



REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI FOGGIA
COMUNI DI CASTELLUCCIO DEI SAURI,
BOVINO, DELICETO E ASCOLI SATRIANO



PROGETTO IMPIANTO AGRIVOLTAICO DA REALIZZARE NEL COMUNE DI BOVINO (FG) IN LOCALITA' "LAMIA", E NEL COMUNE DI CASTELLUCCIO DEI SAURI IN LOCALITA' "POSTA CONTESSA", E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEI COMUNI DI BOVINO, CASTELLUCCIO DEI SAURI, DELICETO E ASCOLI SATRIANO (FG), AVENTE UNA POTENZA PARI A **63.784,00 kWp**, DENOMINATO "**DELICETO HV**"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA GENERALE



LIV. PROG.	RIF. COD. PRATICA TERNA	CODICE ISTANZA AU	TAVOLA	DATA	SCALA
PD	202001480	JUTWD01	A.10	15.02.2024	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE



HF SOLAR 8 S.r.l.

ENTE

FIRMA RESPONSABILE

PROGETTAZIONE



Ing. D. Siracusa
Ing. A. Costantino
Ing. C. Chiaruzzi
Ing. G. Schillaci
Ing. G. Buffa
Ing. M.C. Musca
Arch. A. Calandrino
Arch. S. Martorana
Arch. F. G. Mazzola
Arch. G. Vella
Dott. Agr. B. Miciluzzo
Dott. Biol. M. Casisa

HORIZONFIRM S.r.l. - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

PROFESSIONISTA INCARICATO

FIRMA DIGITALE PROGETTISTA



FIRMA OLOGRAFA E TIMBRO PROFESSIONISTA

**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica
rinnovabile attraverso tecnologia solare agrivoltaica**

denominato

“DELICETO HV”

Relazione tecnica generale

Progetto definitivo

Sommario

1. Definizioni.....	1
2. Premessa.....	2
3. Normativa di riferimento.....	5
4. Caratteristiche generali del sito.....	8
5. Descrizione generale dell'impianto.....	10
5.1 Lotto Bovino.....	11
5.2 Lotto Castelluccio dei Sauri.....	20
6. Componentistica impiegata.....	31
6.1 Moduli fotovoltaici.....	31
6.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici.....	32
6.3 Linee elettriche di bassa tensione in DC.....	32
6.4 Quadri parallelo stringhe.....	34
6.5 Gruppi di conversione DC/AC.....	35
6.6 Trasformatori di potenza.....	37
6.7 Linee elettriche di sottocampo.....	37
6.8 Cabina di raccolta.....	39
6.9 Quadro elettrico generale a 30 kV.....	40
6.10 Dorsali a 30 kV di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utanza.....	42
6.11 Cavi in fibra ottica.....	43
6.12 Locali trasformatori servizi ausiliari.....	43
6.12 Servizi ausiliari di impianto.....	44

1. Definizioni

Ai fini del presente elaborato, oltre alle definizioni contenute nel Glossario dei termini del Codice di Rete e nella normativa di settore, si adottano specificatamente le seguenti:

- **Campo fotovoltaico:** insieme di tutte le stringhe fotovoltaiche di un sistema dato.
- **Sottocampo fotovoltaico:** le parti del campo fotovoltaico che si connettono in maniera distinta alla sezione a 30 kV attraverso le linee di sotto-campo. Il termine di sottocampo fotovoltaico ai fini della presente guida non rappresenta l'insieme delle stringhe connesse al singolo inverter ma fa riferimento alla parzializzazione della Centrale Fotovoltaica nella sezione a 30 kV dell'impianto d'utenza.
- **Stringa fotovoltaica:** insieme di pannelli fotovoltaici collegati elettricamente in serie.
- **Impianto di Rete per la connessione:** porzione di impianto per la connessione, di competenza del Gestore di rete, compreso tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione;
- **Impianto di Utenza per la Connessione:** porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza dell'Utente;
- **Impianto per la Connessione:** insieme degli impianti di rete e di utenza necessari per la connessione alla rete di un Utente;
- **Dispositivo Di Generatore (DDG):** apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del gruppo di generazione;
- **Dispositivo Generale di utente (DG):** apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete;
- **Dispositivo Di Interfaccia (DDI):** una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

2. Premessa

La Società HF SOLAR 8 S.r.l. intende realizzare un impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile, attraverso tecnologia fotovoltaica, integrato da attività agricola, da connettere alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN. Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, ed a cui si rimanda per maggiori dettagli, l'impianto risulta costituito da due sezioni denominate "**Lotto Bovino da 23.149,84 kWp**" e "**Lotto Castelluccio dei Sauri da 40.634,16 kWp**", per una potenza complessiva di **63.784,00 kWp**, le quali verranno realizzate nel territorio comunale di Bovino (FG), in Località Lamia, su lotti di terreno distinti al N.T.C. al foglio n°12 particella 163 e nel territorio comunale di Castelluccio dei Sauri (FG) in Località Posta Contessa al Foglio n°14 particelle 10, 12, 13, 16, 21, 63, 66, 67, 68, 71, 72, 73, 88, 89, 94 e 233.

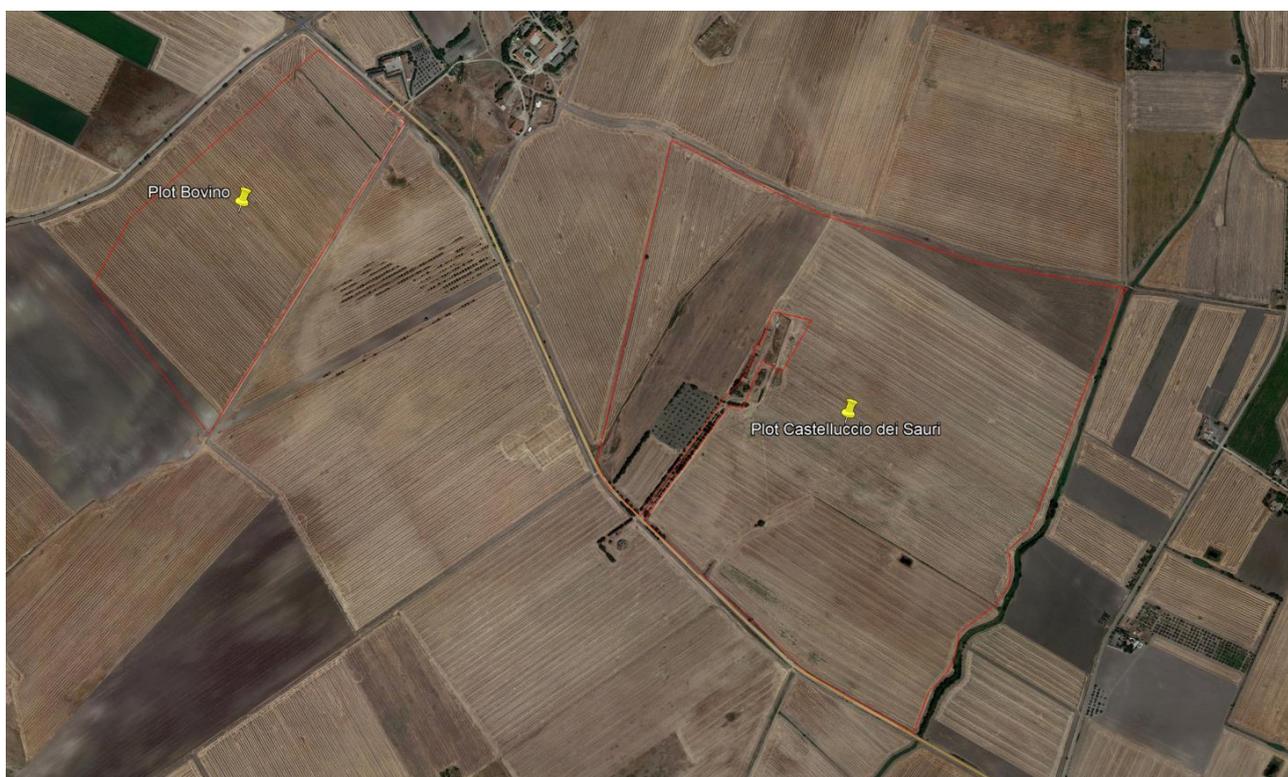


Figura 1: inquadramento area di impianto su earth

Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione ricevuto ed identificato con Codice Pratica 202001480, prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN denominata "Deliceto".

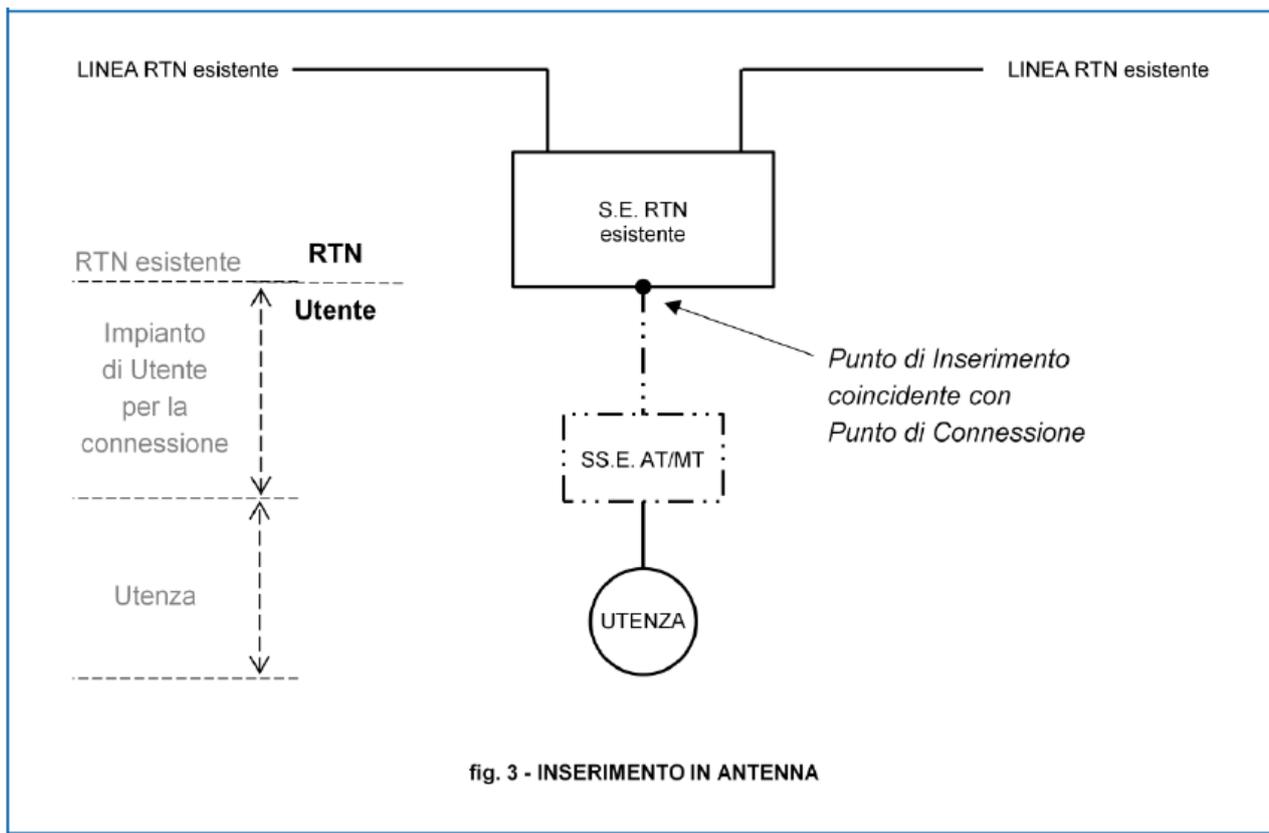


Figura 2: schema di inserimento in antenna con la sezione a 150 kV di una Stazione Elettrica RTN

