a 90° rispetto al sud ed avrà una inclinazione rispetto all'orizzontale di 25°.

Le strutture di supporto dei moduli saranno costituite da un montante presso-piegato realizzato da lamiera dello spessore di 4 mm, una trave principale con sezione a "C" 120x60x20x2 mm ed un'asta diagonale (tirante-puntone) con sezione a "C" 60x40x10x2 mm. Detti telai avranno un passo di 2,60 mt, saranno sormontati da arcarecci della lunghezza di 5,2 m con sezione a "C" 60x40x10x3 mm asolata, su cui saranno fissati i moduli fotovoltaici. Le colonne saranno incastrate alla base nel getto delle fondazioni costituite da pali trivellati in c.a. del diametro di 50 cm e lunghezza da 140 cm a 190 cm, mentre tutti gli altri nodi saranno del tipo a cerniera (fig.2).

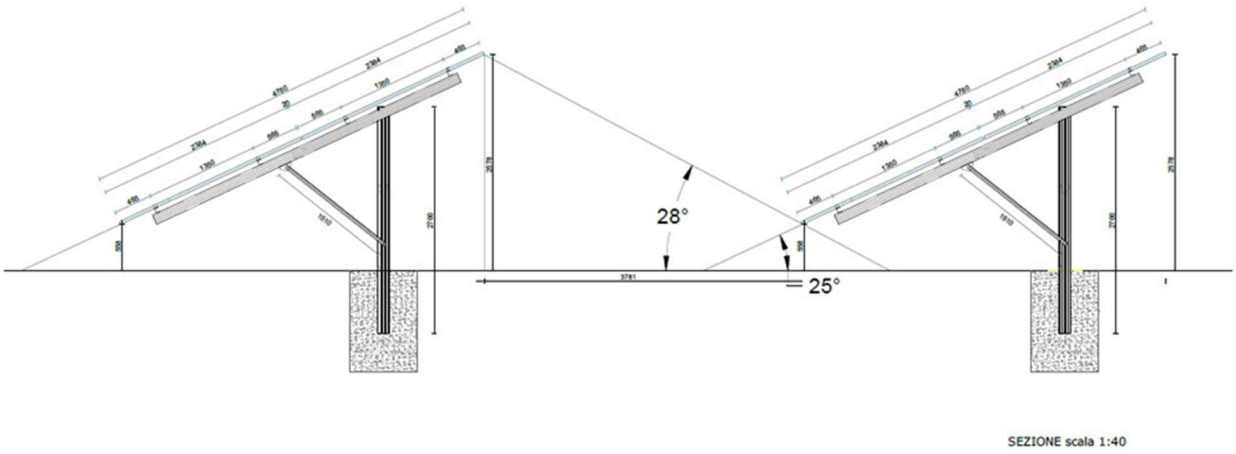


Figura 2: Particolari della struttura di fissaggio dei moduli

L'inverter di conversione cc/ca sarà dotato di n. 12 MPPT, per ogni inseguitore del punto di massima potenza sarà possibile installare un massimo di 2 stringhe di moduli. In totale, sul campo verranno installati n. 32 inverters aventi singolarmente potenza nominale pari a 125 kW nominali. In uscita ad ogni inverter verranno collegati i cavi di potenza del circuito in corrente alternata. Tali linee elettriche faranno capo al quadro di parallelo posizionato all'interno della cabina di trasformazione. Il trasformatore di sollevamento, di potenza nominale pari a 1.250 kVA, convoglierà l'energia prodotta nei quadri di media tensione posizionato all'interno della cabina di trasformazione. Dal quadro MT partirà n°1 cavidotto, a tensione nominale pari a 20kV, che collegherà la cabina di trasformazione con quella di consegna.

L'impianto prevede la collocazione di n°3 cabine prefabbricate:

- Cabina di consegna di E-Distribuzione (del tipo DG2061 ed.09), dimensioni: 6,70 m x 2,50 m ed altezza massima 2,60 m;
- Cabina utente, dimensioni: 2,40 m x 2,50 m ed altezza 2,60 m;
- Cabina di trasformazione, dimensioni: 10,50 m x 2,50 m ed altezza 2,60 m.

Le cabine saranno poggiate su una platea di fondazione realizzata in opera, per la cabina di consegna ed utente la fondazione complessiva sarà di circa 30 mq. La cabina di consegna e quella utente saranno posizionate nella p.lla 906, dove è stato determinato da parte del gestore di rete il punto di consegna. Queste, da tutti i lati, saranno dotate di un'area asservita larga 2 m, per una superficie di ca. 62 mq (al netto della superficie occupata dalla fondazione). Inoltre, è prevista la costituzione di una strada di accesso, che dalla limitrofa strada privata di uso pubblico conduce alle cabine (larga circa 5 m) e un'area di manovra, per una superficie complessiva di circa 285 mq. La cabina di consegna e l'area di pertinenza saranno oggetto di cessione al gestore di rete. La cabina di trasformazione, invece, sarà posizionata all'interno del campo fotovoltaico e precisamente sulla p.lla 1665, anch'essa sarà poggiata su una platea di fondazione realizzata in opera, della superficie di circa 33 mq, da tutti i lati sarà dotata di un'area asservita larga 2 m, per una superficie di ca 61 mq (al netto della superficie occupata

dalla fondazione).
Tutte le cabine saranno prodotte in serie e dichiarate con attestato di qualificazione per produzione di componenti prefabbricati in c.a./c.a.p rilasciato dal Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici e qualificate E-distribuzione con sistema di gestione UNI EN ISO 9001 e BS OHSAS 18001. Strutturalmente le cabine saranno costruite utilizzando un calcestruzzo Rck 400 kg/cmq - C32/40, confezionato in stabilimento mediante centrale di betonaggio con dosaggio inerti a peso, additivato con idonei fluidificanti - impermeabilizzanti al fine di ottenere adeguata protezione contro le infiltrazione di acqua per capillarità in modo da assicurare un grado di protezione verso l'esterno IP 33 Norma CEI 70-1, l'armatura interna sarà realizzata con rete elettrosaldata a struttura di irrigidimento con profilati a T agli angoli onde conferire al manufatto il carattere di monolicità, realizzando così una maglia equipotenziale di terra omogenea su tutta la struttura. Il pavimento è stato calcolato tenendo conto di un carico permanente uniformemente distribuito di 500 kg/mq e un carico mobile di 3.000 kg concentrato. La copertura concepita come elemento indipendente costruita sempre in calcestruzzo con doppia rete elettrosaldata e polistirolo in lastre, successivamente fissate alle pareti del monoblocco mediante piastre e bulloni. La vasca di fondazione sulla quale saranno poggiate le cabine, è strutturalmente indipendente, sarà dotata di fori per il passaggio dei cavi tipo a frattura prestabilita verso l'interno, al fine di applicare un sistema passacavo, in kit pre-assemblato.
L'impianto fotovoltaico sarà quindi composto, complessivamente, da:

- da n°5.333 moduli fotovoltaici dalla potenza nominale di 750 Watt;
- n° 32 inverters da 125 kW;
- n° 4 trasformatori MT/BT di potenza pari a 1.250 kVA;
- 845 metri circa di nuova recinzione perimetrale;
- n. 2 cancelli scorrevoli di ingresso al lotto;
- n. 3 cabine prefabbricate (una cabina e-distribuzione, una cabina utente ed una cabina di trasformazione);
- viabilità interna;
- impianto di video-sorveglianza;
- superficie catastale complessiva: 42.361 mq
- altezza massima strutture: 3,00 m

L'impianto fotovoltaico è previsto su una superficie catastale complessiva pari a 42.361 mq, mentre la superficie di proiezione a terra dei moduli risulta pari a circa 15.242 mq, corrispondente al 35,98 % della superficie catastale complessiva. Tale superficie rappresenta la sola proiezione planimetrica dei moduli e non determina impermeabilizzazione del suolo, in quanto i moduli sono installati su strutture infisse nel terreno. La superficie impermeabile permanente è costituita dall'area di fondazione della cabina di trasformazione che è di circa 33 mq.

La viabilità interna di servizio e l'area di pertinenza della cabina, necessaria per le operazioni di manutenzione e gestione dell'impianto, interessa una superficie complessiva pari a circa 2.026 mq. Essa sarà realizzata mediante inerte di cava stabilizzato, caratterizzato da un coefficiente di deflusso pari a 0,50 e, pertanto mantiene un significativo grado di permeabilità. La superficie agricola residua, pari a 40.302 mq (circa il 95,14% della superficie catastale complessiva) è quella nella quale verrano sviluppate le opere di mitigazione.

6. DESCRIZIONE TECNICA DEI COMPONENTI L'IMPIANTO

6.1. Moduli fotovoltaici

I moduli previsti dal presente progetto sono del tipo "Trina Solar", modello "TSM-NEG21C.20. Si tratta di moduli in silicio monocristallino bifacciale a 132 celle la cui potenza di picco è pari a 750 W_p.

Il modulo fotovoltaico considerato appartiene alla gamma ad alta potenza Vertex N di Trina Solar, basata su tecnologia N-type i-TOPCon bifacciale a doppio vetro, progettata per applicazioni utility scale su impianti a terra.

Il pannello presenta una tolleranza positiva (0/+5W), garantendo quindi prestazioni minime sempre pari o superiori alla potenza dichiarata. L'elevata efficienza del modulo, che può raggiungere valori prossimi al 23,5–23,8%, consente un'ottimizzazione della superficie installata e una riduzione dei costi BOS (Balance of System).

Dal punto di vista elettrico, il modulo è caratterizzato da una tensione a vuoto (Voc) di circa 49 V e da una tensione al punto di massima potenza (Vmpp) di circa 40–41 V, con correnti operative elevate, dell'ordine di 18–18,5 A. Tali valori lo rendono particolarmente adatto a configurazioni con inverter di stringa moderni, pur richiedendo attenzione nella verifica delle correnti massime in ingresso lato DC.