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento della centrale alla stazione elettrica della RTN, costituisce **Impianto di Utenza per la Connessione**, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella suddetta stazione costituisce **Impianto di Rete per la Connessione**. La restante parte di impianto, a valle dell'impianto di utenza per la connessione, si configura, ai sensi della Norma CEI 0-16, come **Impianto di Utenza**.

Considerando che l'impianto sarà sottoposto ad **Iter di Procedura Unica Ambientale**, ai sensi del D.Lgs. n° 152 del 2006 e s.m.i., e ad **Autorizzazione Unica**, ai sensi del D.Lgs. n° 387 del 2003 e s.m.i., la Società Proponente espletterà direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione, oltre che per l'impianto di produzione e di utenza, anche per le Opere di Rete strettamente necessarie per la connessione alla RTN indicate nella "Soluzione Tecnica Minima Generale di Connessione" STMG descritta nel preventivo di connessione sopra citato.

Il progetto dell'Impianto di Rete per la Connessione, è stato elaborato in piena osservanza della Soluzione Tecnica Minima Generale e sottoposto al Gestore di Rete, ottenendo il benestare tecnico in data **27.12.2023**.

In questo contesto verranno descritte le caratteristiche delle Opere Elettriche costituenti l'Impianto di Produzione. Per maggiori dettagli sulle Opere di Rete necessarie per la connessione e sull'Impianto di Utenza per la connessione, si rimanda alle relazioni tecniche specialistiche allegate al progetto.

3. Normativa di riferimento

I principali riferimenti Normativi e legislativi presi in considerazione ai fini della progettazione delle opere oggetto della presente relazione, sono quelli di seguito elencati:

- D.P.R. n° 547/55: “Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro”;
- D.Lgs.81/08: Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- D.Lgs.37/08: Per la sicurezza elettrica;
- Delibera AEEG N.99/08: “Testo integrato delle connessioni attive – TICA” Guida Enel Distribuzione Spa Dicembre 2009: “Guida per le Connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione” Ed. 1.1;
- Deliberazione n.280/07: Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell’energia elettrica ai sensi dell’articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04;
- CEI 11-1: “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata”;
- CEI 11-4 “Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne”;
- CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo”
- 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 0-2 “Guida per la definizione della documentazione degli impianti elettrici”;
- CEI 106-11 “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;
- CEI 211-4 Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e stazioni elettriche”;
- CEI 11-37 “Guida per l’esecuzione degli impianti di terra di impianti utilizzatori in cui sono presenti sistemi con tensione maggiore di 1 kV”;
- CEI 103-6 “Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto”;
- CEI 11-20: “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di 1° e 2° categoria”;
- CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua”;
- CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): “Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”;

- CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): “Prescrizioni particolari per i condotti sbarre”;
- CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): “Prescrizioni particolari per apparecchiature 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 EN 60445 (CEI 16-2): “Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione-Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico”;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): “Gradi di protezione degli involucri (codice IP)”;
- UNI 10349: “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici”;
- Norme UNI/ISO: Per le strutture di supporto;
- CEI EN 61000-3-2 Armoniche lato a.c.;
- CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
- CEI 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 450/750V;
- CEI 81-1 Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI 81-3 Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 81-4 Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- R.D. n. 1775 del 11/12/1933 Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici;
- R.D. n. 1969 del 25/11/1940 Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne;
- D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 - “Regolamento di esecuzione della legge 13 dicembre 1964, n. 1341 (2), recante norme tecniche per la disciplina della costruzione ed esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- Legge dello Stato n. 339 28/06/1986 “Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- D.M. n. 449 del 21/3/1988 - “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne” - Norma Linee);
- D.M. n. 16/01/1991 - “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- Codice Civile (relativamente alla stipula degli atti di costituzione di servitù);
- D.P.C.M del 8/07/2003 - “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)”;
- D.Lgs. n. 285/92 - Codice della strada (e successive modificazioni);

- Legge n. 1086 del 5/11/1971 “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica” e successive modificazioni;
- Legge n. 64 del 2/02/1974 - “Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche” e successive modificazioni;
- Legge n. 10 del 28/01/1977 - “Edificabilità dei suoli”;
- D.P.R. n. 495 del 16/12/1992 - “Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo codice della strada”.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili. Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti. Si applicano inoltre per quanto compatibili con le norme elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti ad energia rinnovabili collegati alla rete elettrica.

4. Caratteristiche generali del sito

Il progetto riguarda la realizzazione di un impianto agrivoltaico all'interno del territorio comunale di Bovino (FG) in Località Lamia al Foglio n°12 particella 163 e nel territorio comunale di Castelluccio dei Sauri (FG) in Località Posta Contessa al Foglio n°14 particelle 10, 12, 13, 16, 21, 63, 66, 67, 68, 71, 72, 73, 88, 89, 94 e 233 e delle relative opere di connessione individuate nei comuni di Bovino, Castelluccio dei Sauri e Deliceto.

L'impianto sarà così suddiviso:

- la parte di impianto, sita in territorio comunale di Bovino in Località Lamia, risiederà su un appezzamento di terreno denominato "Lotto Bovino". Questo è posto ad un'altitudine media di circa **222.00** m.s.l.m., di forma poligonale abbastanza regolare, avente un'estensione di circa **31,6 Ha**;
- la parte di impianto, sita in territorio comunale di Castelluccio dei Sauri in Località Posta Contessa, risiederà su un appezzamento di terreno denominato "Lotto Bovino". Questo è posto ad un'altitudine media di circa **215.00** m.s.l.m., di forma poligonale abbastanza regolare, avente un'estensione di circa **96,5 Ha**.

Dal punto di vista morfologico, i lotti sono caratterizzati da lievi e medie pendenze che degradano generalmente in direzione Sud e su questo saranno disposte le strutture degli inseguitori solari orientate secondo l'asse Nord-Sud;

Le aree sono facilmente raggiungibili attraverso la viabilità pubblica esistente. La viabilità interna al sito sarà garantita da una rete di strade interne in terra battuta (rotabili/carrabili).

L'area disponibile risulta essere complessivamente circa **128,16 ha** mentre quella di **impianto è di circa 69,35 ha**; di questi solo **31,67 ha** circa risultano essere occupati dagli inseguitori (**area captante**) determinando sulla superficie complessiva assoggettata all'impianto un'incidenza pari a circa il **24,7%**. **Si specifica altresì che la superficie occupata dalle coltivazioni sarà pari a circa 69,35 ha determinando un'incidenza delle sole coltivazioni pari a circa il 54,12% del totale contrattualizzato.**

Le aree oggetto di studio sono terreni rurali confinanti generalmente con terreni agricoli caratterizzati prevalentemente da colture alternate periodicamente tra foraggio e coltura cerealicola e, nell'area vasta, sono presenti anche degli oliveti.

I terreni contengono al loro interno dei canali ed aree con pendenze orografiche che non saranno interessati dalla posa in opera delle cabine e dei tracker monoassiali.

Nel complesso, l'assetto morfologico dell'area vasta circostante si presenta abbastanza uniforme in quanto si riscontra la presenza di aree abbastanza pianeggianti con alcuni tratti a lieve pendenza.

In fase di progetto, si è tenuto conto di una fascia di ombreggiamento dovuta alla futura fascia arborea perimetrale che potrebbe potenzialmente ostacolare l'irraggiamento diretto durante tutto l'arco della giornata. Non vi è presenza all'interno dei lotti interessati di edifici capaci di causare ombreggiamenti tali da compromettere la producibilità dell'impianto considerata la natura rurale del territorio.

5. Descrizione generale dell'impianto

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società **HF SOLAR 8 S.r.l.**, ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **63.784,00 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, verrà collegato in antenna a 150 kV sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN denominata "Deliceto".

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, l'impianto di produzione risulta suddiviso in due sezioni denominate rispettivamente "Lotto **Bovino da 23.149,84 kWp (n° 9 sottocampi fotovoltaici)**" e "Lotto **Castelluccio dei Sauri da 40.634,16 kWp (n° 15 sottocampi fotovoltaici)**", le quali saranno realizzate nel Territorio Comunale di Bovino e Castelluccio dei Sauri.