Il comportamento termico risulta particolarmente favorevole grazie alla tecnologia N-type, con un coefficiente di temperatura della potenza pari a circa −0,29%/°C, inferiore rispetto ai moduli tradizionali P-type. Ciò garantisce migliori prestazioni in condizioni di alte temperature, tipiche dei siti installativi del Sud Italia. La temperatura nominale di esercizio (NOCT) è di circa 43°C, mentre il range operativo si estende da −40°C a +70°C.

Dal punto di vista costruttivo, il modulo è realizzato con struttura glass-glass (doppio vetro), che assicura maggiore durabilità e resistenza agli agenti atmosferici. Il vetro frontale è temperato con trattamento anti-riflettente (AR – anti-glare), che riduce le riflessioni luminose e migliora la trasmittanza della radiazione solare verso le celle, contribuendo sia all'aumento della produzione sia alla mitigazione dell'effetto abbagliamento. Il modulo è composto da 132 celle monocristalline N-type ed è incorniciato da un telaio in alluminio anodizzato.

Le dimensioni sono pari a circa 2384 mm × 1303 mm × 33 mm, con un peso di circa 38 kg, valori tipici per moduli ad alta potenza bifacciali. La scatola di giunzione presenta grado di protezione IP68, garantendo elevata affidabilità anche in condizioni ambientali gravose.
Dal punto di vista prestazionale, il modulo è bifacciale, con un fattore di bifaccialità fino a circa l'80%, consentendo un incremento di produzione energetica anche del 20–30% in funzione delle condizioni di albedo del terreno. Questa caratteristica lo rende particolarmente adatto per installazioni su tracker o su superfici riflettenti.
Il modulo è progettato per operare con tensione massima di sistema pari a 1500 V DC, con corrente massima di fusibile pari a circa 35 A, ed è equipaggiato con connettori standard tipo MC4 o equivalenti.
Dal punto di vista meccanico, il pannello è certificato per resistere a carichi di 5400 Pa (neve) e 2400 Pa (vento), rendendolo idoneo anche per installazioni in condizioni ambientali severe.
Infine, per quanto riguarda l'affidabilità nel tempo, il produttore garantisce un degrado limitato, pari a circa 1% nel primo anno e successivamente 0,4% annuo, con una garanzia lineare sulle prestazioni di 30 anni, al termine dei quali è assicurata una potenza residua intorno all'87% del valore nominale iniziale. I moduli saranno dotati di vetro temperato dello spessore di 3,2 mm, con trattamento antiriflesso, progettato al fine di ottenere una significativa riduzione della riflessione della radiazione solare incidente. Il trattamento superficiale consente di raggiungere valori di riflettanza inferiori al 5%, determinando:

- Incremento dell'efficienza ottica del modulo;
- Riduzione pressochè totale dei fenomeni di abbagliamento;
- Assenza di riflessioni indesiderate verso ricettore sensibili o infrastrutture limitrofe.

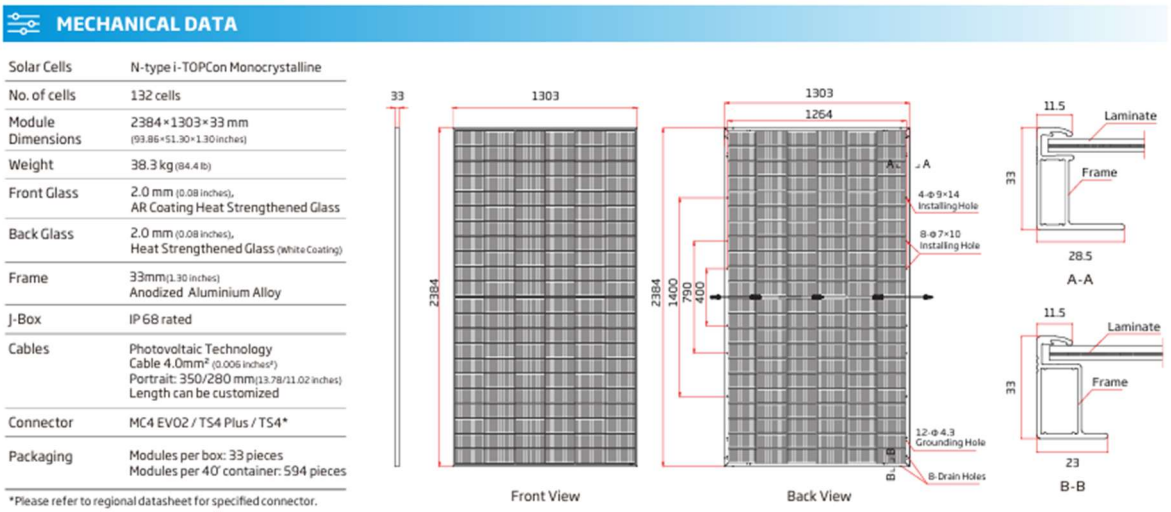


Figura 3: Caratteristiche meccaniche del modulo fotovoltaico

6.2. INVERTER CC/CA

ll presente progetto prevede l'installazione di inverter CC/CA, all'interno dei quali vengono convogliate le linee provenienti dalle stringhe fotovoltaiche, del produttore "Sungrow Power Supply Co.Ltd", modello "SG125CX-P2", di potenza nominale pari a 125 kW. Tutti gli inverters presentano la medesima tecnologia di conversione, il medesimo software di controllo e le stesse funzioni di interfaccia di rete.

Dal punto di vista elettrico, l'inverter è caratterizzato da una potenza fotovoltaica in ingresso consigliata fino a circa 175 kW, consentendo quindi un significativo sovradimensionamento lato DC (fino al 150%), utile per ottimizzare la producibilità dell'impianto. La tensione massima di ingresso raggiunge 1100 V, con un intervallo di inseguimento MPPT compreso indicativamente tra 180 V e 1000 V, permettendo una notevole flessibilità nella progettazione delle stringhe. Uno degli elementi distintivi del dispositivo è la presenza di 12 inseguitori MPPT indipendenti, con 24 ingressi stringa, che consentono una gestione ottimizzata di campi fotovoltaici complessi, anche in presenza di orientamenti differenti o condizioni di ombreggiamento parziale.

Dal punto di vista prestazionale, il convertitore presenta un rendimento molto elevato, con una efficienza massima pari al 98,5% e un'efficienza europea di circa 98,3%, contribuendo a minimizzare le perdite di conversione e massimizzare la produzione energetica complessiva. È inoltre dotato di algoritmi avanzati di ottimizzazione, tra cui il sistema di tracking MPPT globale (PowerMax) e la funzione di ottimizzazione dinamica in condizioni di ombreggiamento, che consentono incrementi di produzione anche in condizioni non ideali.

Sotto il profilo della sicurezza, l'inverter integra numerosi dispositivi e funzioni avanzate, tra cui:

- protezioni contro sovratensioni lato DC (SPD Tipo I+II) e lato AC (Tipo II)
- sistema di rilevamento arco elettrico (AFCI 2.0) con tempi di intervento molto rapidi
- protezioni contro inversione di polarità, corto circuito e guasti a terra
- funzione di spegnimento rapido lato DC.

Tali caratteristiche garantiscono elevati standard di sicurezza operativa e conformità alle normative internazionali. Dal punto di vista costruttivo, il dispositivo è realizzato con grado di protezione IP66 e trattamento anticorrosione classe C5, risultando idoneo anche per installazioni in ambienti aggressivi (zone costiere, ambienti industriali). Il sistema di raffreddamento è di tipo forzato a ventilazione, mentre il funzionamento è garantito in un ampio intervallo di temperatura, tipicamente compreso tra −30°C e +60°C.

Le dimensioni dell'inverter sono pari a circa 795 × 1020 × 360 mm, con un peso di circa 87 kg, valori che consentono una buona maneggevolezza in fase di installazione. L'architettura senza trasformatore (transformerless) contribuisce a migliorare l'efficienza complessiva e ridurre le perdite interne. Dal punto di vista della gestione e monitoraggio, l'inverter è completamente integrato con la piattaforma proprietaria iSolarCloud, che consente il

monitoraggio in tempo reale, la diagnostica remota (inclusa analisi curva I-V) e la gestione degli allarmi, semplificando le attività di operation & maintenance (O&M). Infine, il dispositivo è progettato per facilitare l'installazione e ridurre i costi di cablaggio, grazie alla compatibilità con cavi in alluminio di grande sezione (fino a 240 mm²) e a soluzioni costruttive come la piattaforma AC estraibile, che consente una riduzione dei tempi di installazione e manutenzione.

SUNGROW
Clean power for all

Designazione tipo	SG125CX-P2
Ingresso (CC)	
Max. potenza FV in ingresso raccomandata	175 kW
Max. tensione FV in ingresso	1100 V
Minima tensione FV di esercizio/ tensione di avvio in ingresso	180 V/200 V
Tensione FV nominale in ingresso	600 V
Intervallo di tensione MPP	180 - 1000 V
N. di ingressi MPP indipendenti	12
N. di stringhe FV per MPPT	2
Max. corrente FV in ingresso	360 A (30 A * 12)
Max. corrente cortocircuito CC	480 A (40 A * 12)
Max. corrente CC per connettore	20 A
Uscita (CA)	
Max. potenza CA in uscita	125 kVA
Potenza nominale apparente di uscita CA	125 kVA
Max. corrente CA in uscita	181,1 A
Tensione CA nominale	3 / N / PE, 230 / 400 V
Intervallo di tensione CA	320 - 480V
Frequenza di rete nominale/Intervallo frequenza di rete	50 Hz / 45 - 55 Hz 60 Hz / 55 - 65 Hz
Distorsione armonica totale (THD)	< 3 % (alla potenza nominale)
Fattore di potenza alla potenza nominale/ Fattore di potenza regolabile	> 0,99/0,8 in anticipo - 0,8 in ritardo
Fasi alimentazione/Connessione CA	3 / 3-N-PE
Efficienza	
Max. efficienza	98,50%
Efficienza europea	98,30%
Protezioni e funzioni	
Protezione da polarità inversa CC	Sì
Protezione da cortocircuito CA	Sì
Protezione da dispersione di corrente	Sì
Monitoraggio rete	Sì
Monitoraggio guasto verso terra	Sì
Sezionatore CC	Sì
Monitoraggio stringa FV	Sì
Funzione Q di notte	Sì
Funzione di recupero PID	Sì
Interruttore di circuito per guasti da arco elettrico (AFCI)	Sì
Protezione da sovracorrente	CC Tipo I + II / CA Tipo II
Dati generali	
Dimensioni (LxAxP)	1020x795x360 mm
Peso	87 kg
Topologia	Senza trasformatore
Grado di protezione	IP66
Consumo notturno	< 5 W
Intervallo di temperatura ambiente di esercizio	da -30 a 60 °C
Intervallo di umidità relativa consentito	0 - 100 %
Metodo di raffreddamento	Raffreddamento intelligente ad aria forzata
Max. altitudine di esercizio	4000 m (depotenziamento > 3000 m)
Display	LED, Bluetooth+APP
Comunicazione	RS485/Opzionale: WLAN, Ethernet
Tipo di connessione CC	Evo2 (Max. 6 mm²)
Tipo di connessione CA	Terminale OT/DT (max. 240 mm²)
Conformità	IEC 62109-1, EN/IEC 61000-6-1/2/3/4, IEC 61727, IEC 62116, EN 50549-1/2, UTE C15-712-1, VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105:2018, VFR 2019, NC RfG, G99, UNE 217002, NTS, CEI 0-21 2019, CEI0-16 2019, NRS-097-2-1
Supporto rete	Funzione erogazione potenza reattiva notturna (Q at night), LVRT, HVRT, controllo potenza attiva e reattiva, velocità rampa di potenza