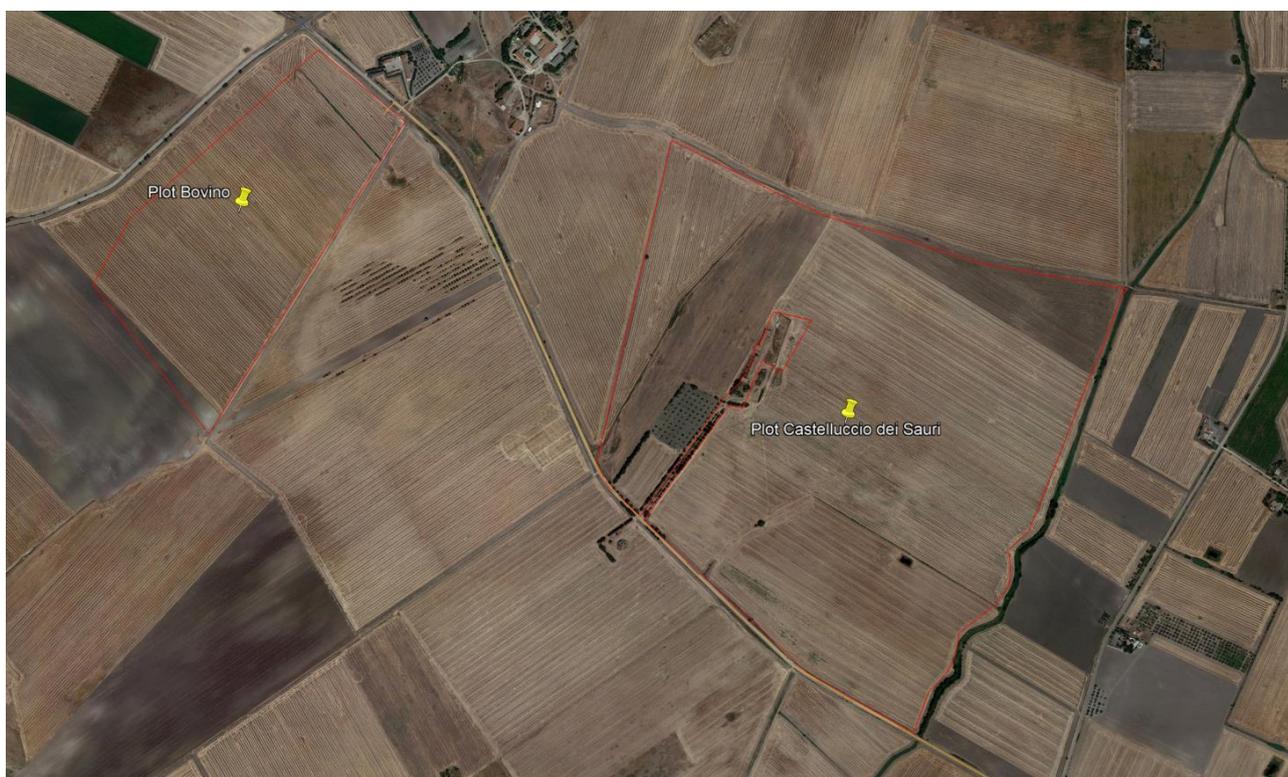


Figura 3: inquadramento area di impianto su earth

Di seguito, verranno descritte le caratteristiche delle *Opere di Utensità* costituenti le due sezioni di generazione, fermo restando che le scelte progettuali adottate potranno subire modifiche migliorative in fase di progettazione esecutiva in funzione del progresso tecnologico.

5.1 Lotto Bovino

La sezione di generazione denominata “**Lotto Bovino**” verrà realizzata nel territorio comunale di Bovino al Foglio 12 ed ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **23.149,84 kWp**.

Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica sfruttando l’effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra i filari di tracker per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento (che influiscono sulla producibilità energetica) e garantire adeguati spazi per la conduzione dell’attività agricola, degli ingombri delle Cabine di Conversione e Trasformazione dell’energia elettrica prodotta e della cabina di raccolta.

Per la realizzazione del campo di generazione, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici “*Trina Solar Bifacciali da 670 Wp*” costituiti da 132 celle in silicio monocristallino i quali, al fine di massimizzare la producibilità energetica, verranno montati su strutture di tipo tracker PVH da 28, 56 e 84 moduli.

ELECTRICAL DATA (STC)									MECHANICAL DATA	
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	635	640	645	650	655	660	665	670	Solar Cells	Monocrystalline
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5								No. of cells	132 cells
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5	Module Dimensions	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.15	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39	17.43	Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3	Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	18.21	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50	18.55	Encapsulant material	POE/EVA
Module Efficiency η_m (%)	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6	Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
STC: Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5. *Measuring tolerance: ±3%.										
Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)										
Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	680	685	690	696	701	706	712	717	Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5	J-Box	IP 68 rated
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.35	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60	18.63	Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3	Connector	MC4 EV02 / TS4*
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	19.48	19.54	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79	19.84	*Please refer to regional datasheet for specified connector.	
Irradiance ratio (rear/front)	10%									
Power bifaciality 70 ±5%.										
ELECTRICAL DATA (NOCT)										
Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	480	484	488	492	495	499	504	508	TEMPERATURE RATINGS	
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	34.6	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6	35.7	NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13.90	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16	14.20	Operational Temperature	-40~+85°C
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	42.3	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4	43.6	Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/°C
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	14.67	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91	14.95	Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.25%/°C
NOCT: Irradiance at 800W/m ² , Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.										
WARRANTY										
12 year Product Workmanship Warranty										
30 year Power Warranty										
2% first year degradation										
0.45% Annual Power Attenuation										
PACKAGING CONFIGURATION										
Modules per box: 31 pieces										
Modules per 40' container: 558 pieces										
(Please refer to product warranty for details)										

Figura 4: datasheet moduli fotovoltaici

Per ridurre i costi di investimento e manutenzione, si è scelto di adottare inverter di tipo centralizzati **SMA SUNNY CENTRAL da 2500 kVA**, a ciascuno dei quali verranno collegate in parallelo un certo

numero di stringhe fotovoltaiche, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:

SUNNY CENTRAL 1500 V			
Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Input (DC)			
MPP voltage range V_{DC} (at 25°C / at 35°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 25°C / at 50°C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	32	32	32
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²
Integrated zone monitoring	○	○	○
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Output (AC)			
Nominal AC power at cos $\varphi = 1$ (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos $\varphi = 0.8$ (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, max} =$ Max. output current $I_{AC, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% of nominal power	< 3% of nominal power	< 3% of nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ^{1) 11)}	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 490 V	655 V / 524 V to 721 V ¹¹⁾
AC power frequency	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz		
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ¹⁰⁾	> 2		
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ¹¹⁾	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited		
Efficiency			
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
Inputs-side disconnection point	DC load-break switch		
Outputs-side disconnection point	AC circuit breaker		
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I		
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I		
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III		
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○		
Insulation monitoring	○		
Degree of protection: electronics / air dust / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34		
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range ⁷⁾	-25 to 60°C / -13 to 140°F		
Noise emission ⁷⁾	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60°C / -40 to 140°F		
Temperature range (storage)	-40 to 70°C / -40 to 158°F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0% to 95%		
Maximum operating altitude above MSL ⁸⁾ 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m ³ /h		
Features			
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)		
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)		
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		
Communication with SMA string monitor (Transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM), Cat-5		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08 CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A		
EMC standards	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A		
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10
<p>1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion</p> <p>2) Efficiency measured without internal power supply</p> <p>3) Efficiency measured with internal power supply</p> <p>4) Self-consumption at rated operation</p> <p>5) Self-consumption at < 75% P_n at 25°C</p> <p>6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P_n at 35°C</p> <p>7) Sound pressure level at a distance of 10 m</p> <p>8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.</p> <p>9) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external“ must be selected, option "housekeeping" not combinable).</p> <p>10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA</p> <p>11) Depending on the DC voltage</p>			

Figura 5: datasheet inverter

Definito il layout di impianto e la tipologia di inverter da utilizzare, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

- 1. la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;*
- 2. la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
- 3. la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
- 4. la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.*

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

Verifica della condizione 1 (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- - 10° C per le zone fredde;
- 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ FV}(\theta_{min}) = N_s \cdot U_{MAX\ modulo}(\theta_{min}) [V]$$

dove N_s è il numero di moduli che costituiscono la stringa, $U_{MAX\ modulo}(\theta_{min})$ è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ modulo}(\theta_{min}) = U_{oc} (25^\circ C) - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

dove

- $U_{oc} (25^\circ C)$ è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$U_{MAX\ FV}(\theta_{min}) = N_s \cdot U_{MAX\ modulo}(\theta_{min}) = N_s \cdot [U_{oc} (25^\circ C) - \beta (25 - \theta_{min})] \leq U_{max\ inverter}$$

essendo $U_{max\ inverter}$ la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 2 (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$, e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPT MAX FV } (\theta_{\text{min.}})} = N_s \cdot U_{\text{MPPT MAX modulo } (\theta_{\text{min}})}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{\text{MPPT MAX modulo } (\theta_{\text{min}})}$ è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{\text{MPPT MAX modulo } (\theta_{\text{min}})} = U_{\text{MPPT}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{min}})$$

essendo U_{MPPT} la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$U_{\text{MPPT MAX FV } (\theta_{\text{min.}})} = N_s \cdot [U_{\text{MPPT}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{min}})] \leq U_{\text{MPPT MAX INVERTER}}$$

dove $U_{\text{MPPT MAX INVERTER}}$ è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 3 (la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$,
- temperatura θ_{max} pari a $70\text{-}80^\circ\text{C}$.

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPT min FV}} = N_s \cdot U_{\text{MPPT min modulo}}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{\text{MPPT min modulo}}$ è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$U_{\text{MPPT min modulo}} = U_{\text{MPPT modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{max}})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$U_{\text{MPPT min FV}} = N_s \cdot [U_{\text{MPPT modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{max}})] \geq U_{\text{MPPT min INVERTER}}$$

essendo $U_{\text{MPPT min INVERTER}}$ la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 4 (la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{\text{stringa, Max}} = 1,25 \cdot I_{\text{sc}}$$

dove:

- $I_{\text{stringa,Max}}$ è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- I_{sc} è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000W/m².

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$I_{\text{max FV}} = N_p \cdot 1,25 \cdot I_{\text{sc}} \leq I_{\text{max Inverter}}$$

dove:

- $I_{\text{max FV}}$ è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- N_p è il numero di stringhe in parallelo;
- $I_{\text{max inverter}}$ è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

Considerando che i tracker scelti sono predisposti per l'installazione di 28, 56 e 84 moduli fotovoltaici, la verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe *fotovoltaiche da 28 moduli*, ottenendo esito positivo.

Come deducibile dalle tavole di layout allegate e dallo schema elettrico unifilare dell'impianto (a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto), la sezione di generazione è stata suddivisa in **9 sottocampi fotovoltaici**, le cui potenze sono quelle di seguito elencate:

- Sottocampo fotovoltaico n°1, da 2.570,12 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°2, da 2.570,12 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°3, da 2.570,12 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°4, da 2.570,12 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°5, da 2.570,12 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°6, da 2.570,12 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°7, da 2.570,12 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°8, da 2.570,12 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°9, da 2.588,88 kWp;

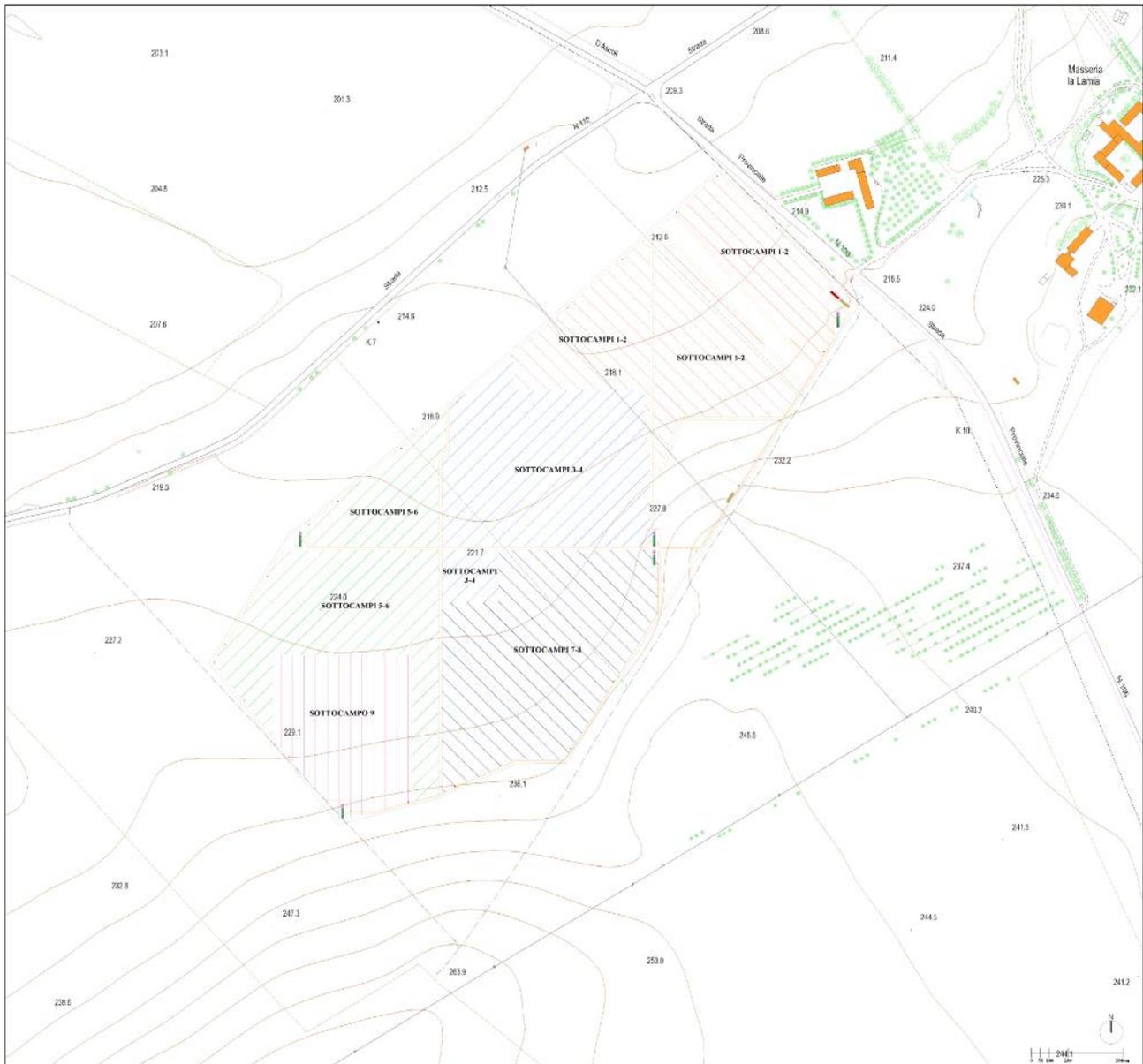


Figura 6: inquadramento territoriale Lotto Bovino su CTR

Per limitare l'occupazione del suolo e ridurre l'impatto ambientale, si è scelto di realizzare n° 5 “**locali di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta**”, i quali saranno a servizio dei sottocampi di seguito elencati, e n° 5 **locali per l'installazione dei trasformatori servizi ausiliari**:

- Locale di conversione e trasformazione n° 1: sottocampo 1 e sottocampo 2;
- Locale di conversione e trasformazione n° 2: sottocampo 3 e sottocampo 4;
- Locale di conversione e trasformazione n° 3: sottocampo 5 e sottocampo 6;
- Locale di conversione e trasformazione n° 4: sottocampo 7 e sottocampo 8;
- Locale di conversione e trasformazione n° 5: sottocampo 9.

I locali menzionati saranno di tipo *container e in cemento armato vibrato rispettivamente*, di dimensioni pari a circa 12,2x2,5x3 m e 3,5x2,5x2,7 m, premesso che la scelta potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

Le cabine elettriche verranno interconnesse tra loro in entra-esci a mezzo di linee elettriche in cavo interrato a 30 kV a struttura radiale, e collegate al quadro elettrico generale a 30 kV installato all'interno della *cabina di raccolta*. In particolare, è prevista la realizzazione di n° 2 linee come di seguito indicato:

- Linea n° 1, interconnette le cabine di trasformazione n° 1, 2 e 3;
- Linea n° 2, interconnette le cabine di trasformazione n° 4 e 5;

Dalla cabina di raccolta, posizionata in prossimità dell'area di accesso al sito, partirà una dorsale a 30 kV in cavo interrato, a mezzo della quale l'impianto verrà collegato con la sezione di media tensione della Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT 30/150 kV.

5.2 Lotto Castelluccio dei Sauri

La sezione di generazione denominata "**Lotto Castelluccio dei Sauri**" verrà realizzata nel territorio comunale di Castelluccio dei Sauri al Foglio 14 ed ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **40.634,16 kWp**.

Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra i filari di tracker per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento (che influiscono sulla producibilità energetica) e garantire adeguati spazi per la conduzione dell'attività agricola, degli ingombri delle Cabine di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta e della cabina di raccolta.

Per la realizzazione del campo di generazione, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici "*Trina Solar Bifacciali da 670 Wp*" costituiti da 132 celle in silicio monocristallino i quali, al fine di massimizzare la producibilità energetica, verranno montati su strutture di tipo tracker PVH da 28, 56 e 84 moduli.

ELECTRICAL DATA (STC)								
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	635	640	645	650	655	660	665	670
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5							
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.15	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39	17.43
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.21	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50	18.55
Module Efficiency η_m (%)	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

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

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	690	695	690	696	701	706	712	717
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.35	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60	18.63
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	19.48	19.54	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79	19.84
Irradiance ratio (rear/front)	10%							

Power Bifaciality: 70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	480	484	488	492	495	499	504	508
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	34.6	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6	35.7
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13.90	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16	14.20
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	42.3	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4	43.6
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.67	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91	14.95

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

MECHANICAL DATA	
Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)
Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
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) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS		MAXIMUM RATINGS	
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)	Operational Temperature	-40~+85°C
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/°C	Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C	Max Series Fuse Rating	35A
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C		

WARRANTY

- 12 year Product Workmanship Warranty
- 30 year Power Warranty
- 2% first year degradation
- 0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per box: 31 pieces
- Modules per 40' container: 558 pieces

Figura 7: datasheet moduli fotovoltaici

Per ridurre i costi di investimento e manutenzione, si è scelto di adottare inverter di tipo centralizzati **SMA SUNNY CENTRAL da 2500 kVA**, a ciascuno dei quali verranno collegate in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:

SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Input (DC)			
MPP voltage range V_{DC} (at 25°C / at 35°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 25°C / at 50°C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	32	32	32
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kmil, 2 x 400 mm ²
Integrated zone monitoring	o	o	o
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Output (AC)			
Nominal AC power at cos $\varphi = 1$ (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos $\varphi = 0.8$ (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, max} =$ Max. output current $I_{AC, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ¹⁾	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V ¹⁾
AC power frequency		50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ¹⁰⁾		> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ¹¹⁾		● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
Efficiency			
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
Input-side disconnection point		DC load-break switch	
Output-side disconnection point		AC circuit breaker	
DC overvoltage protection		Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)		Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)		Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring		o / o	
Insulation monitoring		o	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)		IP65 / IP34 / IP34	
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range ⁸⁾	-25 to 60°C / -13 to 140°F		
Noise emission ⁷⁾	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60°C / -40 to 140°F		
Temperature range (storage)	-40 to 70°C / -40 to 158°F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0% to 95%		
Maximum operating altitude above MSL ⁹⁾ 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / o / o (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m ³ /h		
Features			
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)		
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)		
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	o (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL IEE1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10
<p>1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion</p> <p>2) Efficiency measured without internal power supply</p> <p>3) Efficiency measured with internal power supply</p> <p>4) Self-consumption at rated operation</p> <p>5) Self-consumption at < 75% P_n at 25°C</p> <p>6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P_n at 35°C</p> <p>7) Sound pressure level at a distance of 10 m</p> <p>8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.</p> <p>9) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external“ must be selected, option „housekeeping“ not combinable).</p> <p>10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA</p> <p>11) Depending on the DC voltage</p>			

Figura 8: datasheet inverter

Definito il layout di impianto e la tipologia di inverter da utilizzare, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

5. *la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;*
6. *la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
7. *la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
8. *la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.*

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

Verifica della condizione 1 (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- - 10° C per le zone fredde;
- 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ FV}(\theta_{min}) = N_s \cdot U_{MAX\ modulo}(\theta_{min}) [V]$$

dove N_s è il numero di moduli che costituiscono la stringa, $U_{MAX\ modulo}(\theta_{min})$ è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ modulo}(\theta_{min}) = U_{oc} (25^\circ C) - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

dove

- $U_{oc} (25^\circ C)$ è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$U_{MAX\ FV}(\theta_{min}) = N_s \cdot U_{MAX\ modulo}(\theta_{min}) = N_s \cdot [U_{oc} (25^\circ C) - \beta (25 - \theta_{min})] \leq U_{max\ inverter}$$

essendo $U_{max\ inverter}$ la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 2 (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$, e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPT MAX FV } (\theta_{\text{min.}})} = N_s \cdot U_{\text{MPPT MAX modulo } (\theta_{\text{min}})}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{\text{MPPT MAX modulo } (\theta_{\text{min}})}$ è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{\text{MPPT MAX modulo } (\theta_{\text{min}})} = U_{\text{MPPT}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{min}})$$

essendo U_{MPPT} la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$U_{\text{MPPT MAX FV } (\theta_{\text{min.}})} = N_s \cdot [U_{\text{MPPT}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{min}})] \leq U_{\text{MPPT MAX INVERTER}}$$

dove $U_{\text{MPPT MAX INVERTER}}$ è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 3 (la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$,
- temperatura θ_{max} pari a $70\text{-}80^\circ\text{C}$.