© 2022 Sungrow Power Supply Co., Ltd. Tutti i diritti riservati. Soggetto a modifiche senza preavviso. Versione 12

Figura 4: Caratteristiche tecniche dell'inverter Sungrow Power Supply Co.Ltd", modello "SG125CX-P2"

6.3. QUADRO DI PARALLELO AC

Il quadro di parallelo verrà posizionato in cabina di trasformazione e sarà realizzato con struttura componibile in lamiera d'acciaio, del tipo armadio per posa a pavimento; le strutture, i pannelli e le porte saranno verniciate con polvere epossidica e l'accesso alle parti interne avviene tramite pannello frontale incernierato. Al suo interno verranno installati gli interruttori a protezione del trasformatore BT-BT per i servizi ausiliari di cabina. Dagli interruttori le linee verranno messe in parallelo attraverso un sistema di barre ed il parallelo verrà collegato ad un interruttore di manovra sezionatore. Dall'interruttore di manovra-sezionatore partirà la linea elettrica di collegamento alle barre BT del trasformatore.

6.4. TRASFORMATORE MT/BT

Il sistema di trasformazione previsto per l'impianto è costituito da n°4 trasformatori trifase di potenza MT/BT da 1250 kVA, in esecuzione a secco in resina epossidica, idonei per installazione in cabina elettrica a servizio di impianti fotovoltaici con connessione in media tensione. Il trasformatore è progettato per operare con tensione lato media tensione pari a 20 kV e tensione lato bassa tensione pari a 400 V, in conformità alle specifiche della rete di distribuzione locale (es. e-distribuzione).
La macchina è realizzata con avvolgimenti inglobati in resina epossidica sottovuoto, soluzione che garantisce elevata resistenza meccanica, ottima dissipazione termica e maggiore sicurezza in esercizio, eliminando i rischi connessi all'utilizzo di oli isolanti. Il trasformatore è conforme alla norma CEI EN 60076 ed è progettato per servizio continuo, con elevata affidabilità e ridotta manutenzione.
Dal punto di vista elettrico, il trasformatore è caratterizzato da una tensione di cortocircuito pari al 6%, valore tipico per applicazioni in impianti di produzione, che consente un adeguato compromesso tra limitazione delle correnti di guasto e contenimento delle perdite. Il gruppo vettoriale è di tipo Dyn11, che garantisce la disponibilità del neutro lato bassa tensione e uno sfasamento di 30°, idoneo per il corretto accoppiamento con inverter trifase e per il funzionamento in parallelo con la rete.
Il sistema è dotato di commutatore di prese lato MT (off-circuit tap changer) per la regolazione della tensione, generalmente con passi ±2×2,5%, al fine di compensare eventuali variazioni della tensione di rete. Sono inoltre previsti dispositivi di controllo e protezione quali sonde di temperatura PT100 sugli avvolgimenti, centralina termica, contatti di allarme e sgancio, che consentono il monitoraggio continuo delle condizioni operative.
Dal punto di vista costruttivo, il trasformatore è progettato per raffreddamento naturale ad aria (AN), con classe termica elevata e funzionamento garantito fino a temperature ambiente tipiche di esercizio fino a 40°C. La soluzione in resina epossidica risulta particolarmente idonea per installazioni in ambienti interni o in prossimità di aree sensibili, grazie all'elevato

livello di sicurezza antincendio e alla ridotta emissione di fumi in caso di guasto.

6.5. QUADRI DI MEDIA TENSIONE

L'impianto elettrico in media tensione è articolato in una cabina di consegna, una cabina utente e una cabina di trasformazione, collegate tra loro mediante cavidotto interrato in media tensione di proprietà dell'utente, realizzato in conformità alle prescrizioni del gestore di rete (es. e-distribuzione) e alle normative tecniche vigenti, tra cui la CEI 0-16.
La cabina di consegna costituisce il punto di connessione alla rete di distribuzione e ospita i quadri di media tensione del distributore, generalmente configurati con scomparti modulari isolati in aria o in gas (RMU), comprendenti almeno uno scomparto di arrivo linea e uno di uscita verso l'impianto utente. In tale cabina sono installati i dispositivi di sezionamento e protezione lato rete, nonché i gruppi di misura dell'energia secondo le specifiche del distributore.
A valle della cabina di consegna si sviluppa la rete in media tensione di utente, realizzata mediante linea in cavo interrato MT, tipicamente in cavo unipolare isolato in XLPE con tensione nominale 12/20 kV posato entro cavidotto dedicato. Tale linea collega la cabina di consegna alla cabina utente, garantendo il trasferimento dell'energia elettrica verso il sistema di produzione.
La cabina utente è equipaggiata con quadri di media tensione modulari che integrano le funzioni di protezione generale e di interfaccia. In particolare, sono presenti:
il Sistema di Protezione Generale (SPG), deputato alla protezione dell'impianto contro guasti interni e condizioni anomale di esercizio, tipicamente realizzato mediante relè multifunzione (protezioni 50/51, 50N/51N, eventualmente 67/67N);
il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI), conforme alla norma CEI 0-16, incaricato di garantire il distacco dell'impianto in caso di anomalie della rete (sotto/sovratensione, sotto/sovrafrequenza, ROCOF, ecc.), con comando sul Dispositivo di Interfaccia (DDI);
il Dispositivo di Interfaccia (DDI), generalmente costituito da un interruttore automatico in media tensione o da un IMS con bobina di apertura, installato in posizione tale da poter disconnettere l'intero impianto dalla rete.
I quadri MT della cabina utente sono del tipo a celle compartimentate con isolamento in aria o gas SF_6, dotati di interblocchi meccanici ed elettrici, e progettati per garantire elevati standard di sicurezza per il personale e continuità di servizio.
Dalla cabina utente si diparte il cavidotto in media tensione verso la cabina di trasformazione, dove è installato il sistema di conversione MT/BT. All'interno di tale cabina sono presenti quadri MT dedicati alla distribuzione verso i quattro trasformatori da 1250 kVA ciascuno, configurati mediante scomparti di linea con dispositivi di protezione e manovra individuali.
Ciascun trasformatore è alimentato tramite uno specifico scomparto MT, generalmente

equipaggiato con:

- interruttore automatico o interruttore di manovra-sezionatore con fusibili (IMS + fusibili), per la protezione contro sovraccarichi e cortocircuiti lato trasformatore;
- sezionatore di terra per la messa in sicurezza durante le operazioni di manutenzione;
- sistemi di segnalazione e interblocco per garantire la corretta sequenza di manovra.

La configurazione adottata consente una gestione modulare dell'impianto, permettendo l'esclusione selettiva dei singoli trasformatori in caso di guasto o manutenzione, senza compromettere il funzionamento complessivo del sistema.

L'intero sistema di quadri MT è progettato per tensione nominale di 24 kV, con correnti nominali adeguate alla potenza installata, e per resistere alle correnti di corto circuito previste nel punto di connessione. Sono inoltre previsti sistemi di messa a terra coordinati e dispositivi di sicurezza conformi alle normative vigenti, al fine di garantire affidabilità, sicurezza operativa e conformità alle prescrizioni del gestore di rete.