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPT min FV}} = N_s \cdot U_{\text{MPPT min modulo}}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{\text{MPPT min modulo}}$ è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$U_{\text{MPPT min modulo}} = U_{\text{MPPT modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{max}})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$U_{\text{MPPT min FV}} = N_s \cdot [U_{\text{MPPT modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{max}})] \geq U_{\text{MPPT min INVERTER}}$$

essendo $U_{\text{MPPT min INVERTER}}$ la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 4 (la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{\text{stringa, Max}} = 1,25 \cdot I_{\text{sc}}$$

dove:

- $I_{\text{stringa,Max}}$ è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- I_{sc} è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a $1000\text{W}/\text{m}^2$.

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$I_{\text{max FV}} = N_p \cdot 1,25 \cdot I_{\text{sc}} \leq I_{\text{max Inverter}}$$

dove:

- $I_{\text{max FV}}$ è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- N_p è il numero di stringhe in parallelo;
- $I_{\text{max inverter}}$ è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

Considerando che i tracker scelti sono predisposti per l'installazione di 28, 56 e 84 moduli fotovoltaici, la verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe *fotovoltaiche da 28 moduli*, ottenendo esito positivo.

Come deducibile dalle tavole di layout allegata e dallo schema elettrico unifilare dell'impianto (a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto), la sezione di generazione è stata suddivisa in *15 sottocampi fotovoltaici*, le cui potenze sono quelle di seguito elencate:

- Sottocampo fotovoltaico n°10, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°11, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°12, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°13, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°14, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°15, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°16, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°17, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°18, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°19, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°20, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°21, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°22, da 2.814,00 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°23, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°24, da 2.701,44 kWp;

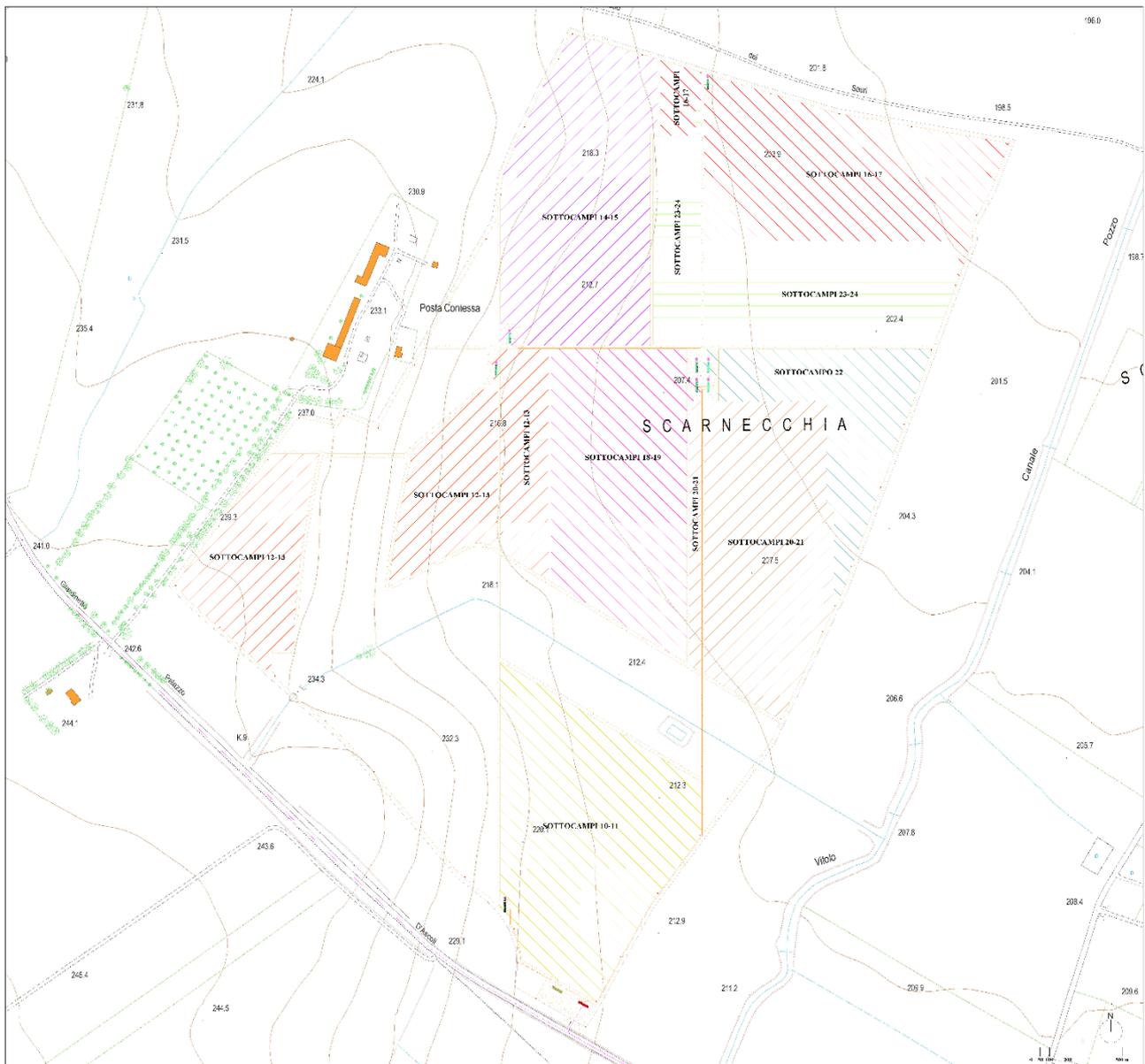


Figura 9: inquadramento territoriale Lotto-Castelluccio dei Sauri su CTR

Per limitare l'occupazione del suolo e ridurre l'impatto ambientale, si è scelto di realizzare n° 8 ***“locali di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta”***, i quali saranno a servizio dei sottocampi di seguito elencati, e n° 8 ***locali per l'installazione dei trasformatori servizi ausiliari***:

- Locale di conversione e trasformazione n° 6: sottocampo 10 e sottocampo 11;
- Locale di conversione e trasformazione n° 7: sottocampo 12 e sottocampo 13;
- Locale di conversione e trasformazione n° 8: sottocampo 14 e sottocampo 15;
- Locale di conversione e trasformazione n° 9: sottocampo 16 e sottocampo 17;
- Locale di conversione e trasformazione n° 10: sottocampo 18 e sottocampo 19;
- Locale di conversione e trasformazione n° 11: sottocampo 20 e sottocampo 21;

- Locale di conversione e trasformazione n° 12: sottocampo 22;
- Locale di conversione e trasformazione n° 13: sottocampo 23 e sottocampo 24.

I locali menzionati saranno di tipo *container e in cemento armato vibrato rispettivamente*, di dimensioni pari a circa 12,2x2,5x3 m e 3,5x2,5x2,7 m, premesso che la scelta potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

Le cabine elettriche verranno interconnesse tra loro in entra-esci a mezzo di linee elettriche in cavo interrato a 30 kV a struttura radiale, e collegate al quadro elettrico generale a 30 kV installato all'interno della *cabina di raccolta*. In particolare, è prevista la realizzazione di n° 2 linee come di seguito indicato:

- Linea n° 1, interconnette le cabine di trasformazione n° 6, 7, 8 e 9;
- Linea n° 2, interconnette le cabine di trasformazione n° 10, 11, 12 e 13.

Dalla cabina di raccolta, posizionata in prossimità dell'area di accesso al sito, partirà una dorsale a 30 kV in cavo interrato, a mezzo della quale l'impianto verrà collegato con la sezione di media tensione della Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT 30/150 kV.

6. Componentistica impiegata

Di seguito vengono descritte le caratteristiche delle varie apparecchiature costituenti il generatore fotovoltaico e il cosiddetto BOS (Balance of System o resto del sistema) inteso come l'insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici, fermo restando che le scelte adottate sono suscettibili di modifica in fase di *progettazione esecutiva* in funzione della disponibilità del mercato e del progresso tecnologico.

6.1 Moduli fotovoltaici

Premesso che i moduli verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in fase di realizzazione, in questa fase della progettazione, ai fini del dimensionamento del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici *Trina Solar Bifacciali da 670Wp costituiti da 132 celle in silicio monocristallino*.

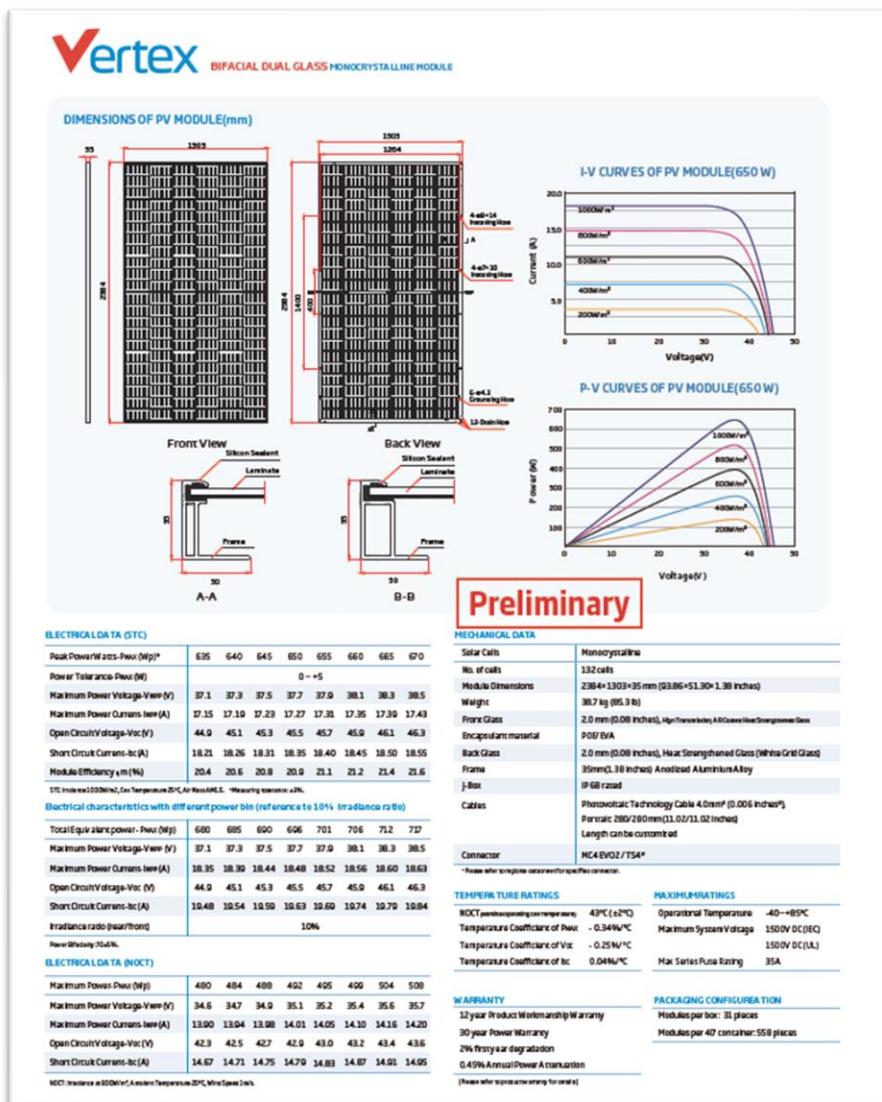


Figura 10: scheda tecnica dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva

6.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici

L'impianto progettato si avvale di inseguitori monoassiali di rollio ad asse orizzontale (la rotazione avviene attorno ad un asse parallelo al suolo, orientato NORD-SUD, con inseguimento EST-OVEST). Le strutture sono costituite da tubolari metallici in acciaio opportunamente dimensionati; si attestano orizzontalmente ad un'altezza di circa 2,6 m in fase di riposo, mentre in fase di esercizio raggiungono una quota massima di circa 4,5 metri di altezza massima rispetto alla quota del terreno.

Tali strutture verranno appoggiate a pilastri di forma rettangolare di medesima sezione ed infissi nel terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo. In fase esecutiva l'inseguitore potrà essere sostituito da altri analoghi modelli, anche di altri costruttori concorrenti (ad es. Nclave, ZIMMERMANN, ed altri) in relazione allo stato dell'arte della tecnologia al momento della realizzazione del Parco, con l'obiettivo di minimizzare l'impronta al suolo a parità di potenza installata.

6.3 Linee elettriche di bassa tensione in DC

Le linee elettriche di bassa tensione in corrente continua, consentiranno di collegare le stringhe fotovoltaiche ai *Quadri di Parallelo Stringhe* (di seguito QPS), i quali, verranno dislocati sul campo in posizione quanto più possibile baricentrica, in modo tale da ottimizzare lo sviluppo delle linee e limitare le perdite di potenza attiva per effetto Joule.

Ciascuna delle linee menzionate, è stata dimensionata in funzione della massima corrente di stringa, incrementata cautelativamente del 25% per tenere conto dell'aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000 W/m².

Supponendo di utilizzare *cavi solari H1Z2Z2-K*, assumendo una lunghezza media di 25 m e nell'ottica di limitare le perdite di potenza attiva a valori non superiori all'1%, la sezione minima da adottare è quella da 10 mm². La scelta adottata, tuttavia, potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

Formation Formazione	Ø approx. conducteur Ø indicativo conduttore	Épaisseur moyenne isolant Spessore medio isolante	Épaisseur moyenne gaine Spessore medio guaina	Ø. approx. production Ø indicativo produzione	Poids approx. câble Peso indicativo cavo	Résistance électrique max à 20°C Resistenza elettrica max a 20°C	Intensité admissible à l'air libre Portata di corrente in aria libera	
							Câble seul Singolo cavo 60°C	2 câbles adjacents 2 cavi adiacenti 60°C
n° x mm²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/km	A	A
1 x 1,5	1,5	0,7	0,8	4,7	34	13,7	30	24
1 x 2,5	2,1	0,7	0,8	5,2	47	8,21	40	33
1 x 4	2,5	0,7	0,8	5,8	58	5,09	55	44
1 x 6	3,0	0,7	0,8	6,5	80	3,39	70	70
1 x 10	4,0	0,7	0,8	7,9	127	1,95	95	95
1 x 16	5,0	0,7	0,9	8,8	180	1,24	130	107
1 x 25	6,2	0,9	1,0	10,6	270	0,795	180	142
1 x 35	7,6	0,9	1,1	12,0	360	0,565	220	176
1 x 50	8,9	1,0	1,2	14,1	515	0,393	280	221
1 x 70	10,5	1,1	1,2	15,9	720	0,277	350	278
1 x 95	12,5	1,1	1,3	17,7	915	0,210	410	333
1 x 120	13,7	1,2	1,3	19,8	1160	0,164	480	390
1 x 150	16,1	1,4	1,4	21,7	1460	0,132	566	453
1 x 185	17,7	1,6	1,6	24,1	1780	0,108	644	515
1 x 240	19,9	1,7	1,7	26,7	2310	0,082	775	620

Figura 11: Scheda tecnica cavi solari H1Z2Z2-K

Per il collegamento dei QPS ai gruppi di conversione, verranno utilizzati cavi ordinari di bassa tensione FG7 0,6/1kV per posa interrata, dimensionati in funzione del numero di stringhe interconnesse.

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, a cui si rimanda per una maggiore comprensione, nel caso più sfavorevole si hanno n° 12 stringhe fotovoltaiche in parallelo, pertanto la corrente di impiego assunta ai fini del dimensionamento della linea è pari a:

$$I_B = 1,25 \sum_{i=1}^{12} I_{sc \text{ stringa}}$$

dove:

- I_B è la corrente di impiego [A];
- i è il numero di stringhe collegate afferenti al QPS;
- $I_{max \text{ stringa}}$ è la corrente massima di stringa incrementata cautelativamente del 25%;
- 1,25 è un coefficiente di sicurezza applicato ai fini del calcolo della massima corrente transiente nella linea oggetto di dimensionamento.

Sostituendo i valori, si ottiene:

$$I_B = (1,25 \times 18,55 \times 12) = 279 \text{ A}$$

Ai fini della scelta della sezione, è stato applicato il criterio termico, in base al quale il cavo, nelle condizioni di posa previste dal progetto, deve avere una portata non inferiore alla corrente di impiego del circuito. Considerando che le linee BT in esame, condivideranno la trincea di scavo, applicando un coefficiente correttivo della portata K_4 pari a 0,75 (gli altri fattori correttivi sono stati assunti unitari), la prima sezione commerciale che consente di soddisfare il vincolo imposto dal criterio di dimensionamento applicato è quella da 240 mm². Tuttavia, tenendo conto del fatto che le condizioni di posa potranno subire variazioni in fase di progettazione esecutiva, si è scelto di utilizzare, cautelativamente, cavi da unipolari da 300 mm². La scelta adottata potrà subire variazioni in fase di progettazione esecutiva.

Considerando una lunghezza media di 250 m, è stata calcolata la caduta di tensione verificando che questa risulti inferiore al 4%, ottenendo esito positivo.

Numero conduttori		Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Diametro est. indicativo di produzione	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portate di corrente	
Cores number		Cross section	Approx conductor diameter	Insulation medium thickness	Approx external production diameter	Approx cable weight	Electric resistance at 20°C	20°C Interrato	30° In tubo o in aria
(N°)	(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	(A)	(A)
Unipolare / Single core									
1x	1.5	1.6	0.7	6.05	51	13.3	21	20	
1x	2.5	2	0.7	6.50	63	7.98	27	28	
1x	4	2.6	0.7	7.15	82	4.95	35	37	
1x	6	3.4	0.7	7.50	101	3.3	44	48	
1x	10	4.4	0.7	7.99	152	1.91	59	66	
1x	16	5.7	0.7	9.10	211	1.21	77	88	
1x	25	6.9	0.9	10.40	301	0.78	100	117	
1x	35	8.1	0.9	11.70	396	0.554	121	144	
1x	50	9.8	1	14.05	556	0.386	150	175	
1x	70	11.6	1.1	15.90	761	0.272	184	222	
1x	95	13.3	1.1	17.59	991	0.206	217	269	
1x	120	15.1	1.2	19.90	1219	0.161	259	312	
1x	150	16.8	1.4	22.01	1517	0.129	287	355	
1x	185	18.6	1.6	24.20	1821	0.106	323	417	
1x	240	21.4	1.7	26.88	2366	0.0801	379	490	
1x	300	23.9	1.8	31.70	2947	0.0641	429	-	
1x	400	27.5	2	35.10	3870	0.0486	541	-	

Figura 12: scheda tecnica cavi BT

6.4 Quadri parallelo stringhe

Il collegamento in parallelo delle stringhe, verrà realizzato a mezzo di quadri parallelo dislocati lungo il campo e disposti in posizione baricentrica in modo tale da ridurre l'estensione delle linee elettriche

in corrente continua. Essi saranno equipaggiati con interruttori di manovra sezionatori con fusibili, i quali garantiranno la protezione contro le sovracorrenti e consentiranno di sezionare le stringhe in occasione di interventi di manutenzione.

Ai fini della protezione dalle sovratensioni di origine atmosferica, verranno installati, su ciascun polo, scaricatori di sovratensione.

6.5 Gruppi di conversione DC/AC

Per ciascun sottocampo fotovoltaico, è previsto l'utilizzo di un gruppo di conversione dell'energia elettrica prodotta di tipo centralizzato *SMA SUNNY CENTRAL da 2500 kVA*, le cui caratteristiche tecniche sono deducibili dal datasheet di seguito riportato:

SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Input (DC)			
MPP voltage range V_{DC} (at 25°C / at 35°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 25°C / at 50°C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	32	32	32
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²
Integrated zone monitoring	○	○	○
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Output (AC)			
Nominal AC power at cos φ = 1 (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos φ = 0.8 (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ = Max. output current $I_{AC, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ¹⁾	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V ¹⁾
AC power frequency		50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ¹¹⁾		> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ¹¹⁾		● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
Efficiency			
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC efficiency ⁴⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
Inputs-side disconnection point		DC load-break switch	
Outputs-side disconnection point		AC circuit breaker	
DC overvoltage protection		Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)		Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)		Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring		○ / ○	
Insulation monitoring		○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)		IP65 / IP34 / IP34	
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. ⁵⁾ / partial load ⁶⁾ / average ⁶⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range ⁶⁾	-25 to 60°C / -13 to 140°F		
Noise emission ⁷⁾	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60°C / -40 to 140°F		
Temperature range (storage)	-40 to 70°C / -40 to 158°F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0% to 95%		
Maximum operating altitude above MSL ⁸⁾ 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m ³ /h		
Features			
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)		
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)		
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL7004		
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08 CISPR 11, CISPR 22		
EMC standards	EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10
<p>1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion</p> <p>2) Efficiency measured without internal power supply</p> <p>3) Efficiency measured with internal power supply</p> <p>4) Self-consumption at rated operation</p> <p>5) Self-consumption at < 75% P_n at 25°C</p> <p>6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P_n at 35°C</p> <p>7) Sound pressure level at a distance of 10 m</p> <p>8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.</p> <p>9) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external“ must be selected, option „housekeeping“ not combinable).</p> <p>10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA</p> <p>11) Depending on the DC voltage</p>			

Figura 13: datasheet inverter centralizzato SMA

Complessivamente verranno utilizzati 24 inverter centralizzati per una potenza complessiva pari alla potenza in immissione richiesta al Gestore di Rete (60.000 kVA).