6.6. CAVI IN CORRENTE CONTINUA

I cavi che collegano le stringhe di moduli all'inverter prevedono un percorso di posa sia all'aperto (fissati alle strutture di supporto dei pannelli) che interrato entro tubazioni in PE protettive (cavidotto corrugato interrato). Pertanto si prevede l'impiego di cavi di tipo solare H2Z2Z2-KM21 di colore rosso per il positivo e nero per il negativo aventi le seguenti caratteristiche:

Conduttori	Rame stagnato elettrolitico CEI EN60228;
Isolante	Elastomero reticolato
Guaina esterna	Elastomero reticolato
Colore della guaina	NeroRAL9005-RossoRAL3013
Durata del cavo	>20anni (IEC60216)
Resistenza elettrica	Relativamente alla sezione(CEIEN60228)
Tens. Nominale	Uo /U:0,6/1kVac0,9/1,5kVdc
Tensione max concatenata	1,2 kVac 1,8kVdc
Tensione di prova	4kVac9,6kVdc
Temperatura d'esercizio	-40°C÷+120°C
Temperatura di corto circuito	250

Tabella 1: Caratteristiche tecniche del cavo solare

6.7. CAVI IN CORRENTE ALTERNATA BT

Per le connessioni elettriche della sezione di impianto in corrente alternata si prevede

l'impiego di cavi unipolari del tipo ARG16R16 aventi conduttore in alluminio, isolato con gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G7, sotto guaina in PVC, non propagante l'incendio. A seguire si riportano le caratteristiche tecniche dei cavi:

Conduttore	Corda di alluminio rigida, classe2
Isolante	Mescola di gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità
Riempitivo	Mescola di materiale non igroscopico
Guaina esterna	Mescola di PVC di qualità R_z
Colore guaina	Grigio
Tensione nominale U0/U	0,6/1kV
Temperatura massima di esercizio	90°C
Temperatura minima di esercizio	-15°C in assenza di sollecitazioni meccaniche
Temperatura minima di posa	0°C
Temperatura massima di corto-circuito	250°C fino alla sezione da 240mm^2, oltre 220°C
Sforzo massimo di trazione	50 N/mm^2
Raggio minimo di curvatura	6 volte il diametro esterno massimo

Tabella 2: Caratteristiche tecniche del cavo in corrente alternata di BT

6.8. SPECIFICHE CONDUTTORI DI PROTEZIONE

Il dimensionamento dei conduttori di protezione viene effettuato considerando le sezioni dei conduttori di fase, a seguire si riporta la regola prevista dalla normativa CEI 64-8:

$$\begin{aligned} S_f < 16mm^2: &\quad S_{PE} = S_f \\ 16 \le S_f \le 35mm^2: &\quad S_{PE} = 16mm^2 \\ S_f > 35mm^2: &\quad S_{PE} = S_f/2 \end{aligned}$$

Dove:

- S_f è la sezione del conduttore di fase (mm^2)
- S_{PE} è la sezione del conduttore di protezione (mm^2).

6.9. SPECIFICHE CAVI IN MEDIA TENSIONE

Saranno tre tratte di linee di media tensione:

- Tratta da trasformatore ad interruttore generale MT:
  Tipologia cavo ARG7H1R1 12/20 kV, sezione conduttore 1x95 mm^2

- Tratta da interruttore generale MT a cabina utente:
  Tipologia cavo ARG7H1R1 12/20 kV, sezione conduttore 1x185 mm^2

- Tratta da cabina utente a cabina consegna:
  Tipologia cavo ARG7H1R1 12/20 kV, sezione conduttore 1x185 mm^2



Figura 5: Cavo di media tensione con cavo unipolari isolati in gommaHEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC

In generale, per tutte le linee elettriche in media tensione è prevista la posa direttamente interrata dei cavi all'interno di tubazione protettiva (normalmente in PEAD corrugato o liscio, classe di resistenza idonea all'impiego), senza necessità di ulteriori protezioni meccaniche aggiuntive lungo le tratte standard.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.
La trincea all'interno della quale saranno collocati i cavi avrà profondità non inferiore a 1,10 m e larghezza di circa 0,40 m per una terna. Le modalità di esecuzione dei cavidotti saranno le seguenti:

- scavo a sezione obbligata con profondità da p.c. e larghezza indicati nei disegni di progetto;
- posa dei conduttori, fibre ottiche e corda di terra; particolare attenzione sarà fatta per l'interramento di quest'ultima che dovrà essere ricoperta da uno strato di terreno vegetale di spessore non inferiore a 20 cm;
- rinterro parziale con terreno di scavo;
- posa di nastro segnalatore del tracciato;
- rinterro con terreno di scavo;
- posa di eventuali cippi di segnalazione (dove richiesti).

Detti cavi saranno posti sul fondo dello scavo, opportunamente livellato in modo tale da non presentare ostacoli alla posa ed elementi di pezzatura tale da costituire potenziale pericolo per la integrità dei cavi. I cavi saranno ricoperti da uno strato di materiale di classe A1 secondo le indicazioni degli elaborati progettuali.
Laddove ritenuto idoneo da parte della DL, in sede di esecuzione delle opere potrà essere utilizzato per il rinterro il materiale proveniente dagli scavi, opportunamente selezionato. Al fine di garantire la stabilità del pacchetto, il materiale posato all'interno dello scavo verrà rullato e compattato a strati non superiori a 25-30 cm, prima di procedere alla posa dello strato successivo.
Un nastro segnalatore od una rete, posti alle profondità indicate nelle sezioni, segnalerà la presenza del cavidotto.
Il rimanente volume dello scavo verrà riempito in modo differente a seconda della tipologia specifica di posa, come di seguito indicato.

Posa su strade sterrate

Al di sopra del nastro monitore verrà realizzato il pacchetto stradale, avente la seguente stratigrafia:

- fondazione stradale con tout-venant di cava, rullato e compattato, di granulometria 40-60 mm;

- strato di finitura con misto granulometrico, rullato e compattato, di granulometria 20-40 mm.

Posa su terreno

Al di sopra del nastro monitore verrà posato uno strato di terreno vegetale per uno spessore complessivo di 65 cm.

Si potrà fare uso del terreno vegetale precedentemente accantonato durante l'esecuzione degli scavi, laddove ritenuto idoneo dalla DL.

In tutti i casi, un cippo di segnalazione verrà posato a p.c. in corrispondenza di eventuali incroci di cavidotti, giunzioni, derivazioni. Nel caso di attraversamenti e/o particolari interferenze, il progetto prevede l'utilizzo di posa in tubazione corrugata, opportunamente protetta da eventuali lastre in cls, per tutta la durata dell'interferenza.

Per conoscere tutte le sezioni tipo e maggiori particolari, si rimanda alla relativa tavola di progetto.

6.10. IMPIANTO DI TERRA PER CABINA UTENTE E CONSEGNA

L'impianto di messa a terra per le cabine utente, consegna e trasformazione sarà costituito da una parte interna collegata a tutte le installazioni elettromeccaniche presenti nelle cabine nonché da una parte esterna ad anello. Le due parti saranno connesse tra di loro in due punti. La parte esterna sarà costituita da un anello realizzato in corda di rame nuda da 35 mmq posizionata ad una profondità di 1 m. Ai quattro spigoli dell'anello verranno posizionati altrettanti paletti di terra verticali. Tali dispersori verticali saranno di tipo a croce (Fig.6). L'impianto della cabina di trasformazione sarà collegato all'impianto di terra del campo fotovoltaico. Tutte le strutture metalliche dei quadri, dei trasformatori e tutte le masse presenti nelle cabine verranno collegate al nodo equipotenziale. Tale nodo verrà collegato al dispersore orizzontale ad anello che circonda le cabine e all'impianto di terra del campo fotovoltaico. La resistenza di terra dovrà essere tale per cui, considerando la corrente di guasto monofase a terra, indicata dal Distributore per il punto di connessione, la tensione totale di terra sia inferiore ad 1,5 volte la tensione di contatto ammessa. Nel caso in cui sia maggiore dovranno essere effettuate, eventualmente, le misure di passo e di contatto.

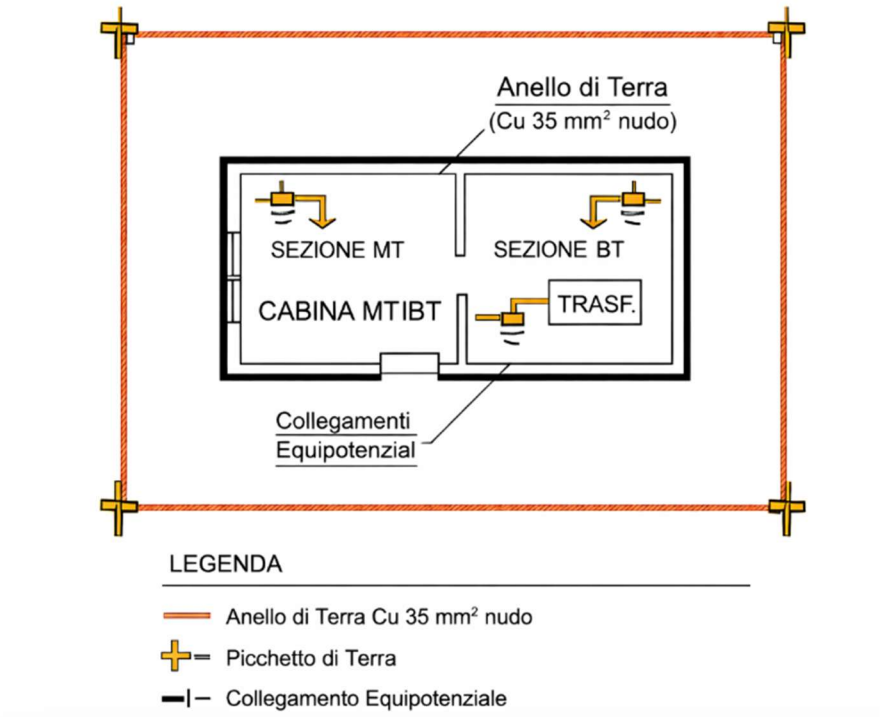


Figura 6:Impianto di terra delle cabine d'impianto

6.11. IMPIANTO DI TERRA CAMPO FOTOVOLTAICO

In prossimità di ogni inverter verrà realizzato un nodo equipotenziale in cui saranno collegati il conduttore equipotenziale esterno all'inverter, il conduttore equipotenziale interno all'inverter e la struttura metallica di supporto dello stesso convertitore. Tale nodo equipotenziale, verrà collegato al dispersore orizzontale tramite conduttore di terra realizzato in cavo di alluminio di adeguata sezione.

6.12. MISURE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE

Relativamente all'impianto di protezione contro le scariche atmosferiche, tutte le opere saranno realizzate secondo in conformità con quanto disposto dal D.lgs. 81/08.
Le strutture metalliche degli edifici e delle opere provvisionali, i recipienti e gli apparecchi metallici di notevoli dimensioni e situati all'aperto, saranno elettricamente a terra in modo da garantire la dispersione delle scariche atmosferiche.
In sede di progettazione esecutiva verrà eseguito il calcolo della probabilità di fulminazione ai sensi della norma CEI 81-1 per verificare la necessità o meno di proteggere i ponteggi ed eventuali gru a torre contro le scariche atmosferiche.
Nel caso in cui il calcolo determinasse la necessità di protezione, l'impianto sarà realizzato da tecnico qualificato e regolarmente denunciato agli Enti competenti in ottemperanza con quanto previsto dal DPR 462/2001 entro 30 giorni dall'inizio dell'attività in cantiere.
Si rimanda alle relazioni specialistiche per maggiori dettagli.