6.6 Trasformatori di potenza

Per ciascun sottocampo è previsto l'utilizzo di un *trasformatore di potenza da 2500 kVA isolato in resina* le cui caratteristiche sono deducibili dal datasheet sotto riportato:

CODICE	POTENZA (KVA)	Po - Ao (W)	Pcc - (W)	Pcc - (W)	Vcc% (%)	Io (%)	DIMENSIONI			PESO (Kg)
							(mm)			
							L	P	H	
ECOTR0100Y4001	100	280	2050	Bk	6	1,8	1250	800	1200	980
ECOTR0160Y4001	160	400	2900	Bk	6	1,7	1400	800	1200	1100
ECOTR0200Y4001	200	460	3350	Bk	6	1,7	1400	800	1400	1150
ECOTR0250Y4001	250	520	3800	Bk	6	1,5	1400	800	1450	1250
ECOTR0315Y4001	315	635	4650	Bk	6	1,5	1400	800	1650	1350
ECOTR0400Y4001	400	750	5500	Bk	6	1,3	1500	800	1650	1500
ECOTR0500Y4001	500	925	6550	Bk	6	1,1	1600	800	1650	1650
ECOTR0630Y4001	630	1100	7600	Bk	6	1	1600	800	1750	1750
ECOTR0800Y4001	800	1300	8000	Ak	6	1	1600	1000	1850	2100
ECOTR1000Y4001	1000	1550	9000	Ak	6	0,9	1650	1000	1900	2600
ECOTR1250Y4001	1250	1800	11000	Ak	6	0,9	1750	1000	1900	2900
ECOTR1600Y4001	1600	2200	13000	Ak	6	0,7	1800	1300	2100	3600
ECOTR2000Y4001	2000	2600	16000	Ak	6	0,6	1950	1300	2150	4200
ECOTR2500Y4001	2500	3100	19000	Ak	6	0,5	2850	1300	2250	4800
ECOTR3150Y4001	3150	3800	22000	Ak	6	0,4	3150	1350	2450	5200

Figura 14: scheda tecnica trasformatori di potenza

6.7 Linee elettriche di sottocampo

Le cabine elettriche di trasformazione interne al campo, verranno collegate al quadro elettrico generale installato all'interno della cabina di raccolta, a mezzo di linee elettriche in *cavo ad elica visibile ARE4H5EX* elettrificate a 30 kV.

In questo contesto, vengono riportate le caratteristiche delle linee menzionate, rimandando alla relazione tecnica specialistica "*Dimensionamento linee elettriche di media tensione*" per maggiori dettagli sui criteri di dimensionamento applicati.

Lo schema elettrico proposto, prevede la realizzazione di n° 4 linee elettriche a struttura radiale, le quali interconnettono le cabine di trasformazione secondo l'ordine di seguito indicato:

- Linea n° 1: interconnette le cabine 1, 2 e 3;
- Linea n° 2: interconnette le cabine 4 e 5;
- Linea n° 3: interconnette le cabine 6, 7, 8 e 9;
- Linea n° 4: interconnette le cabine 10, 11, 12 e 13;

Le linee, dimensionate in funzione della potenza da trasmettere, presentano le caratteristiche di seguito indicate:

Linea 30 kV n° 1

- Tipologia di cavo: *ad elica visibile ARE4H5EX*;
- Formazione: 3x(1x240) mm²;
- Lunghezza: circa 800 m circa;

Linea 30 kV n° 2

- Tipologia di cavo: *ad elica visibile ARE4H5EX*;
- Formazione: 3x(1x185) mm²;
- Lunghezza: circa 910 m circa.

Linea 30 kV n° 3

- Tipologia di cavo: *ad elica visibile ARE4H5EX*;
- Formazione: 3x(1x400) mm²;
- Lunghezza: circa 1320 m circa.

Linea 30 kV n° 4

- Tipologia di cavo: *ad elica visibile ARE4H5EX*;
- Formazione: 3x(1x300) mm²;
- Lunghezza: circa 800 m circa.

ARE4H5E(X) 18/30(36)kV SK1 (SHOCK PROOF 1)

CARATTERISTICHE DIMENSIONALI

Nome	Diametro del conduttore [mm]	Diametro sull'isolante [mm]	Diametro esterno [mm]	Peso approssimativo [kg/km]
ARE4H5E(X) 18/30 kV 50 mm ² SK1	8,2	24,2	36,8	1010
ARE4H5E(X) 18/30 kV 70 mm ² SK1	9,8	25,8	38,4	1130
ARE4H5E(X) 18/30 kV 95 mm ² SK1	11,5	26,5	39,2	1210
ARE4H5E(X) 18/30 kV 120 mm ² SK1	13,1	27,5	40,2	1310
ARE4H5E(X) 18/30 kV 150 mm ² SK1	14,3	28,5	41,3	1410
ARE4H5E(X) 18/30 kV 185 mm ² SK1	16,0	30,2	43,1	1570
ARE4H5E(X) 18/30 kV 240 mm ² SK1	18,5	32,7	45,7	1820
ARE4H5E(X) 18/30 kV 300 mm ² SK1	20,7	34,9	48	2060
ARE4H5E(X) 18/30 kV 400 mm ² SK1	23,5	37,7	50,9	2390
ARE4H5E(X) 18/30 kV 500 mm ² SK1	26,5	40,9	54,3	2820
ARE4H5E(X) 18/30 kV 630 mm ² SK1	30,0	45,0	58,6	3390

Figura 15: scheda tecnica cavi 30 kV ad elica visibile

6.8 Cabina di raccolta

Per ciascuna delle due sezioni di impianto, è prevista la realizzazione di una cabina di raccolta tipo container 40' di tipo High Cube delle dimensioni di circa 12,2x2,5x3 m all'interno della quale verranno installate le apparecchiature di seguito elencate:

- quadro elettrico generale a 30 kV;
- trasformatore servizi ausiliari di cabina con potenza nominale da 100 kVA;
- quadro elettrico generale di BT servizi ausiliari;
- gruppo di misura dell'energia elettrica.

6.9 Quadro elettrico generale a 30 kV

All'interno di ciascuna cabina di raccolta, verrà installato un quadro elettrico generale, costituito da scomparti dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 16 kA e predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura.

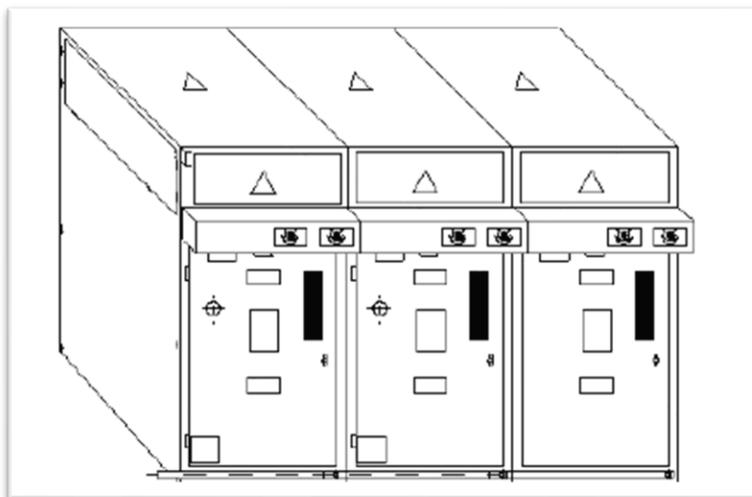


Figura 16: immagine indicativa di scomparti 30 kV isolati in aria

Come facilmente riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, gli scomparti previsti sono quelli di seguito elencati:

- N° 1 scomparto partenza linea verso la Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT, costituito da un sezionatore generale e un interruttore generale, corredato di un sistema di protezione di massima corrente, massima corrente omopolare, direzionale di terra e protezione di interfaccia;
- N° 2 scomparti partenza linea verso il campo fotovoltaico, ciascuno costituito da un sezionatore con a valle un interruttore, asservito da protezione di massima corrente, massima corrente omopolare e protezione direzionale di terra;
- N° 1 scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari, costituito da un interruttore di manovra sezionatore con fusibile, a protezione del trasformatore installato all'interno della stessa cabina e attraverso cui verranno alimentati i servizi ausiliari di cabina.

di cui vengono riportati, a titolo illustrativo e non esaustivo, le immagini:

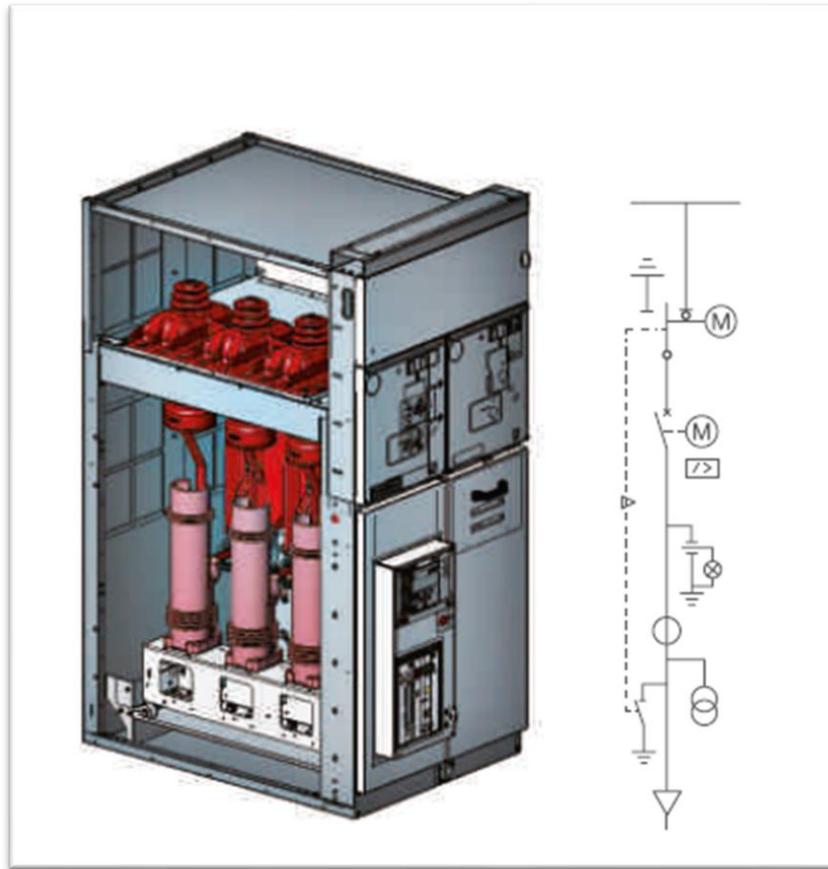


Figura 17: scomparto arrivo/partenza linea

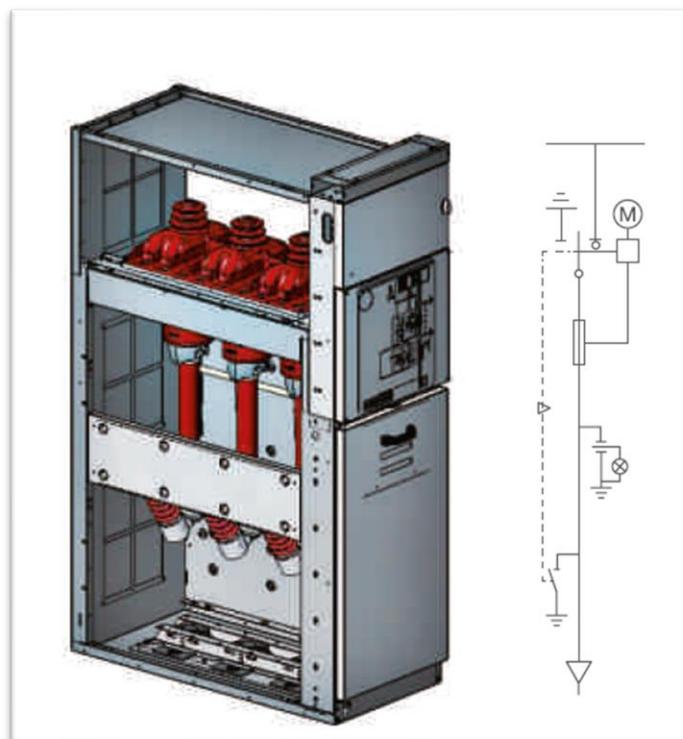


Figura 18: Scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari

Tutti gli scomparti sono stati dimensionati per reti con correnti di cortocircuito pari a 16 kA e con riferimento alla tensione nominale di 30 kV.

6.10 Dorsali a 30 kV di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utanza

Ciascuna delle due sezioni in cui è stato suddiviso l'impianto di produzione (Plot 1- Bovino, Plot 2- Castelluccio dei Sauri) verrà collegata con la sezione di media tensione della Sottostazione Elettrica di Utanza MT/AT a mezzo di una dorsale in *cavo ad elica visibile*, dimensionata in funzione della potenza da trasmettere.

In questo contesto, vengono riportate le caratteristiche elettriche della linea, rimandando alla relazione tecnica specialistica “*Dimensionamento linee elettriche di media tensione*” per maggiori dettagli sui criteri di dimensionamento e di verifica applicati.

Lotto Bovino

- Tipologia di cavo: *ade elica visibile ARE4H5EX*;
- Formazione: 3x(1x400) mm²;
- Lunghezza: circa 13.100 m circa.

Lotto Castelluccio dei Sauri

- Tipologia di cavo: *ad elica visibile ARE4H5EX*;
- Formazione: $2 \times [3 \times (1 \times 400)] \text{ mm}^2$;
- Lunghezza: circa 11.350 m circa.

6.11 Cavi in fibra ottica

Per ciascuna sezione di impianto è prevista la realizzazione di una rete di comunicazione in fibra ottica, la quale consentirà di monitorare da remoto i gruppi di conversione dell'energia elettrica prodotta (inverter) in modo tale da garantire, su richiesta del Gestore di Rete mediante invio di teleinformazioni, la limitazione temporanea della produzione compreso l'annullamento dell'immissione in rete e la partecipazione alla regolazione della tensione e/o della frequenza del Sistema Elettrico Nazionale.

I cavi in fibra ottica saranno posati all'interno delle stesse canalizzazioni dei cavi di media tensione e installati all'interno di tritubi in PEAD, prevedendo pozzetti in cls per consentire il tiro ed il cambio di direzione.

Per maggiori dettagli sulla struttura della rete di comunicazione in fibra ottica, si rimanda alla relazione tecnica specialistica allegata al progetto.

6.12 Locali trasformatori servizi ausiliari

Oltre ai locali di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta, è prevista la posa in opera di n° 13 locali tecnici all'interno dei quali verranno installati i trasformatori servizi ausiliari con i relativi quadri elettrici di media e bassa tensione.

Tali trasformatori, avranno il compito di alimentare i servizi ausiliari dei sottocampi di pertinenza ed avranno le seguenti caratteristiche:

- Potenza Nominale: 100 kVA.
- Tensione Primaria Nominale: 30 kV;
- Tensione Secondaria Nominale: 400V;
- Tensione di Cortocircuito: 6%.

Di seguito viene riportata un'immagine indicativa dei locali tecnici menzionati, rimandando alla tavola particolari costruttivi per maggiori dettagli.

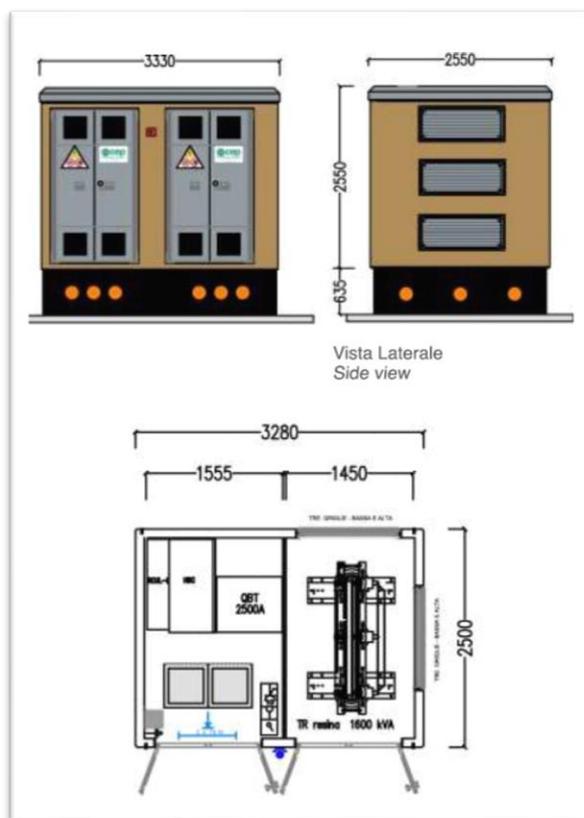


Figura 19: Costruttivo Cabine Servizi Ausiliari

6.12 Servizi ausiliari di impianto

I servizi di cabina e i servizi ausiliari dell'impianto (relè di protezione, motori elettrici di movimentazione dei tracker, impianto di illuminazione, etc...), saranno alimentati attraverso trasformatori "servizi ausiliari" dedicati, installati in appositi locali tecnici e dimensionati in funzione dei carichi da alimentare.

All'interno delle varie cabine di trasformazione e locali tecnici previsti, verranno garantiti i seguenti servizi:

- impianto di ventilazione forzata attivato con termostato;
- n. 2 plafoniere 1x36W tutte dotate di kit di emergenza autonomia minima 180 minuti;
- n.2 prese industriali di tipo industriale interbloccate 2P+T e 3P+T da 16;
- n.1 sistema di supervisione e controllo con interfaccia GPRS.

È previsto inoltre un impianto di videosorveglianza con telecamere collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini. Il sistema di **videosorveglianza** sarà

montato su pali di acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in calcestruzzo. I pali avranno un'altezza massima di 4 metri e saranno dislocati lungo il perimetro dell'impianto e le termocamere saranno fissate alla sommità degli stessi. In modo da avere la visione completa del perimetro dell'impianto e la visione completa di tutto l'interno dell'impianto (visione dei pannelli).

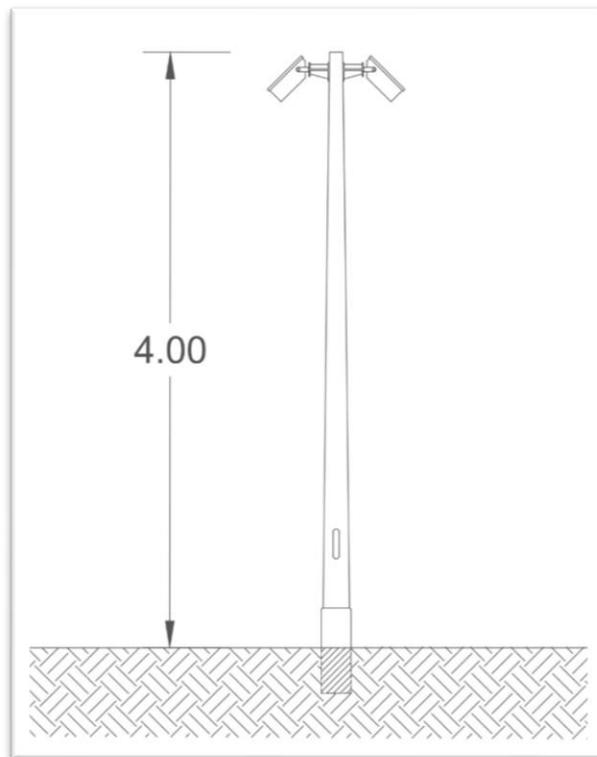


Figura 20: sostegno per impianto di videosorveglianza

Il complesso di video registrazione sarà dotato di gruppo di continuità da 10 kVA in grado di alimentare il videoregistratore, lo switch ed il trasmettitore satellitare per almeno 2 ore ed all'interno è dotato di Hard disk in modo da poter archiviare le immagini in continua, per più tempo in funzione della dimensione dell'Hard Disk.

La registrazione delle immagini sarà a ciclo continuo ed il sistema permetterà l'archiviazione delle immagini relative a due settimane solari.

Il software di gestione della videosorveglianza sarà in grado di:

- gestire diversi monitor per diversi impianti;
- condividere il monitor per la visione contemporanea di diverse telecamere di un singolo impianto;
- consentire la visione delle immagini registrate;
- gestire la registrazione sia manuale che su evento.