6.13. RECINZIONE PERIMETRALE

Al fine di garantire sicurezza sia degli impianti che delle persone nonché per mitigare la percezione visiva si prevede di completare la recinzione esistente nonché di integrarla con la realizzazione di un sistema di allarme e videosorveglianza.

Infatti, l'appezzamento di terreno risulta in buona parte dotato di recinzione, con paletti in cemento precompresso e rete metallica di altezza variabile, in particolare tutto il lato sud-ovest (prospiciente la strada privata di uso pubblico). Un'altra limitata porzione del fondo, posto a nord-ovest, è delimitata da recinzione in conci di tufo di proprietà di altra ditta. La parte di recinzione da realizzare, circa 900 m lineari di sviluppo, sarà costituita da paletti in ferro e rete zincata a maglia flessibile rettangolare di adeguata altezza (circa 2 m fuori terra). I pali su cui la rete viene montata sono profilati a forma di T e verranno installati in buchi pre-trivellati di profondità pari a 40-50 cm e riempiti con un misto di sabbia, ghiaietto e cemento secco, se necessario. L'interasse tra i pali sarà di 2,40 m, ogni 50 m circa e in prossimità dei cambi di direzione verranno inseriti dei controventi per incrementare la rigidità dell'intera recinzione. La nuova recinzione prevede il sollevamento di circa 15 cm dal suolo, sono previste, ogni 50 m, delle forature di circa 25 cm x 25 cm per promuovere il passaggio della fauna selvatica.

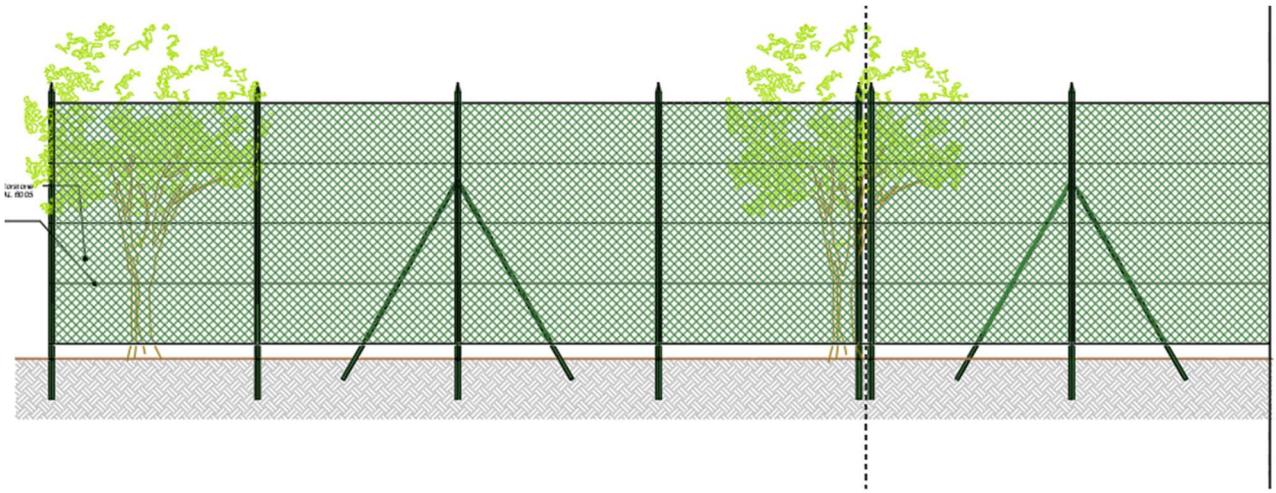


Figura 7: Particolare della recinzione perimetrale

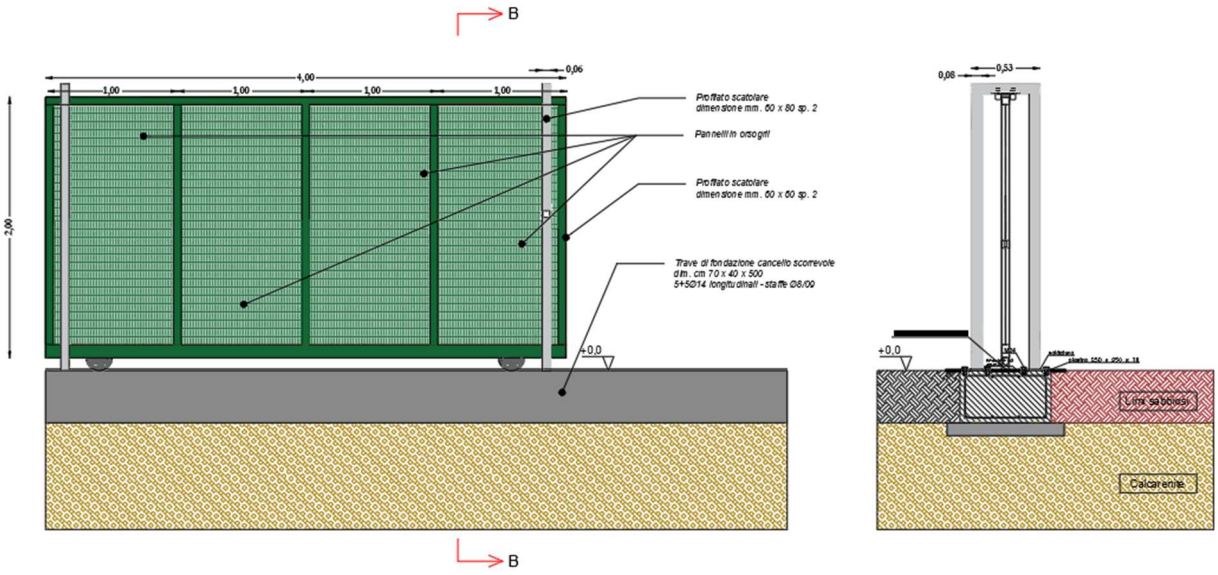


Figura 8: Particolare del cancello di ingresso

6.14. VIDEOSORVEGLIANZA ED ILLUMINAZIONE

L'impianto di videosorveglianza sarà dimensionato per coprire l'intero perimetro del campo fotovoltaico ed in particolare le aree in prossimità delle cabine, degli ingressi e delle zone reputate più sensibili. Esso sarà realizzato mediante pali in cima ai quali saranno collocate le telecamere operative h24 con capacità di visualizzazione a 360°. Le telecamere saranno dotate di tecnologia termica, infrarosso e dome. E' previsto un impianto di illuminazione che sfrutterà gli stessi pali dell'impianto di videosorveglianza. I corpi illuminanti saranno a LED che si attiveranno mediante sensori di movimento appositamente tarati. In cima ad alcuni pali saranno collocati dei nidi per l'avifauna.

Le unità CCTV verranno installate su pali di acciaio a sezione circolare o rettangolare e invieranno i dati al pc tramite software. Nello specifico ognuna delle soluzioni avrà le seguenti caratteristiche:

- Termico. Le telecamere inviano segnali sulla temperatura con una accuratezza che raggiunge ±0.5°C. Le termografiche acquisiranno la temperatura corporea lavorando nel range 30-45° e fornendo dati estremamente accurati e veloci. Il sistema sarà in grado di individuare fino a 30 volti simultaneamente, lo screening viene effettuato solo sulle persone, riducendo i falsi allarmi ed escludendo così qualsiasi altra sorgente calda (ad esempio piccoli animali). La taratura delle telecamere avverrà attraverso la configurazione di una pagina web dedicata;
- Infrarosso. Le telecamere sono dotate di illuminatore a led infrarossi (LED IR) per registrare nel buio e in modo invisibile. La luce dell'infrarosso, infatti, permette le riprese in notturno (seppur esclusivamente in bianco e nero) ma risulta invisibile all'occhio umano. Il raggio d'azione di una IR LED varia solitamente da 10 a 100

metri, poiché si prospetta un uso esterno si prevederà di impiegare un modello con raggio dai 50 metri in su.

- Dome. Le telecamere dome saranno di tipo PTZ (acronimo per Pan-Tilt-Zoom), le quali permettono una variazione del posizionamento dell'obiettivo che può offrire una panoramica lungo gli assi orizzontali (Pan) oppure una rotazione lungo quelli verticali (Tilt), oltre che offrire la possibilità di effettuare zoom con ingrandimento più o meno elevato. In alcuni punti si potrà prevedere di installare un particolare tipo di telecamera dome detta speed-dome, evoluzione della dome che presenta modelli caratterizzati da un'elevata velocità di spostamento dell'obiettivo in ogni direzione, che può essere anche di 360° al secondo. Infine, la dome dispone di una particolare funzione che permette di preimpostare specifiche posizioni di controllo. In base al tipo di modello si potranno preimpostare dalle venti fino a oltre le cento posizioni nonché i diversi livelli di zoom. La frequenza con cui vanno effettuati i controlli in zone specifiche va anche essa predefinita a seconda delle specifiche necessità, così come va impostato il tempo di permanenza in ciascuna zona di controllo. Oltre al posizionamento fisso in determinate zone per un certo periodo di tempo, è possibile impostare la telecamera in modo che essa esegua dei controlli continui e ciclici, come vere e proprie ronde.



Figura 9: Schema esemplificativo di impianto di videosorveglianza per impianto fotovoltaico a terra

7. OPERE DI MITIGAZIONE AMBIENTALE PREVISTE (OMA)

7.1. Premessa

Le opere di mitigazione ambientale (OMA) connesse con la realizzazione dell'impianto prevedono la presenza di aree principali ("*core areas")*, circondate da fasce tampone ("*buffer areas"),* di "nuclei di insediamento" e "microaree d'habitat ("*stepping zone")* aventi funzione ecologica e di connessione interattiva tra le diverse componenti.

7.2. Core areas

Sono delle opere introdotte nelle aree interne, descritte come *Core Area*, nell'ambito delle interfile delle stringhe dei moduli fotovoltaici. Sulle fasce di terreno tra le file dei moduli fotovoltaici, aventi corridoio libero (distanza libera 3,80 m) e utile alla lavorazione delle macchine agricole, verranno seminate essenze foraggere perenni in associazione/connessione con la flora spontanea di tipo erbaceo potenzialmente esprimibile dal territorio di riferimento, attraverso la quale consentire la formazione di una copertura vegetale uniforme ed in soluzione di continuità con la fascia di mitigazione perimetrale. In termini floristici, tra le specie foraggere utilizzabili, verranno preferite specie autoctone appartenenti alla famiglia delle leguminose (fabacee) capaci di costituire simbiosi con microrganismi azotofissatori così da renderle autosufficienti in termini di unità fertilizzanti a valere sul macroelemento azoto in sinergia, ovviamente, con la flora spontanea territoriale. Si tratta di un intervento di grande valenza ecologica ed ambientale tale da garantire il mantenimento della fertilità agraria delle superfici e, al contempo, in grado di tutelare le aree dall'azione degli eventi climatici di tipo calamitoso.

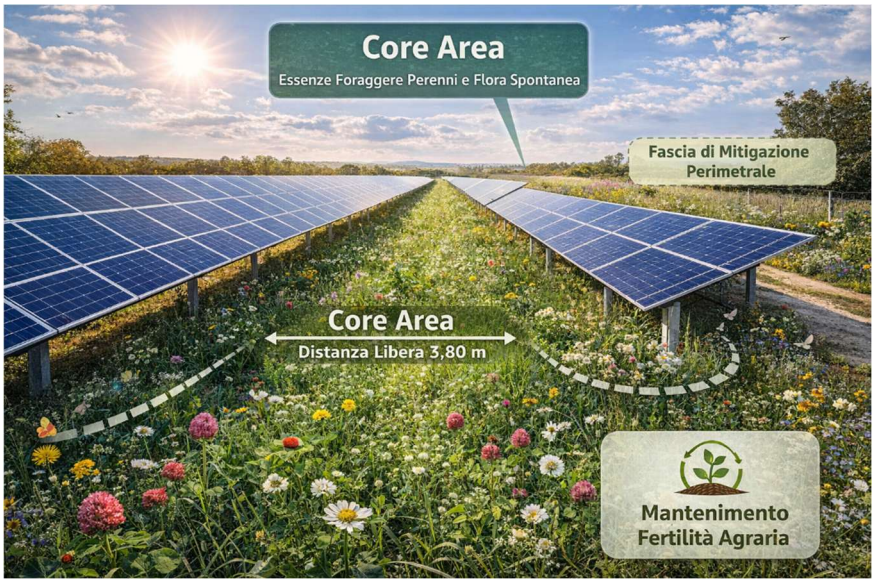


Figura 10: Schema semplificativo della "core areas" tra le file dei moduli fotovoltaici, destinate alla semina di essenze foraggere perenni e allo sviluppo di copertura vegetale continua

7.3. Interventi perimetrali - buffer zone

La fascia perimetrale che delimita l'impianto, in relazione allo sviluppo dimensionale ed alla natura degli investimenti colturali previsti, in base a specifiche esigenze, sarà destinata a fungere da linea tagliafuoco. Nelle aree interessate direttamente alla realizzazione delle opere in progetto sono presenti, lungo una parte della recinzione perimetrale, degli alberi di ulivo, di circa 30 anni di età, e piante di fico d'india che saranno integrate al nuovo impianto di specie arbustive. Il posizionamento delle piante arbustive lungo la fila consente la realizzazione di interventi agro-meccanici di erpicatura e di scerbatura tra le piante. L'area perimetrale è inquadrabile come una fascia di specie arbustive che circoscrive gli impianti caratterizzata da una larghezza di 5 m a partire dalla linea di recinzione. Al fine di poter avere un maggiore effetto schermante è previsto un sesto di impianto sfalsato (quinconce) delle piante. Al fine di consentire il passaggio della fauna selvatica tra le *Core Areas* e la *Buffer Zones*, lungo le linee di recinzione saranno posizionati dei passaggi fauna consistenti, nel dettaglio il progetto prevede il sollevamento della recinzione di 15 cm dal suolo per facilitare il transito di animali terrestri; inoltre saranno realizzati dei varchi 25 cm x 25 cm lungo la recinzione metallica distanti 50 m l'uno dall'altro per consentire il passaggio di fauna selvatica di piccola taglia. Inoltre, tra le misure di mitigazione, è prevista la collocazione di cumuli di pietrame delle dimensioni di circa 1,50 / 2,00 mc / cad., aventi lo scopo di facilitare la nidificazione e riparo della fauna locale, ed in generale la frequentazione dell'area da parte degli animali selvatici di piccola e media taglia, il tutto connesso con la fascia perimetrale vegetata, che funge da corridoio ecologico.



Figura 11: intervento perimetrale

8. GESTIONE DELL'IMPIANTO

8.1. Generalità

La centrale fotovoltaica viene tenuta sotto controllo mediante un sistema di supervisione che permette di rilevare le condizioni di funzionamento con continuità e da posizione remota.
A fronte di situazioni rilevate dal sistema di monitoraggio, di controllo e di sicurezza, è prevista l'attivazione di interventi da parte di personale tecnico addetto alla gestione e conduzione dell'impianto, le cui principali funzioni possono riassumersi nelle seguenti attività:

- servizio di guardia;
- conduzione impianto, in conformità a procedure stabilite, di liste di controllo e verifica programmata;
- manutenzione preventiva ed ordinaria, programmate in conformità a procedure stabilite per garantire efficienza e regolarità di funzionamento;
- segnalazione di anomalie di funzionamento con richiesta di intervento di riparazione e/o manutenzione straordinaria da parte di ditte esterne specializzate ed autorizzate;
- predisposizione di rapporti periodici sulle condizioni di funzionamento dell'impianto e sull'energia elettrica prodotta.

La gestione dell'impianto sarà effettuata generalmente con ispezioni a carattere giornaliero, mentre la manutenzione ordinaria sarà effettuata con interventi a periodicità quindicinale.
Si rimanda alle relazioni specialistiche per maggiori dettagli in merito.

9. DISPONIBILITA' DELLA RADIAZIONE SOLARE

9.1. Premessa

La disponibilità della fonte solare, per il sito di installazione, è verificata utilizzando i dati di irraggiamento resi disponibili, per il comune di installazione, dal portale web PVGIS.
Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di Marsala (TP), considerando i suddetti valori di altitudine, latitudine e longitudine, si ricavano i valori della irradiazione solare mensile sul piano di progetto:

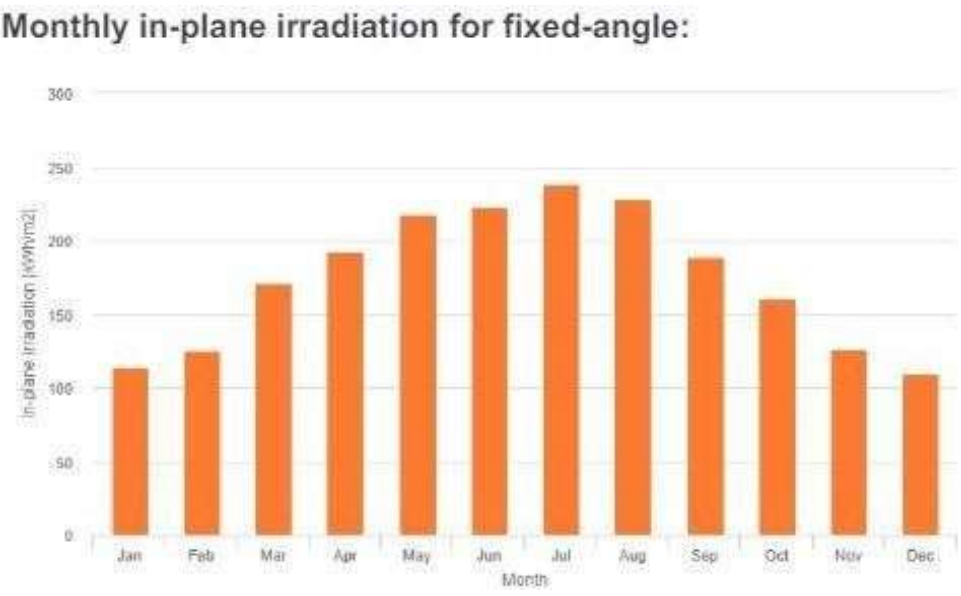


Tabella 3:

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a:

2094.46kWh/m²

9.2. Ombreggiamento

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.
Il coefficiente di ombreggiamento stimato in funzione della morfologia del luogo, è pari a: 0,99.

9.3. Albedo

Per tenere conto del contributo di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono individuati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477, pari a 0,2.

9.4. Analisi della producibilità

La simulazione sulla producibilità è stata eseguita utilizzando il programma di calcolo PVGIS realizzato in collaborazione tra: Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, Commissione Europea, in particolare dall'ESTI (European Solar Test). Il software PVGIS fotovoltaico produce 3 differenti output:

- Calcolatrice FV (stima il livello di produzione di energia elettrica di un pannello fotovoltaico in relazione alla tipologia scelta).
- Irraggiamento mensile (calcola l'irraggiamento medio incidente su una superficie situata nel luogo selezionato per ogni mese dell'anno).
- Irradianza giornaliera (calcola l'irradiazione solare giornaliera incidente su una superficie situata nel luogo selezionato).

I principali input richiesti dal PVGIS fotovoltaico sono:

- Località di installazione;
- Tecnologia del modulo;
- Perdite di sistema;
- Angolo di inclinazione del sistema fotovoltaico ad inseguimento.

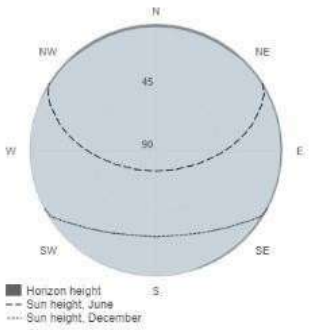
Dalla simulazione effettuata, la produzione annua unitaria attesa si attesa intorno ai 1.637 kWh/kW anno.

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

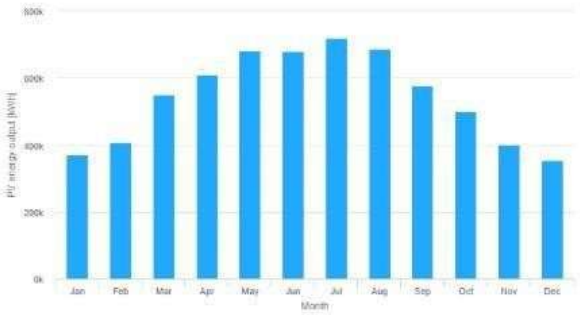
Provided inputs:	
Latitude/Longitude:	37.794,12.483
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed:	3999.8 kWp
System loss:	14 %

Simulation outputs	
Slope angle:	25 °
Azimuth angle:	0 °
Yearly PV energy production:	6549204.84 kWh
Yearly in-plane irradiation:	2085.43 kWh/m²
Year-to-year variability:	170654.37 kWh
Changes in output due to:	
Angle of incidence:	-2.68 %
Spectral effects:	0.72 %
Temperature and low irradiance:	-6.86 %
Total loss:	-21.48 %

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Tabella 4: Energia media mensile attera

9.5. Benefici ambientali

Durante la fase di esercizio si manifestano gli impatti positivi dell'iniziativa progettuale sulla componente aria e salute Pubblica, consistenti nel risparmio di emissioni di macroinquinanti atmosferici e gas ad effetto serra derivanti dalla produzione di energia elettrica da sorgente rinnovabile. La realizzazione dell'impianto avrà notevoli refluenze sulle emissioni da fonti fossili, in quanto l'impianto in progetto ha una produzione attesa di energia da FER pari a circa 6.549,20 MWh/anno. Sulla base del documento ISPRA del 2018 intitolato "Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra e altri gas nel settore elettrico (dati al 2016), si individua il seguente parametro riferito all'emissione di CO_2 (0,516 t CO2 / MWh).

Quindi realizzare l'impianto significa evitare la produzione di: 0,516 x 6.549,20 MWh/anno:

- 2.863,38 t CO_2/anno

Inoltre, con riferimento al rapporto ambientale ENEL 2011, si possono evitare emissioni di SO2 e NOx, secondo i seguenti rapporti:

- 0,341 kg SO_2/MWh
- 0,389 kg NO_x/MWh

Ovvero un risparmio di:

- 0,341 kg/MWh x 6.549,20 MWh/anno= 2.233,28 kg SO_2 /anno
- 0,389 kg/MWh x 6.549,20 MWh/anno = 2.547,64 kg NO_x /anno

10. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

10.1. Criterio di verifica elettrica

Il criterio progettuale seguito è stato quello di cercare di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile e ridurre al minimo le perdite del sistema. Infatti, si è scelto di posizionare i moduli su strutture di sostegno fisse.
In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti condizioni:

TENSIONI MPPT:
Tensione nel punto di massima potenza, Vm a 70 °C maggiore della Tensione MPPT minima.

Tensione nel punto di massima potenza, Vm a -10 °C minore della Tensione MPPT massima.
Nelle quali i valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA:
Tensione di circuito aperto, Voc a -10 °C inferiore alla tensione massima dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO:
Tensione di circuito aperto, Voc a -10 °C inferiore alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA INGRESSO MPPT:
Corrente massima (corto circuito) generata, Isc inferiore alla corrente massima dell'ingresso MPPT.

CORRENTE MASSIMA:
Corrente massima (corto circuito) generata, Isc inferiore alla corrente massima dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO POTENZA INVERTER:
La potenza nominale dell'inverter è scelta minore rispetto alla potenza di picco del campo fotovoltaico ad esso collegato. In particolare il margine percentuale di sotto dimensionamento tollerabile è compreso tra il 70% e il120% e ciò garantisce una migliore utilizzazione della potenza di conversione del dispositivo stesso.

10.2. Criterio di dimensionamento cavi e canalizzazioni

I cavi utilizzati in corrente alternata devono essere adatti a tensione nominale verso terra e tensione nominale (Uo/U) non inferiori a 750/1000 V, in modo da essere compatibili con le tensioni caratteristiche dei sistemi in cui sono installati.
Mentre i cavi in corrente continua poiché lavorano a livelli di tensione maggiore e sono sottoposti a condizioni di funzionamento più gravose per gli isolanti devono essere adatti a tensione nominale verso terra e tensione nominale (Uo/U) non inferiori a 1/1,5kV.

10.3. Verifica della portata

La portata dei cavi I_z dipende dal tipo di posa, dalla temperatura ambiente in cui lavora il cavo, dalla vicinanza omeno di altri conduttori attivi e dalla disposizione dei cavi (fascio o strato). Per determinare i coefficienti di riduzione delle portate ordinarie dei cavi vengono utilizzate le tabelle CEI UNEL 35024/1 per i cavi posati in aria libera e CEI-UNEL 35026 per i cavi interrati. La portata del cavo viene quindi determinata secondo la seguente relazione:

$$I_z = I_0 \times K_1 \times K_2$$

dove:

- I_0 = portata ordinaria a 30°C per cavi posati in aria e a 20°C per cavi interrati;
- K_1 = fattore di correzione per temperature diverse da 30°C per cavi posati in aria e a 20°Cper cavi interrati;
- K_2 = fattore di correzione per tipologia di posa e mutuo riscaldamento dovuto alla presenza di più circuiti.

10.4. Verifica della caduta di tensione

Il calcolo è svolto in modo tale che la somma delle cadute di tensione medie (che in valore relativo coincidono con le perdite di potenza) dei vari tratti in cavo compresi fra le stringhe e l'ingresso lato DC dell'inverter non superi il valore di progetto del 1,5%. Le cadute di tensione vengono calcolate considerando la corrente pari alla corrente alla massima potenza delle stringhe, il che rende cautelativo il dimensionamento in quanto, per natura della conversione fotovoltaica associata alla radiazione solare, la condizione di funzionamento alla massima potenza risulta limitata nel tempo e mediamente le correnti di impiego dei cavi sono più basse. La caduta di tensione è definita dalla relazione:

$$\mathbf{\Delta U = 2 \times R \times I \times L}$$

dove:

ΔU = caduta di tensione;

R = resistenza per unità di lunghezza del conduttore in Ω/m;

I = corrente in A;

L = lunghezza della linea in m.

10.5. Colori distintivi dei cavi

I conduttori impiegati nell'esecuzione degli impianti devono essere contraddistinti dalle colorazioni previste dalle vigenti tabelle di unificazione CEI-UNEL 00722-74 e 00712. In particolare, i conduttori di neutro e protezione devono essere contraddistinti, rispettivamente ed esclusivamente, con il colore blu chiaro e con il bicolore giallo- verde. I conduttori di fase devono essere contraddistinti in modo univoco per tutto l'impianto dai colori: grigio(cenere), marrone, nero.

10.6. Sezioni minime e cadute di tensione ammesse

Le sezioni dei conduttori sono calcolate in funzione della corrente di impiego e della lunghezza dei circuiti, affinché non vengano superati i valori delle portate di corrente ammesse, per i diversi tipi di conduttori, dalle tabelle di unificazione CEI-UNEL 35024-70 e 35023-70 e la caduta di tensione non superi il valore del 4% della tensione a vuoto. In realtà nelle applicazioni fotovoltaiche si tende a sovradimensionare le sezioni dei cavi per aumentare i margini di sicurezza e diminuire le perdite per effetto Joule.

10.7. Canalizzazioni

I conduttori devono essere sempre protetti e salvaguardati meccanicamente. Dette protezioni possono essere: tubazioni, canalette porta cavi, passerelle, etc. Negli impianti si devono rispettare le seguenti prescrizioni.

<u>Tubi protettivi, percorso tubazioni, cassette di derivazione</u>

Il diametro interno dei tubi deve essere pari ad almeno 1,3 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio dei cavi in esso contenuti; il diametro del tubo deve essere sufficientemente grande da permettere di sfilare e reinfilare i cavi in esso contenuti con facilità e senza che ne risultino danneggiati i cavi stessi o i tubi. Comunque, il diametro interno non deve essere inferiore a 16 mm.

Il tracciato dei tubi protettivi deve consentire un andamento rettilineo orizzontale (con minima pendenza per favorire lo scarico di eventuale condensa) o verticale. Le curve devono essere effettuate con raccordi o con piegature che non danneggino il tubo e non pregiudichino la sfilabilità dei cavi.

Le giunzioni dei conduttori devono essere eseguite nelle cassette di derivazione con impiego di opportuni morsetti o morsettiere. Dette cassette devono essere costruite in

modo che, nelle condizioni di installazione, non sia possibile introdurvi corpi estranei; inoltre, deve risultare agevole la dispersione del calore in esse prodotta. Il coperchio delle cassette deve offrire buone garanzie di fissaggio ed essere apribile solo con attrezzo. Le giunzioni di conduttori interrati vanno eseguite utilizzando idonee muffole opportunamente sigillate attraverso la colata di resina al loro interno.

10.8. Criteri di verifica della protezione contro i contatti indiretti

Devono essere protette contro i contatti indiretti tutte le parti metalliche accessibili dell'impianto elettrico e degli apparecchi utilizzatori, normalmente non in tensione, ma che, per cedimento dell'isolamento principale o per altre cause accidentali, potrebbero trovarsi sotto tensione (masse).
All'impianto di terra devono essere collegati tutte le masse metalliche accessibili.

10.9. Coordinamento tra conduttori e dispositivi di protezione

I conduttori che costituiscono l'impianto devono essere protetti contro le sovracorrenti causate da sovraccarichi e da corto circuiti.

Sovraccarico

Secondo la norma CEI 64-8/4, le caratteristiche di funzionamento del dispositivo di protezione delle condutture contro i sovraccarichi (interruttore automatico magnetotermico) devono rispondere alle seguenti due condizioni:

$$Ib \leq In \leq Iz$$
$$If = 1{,}45 \times Iz$$

Dove

Ib = corrente di impiego;

I_z = portata in regime permanente della conduttura;
I_n = corrente nominale del dispositivo di protezione.
I_f = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione.
Per la parte in corrente continua del sistema non si prevede la protezione del sistema contro i sovraccarichi inquanto la massima corrente erogabile dal campo fotovoltaico nel punto di massima potenza è approssimabile alla massima corrente che il campo è in grado di erogare in condizioni di cortocircuito.
E quindi l'unica condizione da verificare è:

$$I_b = I_z$$

Riducendo il valore I_z con opportuni coefficienti correttivi che tengono delle gravose condizione termiche di funzionamento dei cavi.

Corto circuito

Per la parte di circuito in corrente continua, come si è detto, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica di generazione tensione corrente dei moduli fotovoltaici, che limita la corrente di corto circuito ad un valore noto e di poco superiore alla corrente massima erogabile nel punto di funzionamento alla massima potenza. Per le varie sezioni in alternata occorre proteggere le condutture dalle correnti di corto circuito di ritorno dalla rete mediante l'inserimento di interruttori automatici magnetotermici che devono avere potere di interruzione presunta nel punto di installazione.
Bisogna quindi verificare che $I^2t = K^2 S^2$ sull'energia passante ricorrendo alla curva caratteristica del dispositivo scelto, le sezioni di cavo adottate e le correnti di corto circuito nel punto di consegna dell'energia.

LEGENDA

- Cabina trasformazione - Imp. utente
- Cabina di consegna DG2061 ed. 7 Prod. 355881795 - Vulcano Lavori in coordinamento con prod. 378148755
- Cabina Utente
- Moduli fotovoltaici - Tot. mod: 5.333 da 750 W - Pot.imp.: 3.999,80 kWp
- Linea interrata di progetto 12 / 20 kV Al185 ("Imp. Utente")
- Linea MT interrata di progetto Fibra Ottica
- Viabilità interna al lotto in progetto
- Area asservita Cabine

MIRURE DI MITIGAZIONE COME DA RELAZIONE VincA

- Cancello carrabile
- Muretti a secco e/o cumuli di pietre esistenti da salvaguardare
- Core areas (A1)
- Aree insediative localizzate di specie arbustive (A2)
- Interventi perimetrali - buffer zone (B)
- Recinzioni esistenti (paletti e rete)
- Recinzioni da realizzare (paletti e rete)
- Recinzioni in muratura di altra ditta
- Elettrodotto aereo esistente
- Strada di accesso alle Cabine di Consegna da cedere ad E-Distribuzione



PLANIMETRIA GENERALE scala 1:8.000

COMUNE DI MARSALA (TP)

VISTI DI APPROVAZIONE:

(*) Il Documento è firmato digitalmente ai sensi D.Lgs 82/2005 s.m.i. e norme collegate e sostituisce il documento cartaceo e la firma autografa

OGGETTO:

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA, PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DENOMINATO **"VULCANO SOLARE"**, CON POTENZA DI PICCO PARI A 3.999,60 kWp E POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 3.999,60 kW, E TUTTE LE INFRASTRUTTURE NECESSARIE PER LA CONNESSIONE, DA UBICARE A MARSALA (TP), NELLA CONTRADA SAN SILVESTRO, SNC SU UN LOTTO DI TERRENO A DESTINAZIONE IN PARTE INDUSTRIALE ED IN PARTE AGRICOLA, DISTINTO AL N.C.T. AL F.M. N. 210, PART.LLE 582, 620, 483, 797, 798, 799, 800, 801, 802, 621, 484, 803, 804, 1664, 1665, 806, 807, 808, 622, 485, 809, 810, 811, 812, 813, 814, 820, 819, 818, 817, 816, 815, 486, 623, 624, 487, 821, 822, 823, 824, 825, 826, 950.

COMMITTENTE:

VULCANO SOLARE S.R.L.
Via Roma, 185
91025 Marsala (TP) - P.iva 02851730818

AMMINISTRATORE UNICO:

Marchello Pierfilippo

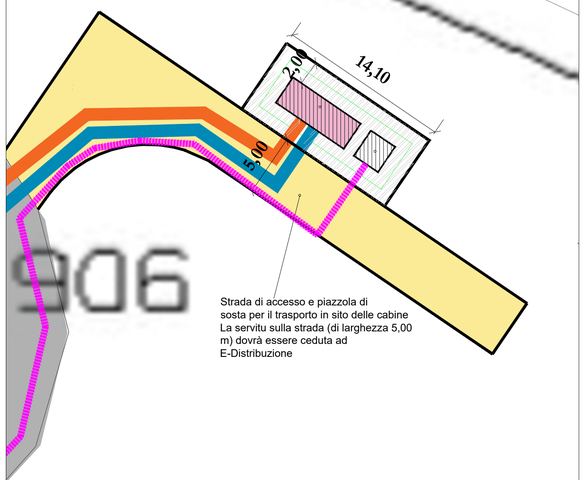
REV.	DATA	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
03	25.03.2026	ANGILERI C.	DIGIROLAMO G.	LAMIA

CLASSE ELABORATO	ALLEGATO	CODICE DI RINTRACCIABILITA'
D	2	E-DISTRIBUZIONE N. 355881795
LAYOUT GENERALECON MISURE DI MITIGAZIONE		

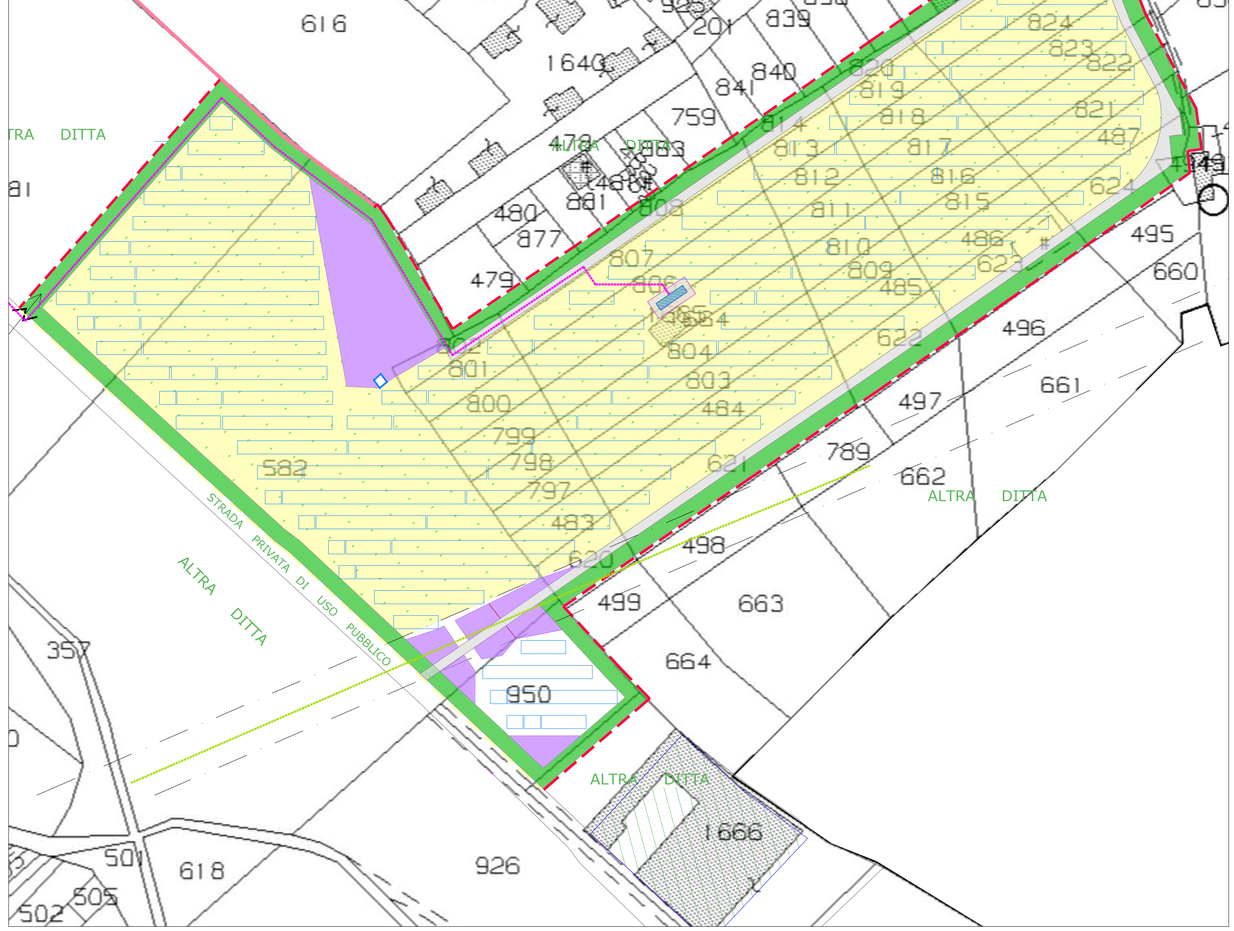
- A. RELAZIONI E TABULATI
- B. INQUADRAMENTO TERRITORIALE
- C. ELABORATI IMPIANTO DI RETE
- D. ELABORATI IMPIANTO UTENTE
- E. DOCUMENTAZIONE

E=mc2 S.r.l.
Em2 ib S.r.l.
Via Giacinto Bruzzesi, 30 - 91025 Marsala (TP)
P.iva 02873640813
E-mail: em2ib@gmail.com
Pec: em2ibsrl@legalmail.it

PROGETTISTA:
ARCH. CATERINA ANGILERI
ISCRITTA ALL'ORDINE DEGLI ARCHITETTI DELLA PROVINCIA DI TRAPANI N. 798



PLANIMETRIA AREA CABINE DI CONSEGNA scala 1:250



LAYOUT GENERALEcon misure di mitigazione come da relazione VInCa scala 1:2.000