



REGIONE BASILICATA
PROVINCIA DI POTENZA
COMUNE DI OPPIDO LUCANO



PROGETTO DI UN IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DENOMINATO "AGRIVOLTAICO PIANI GORGO_ PEZZA CHIARELLA" DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI OPPIDO LUCANO (PZ) NELLE CONTRADE DI "PIANI GORGO" E DI "PEZZA CHIARELLA" E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE CON POTENZA PARI A 16.883,10 kW_p (15.600,00 kW IN IMMISSIONE) INTEGRATO CON TECNOLOGIA STORAGE.

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO DI UTENZA



livello prog.	GOAL	tipo doc.	N° elaborato	N° foglio	NOME FILE	DATA	SCALA
PD					OP1314_A5	04.08.2021	1:50.000

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO



PROPONENTE:

OMEGA CENTAURO S.R.L.
Via Mercato 3, 20121 Milano (MI)
CF:11467100969

ENTE:

PROGETTAZIONE:

HORIZONFIRM

Ing. D. Siracusa
Ing. A. Costantino
Ing. C. Chiaruzzi
Arch. A. Calandrino
Arch. M. Gullo
Arch. S. Martorana
Arch. F. G. Mazzola
Arch. P. Provenzano
Arch. Y. Kokalah
Arch. G. Vella
Ing. G. Buffa
Ing. G. Schillaci



IL PROGETTISTA

**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte
energetica rinnovabile attraverso tecnologia fotovoltaica
denominato**

“Agrivoltaico Piani Gorgo_ Pezza Chiarella”

Codice Pratica STMG 201900194

Progetto definitivo

Relazione tecnica Impianto di Utenza

Sommario

1. Premessa	3
2. Definizioni.....	5
3. Normativa di riferimento	6
4. Caratteristiche generali del sito.....	8
5. Descrizione generale dell'impianto.....	9
5.1 Sotto-sezione A (Località Piani Gorgo)	10
5.2 Sotto-sezione B (Località Pezza Chiarella)	16
6. Componentistica impiegata.....	23
6.1 Moduli fotovoltaici	23
6.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici.....	25
6.3 Linee elettriche di bassa tensione in DC.....	25
6.4 Gruppi di conversione DC/AC	26
6.5 Cavi elettrici di bassa tensione in AC.....	27
6.6 Locali di trasformazione BT/MT	28
6.7 Quadri elettrici di bassa tensione	28
6.8 Trasformatori BT/MT.....	28
6.9 Quadri elettrici di media tensione	29
6.10 Linee elettriche di media tensione.....	32
6.10.1 Sotto-sezione A (Località Piani Gorgo)	33
6.10.2 Sotto- sezione B (Località Pezza Chiarella)	34
6.11 Cabine di raccolta.....	35
6.12 Quadro elettrico generale di media tensione.....	35
6.13 Servizi ausiliari di impianto	36

1. Premessa

La Società *Omega Centauro S.r.l.* ha intrapreso l'iniziativa per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile attraverso tecnologia fotovoltaica, integrato da attività agricola, nel Territorio Comunale di Oppido Lucano (PZ) in località "Piani Gorgo", su lotti di terreno distinti al N.T.C. Foglio 22, p.lle 574, 456, 457, 467, 468, 469, 470, 471, 723 e in località "Pezza Chiarella", su lotti di terreno distinti al N.T.C. Foglio 25, p.lle 102, 263, 174, 177, 45, 49, 452, 453, 145 e 146.

I lotti siti in "Piani Gorgo" risultano facilmente raggiungibili tramite SP123 mentre i due lotti in "Pezza Chiarella" tramite SS 96bis e strada comunale. Le viabilità interne ai siti agrivoltaici saranno garantite da una rete di strade interne in terra battuta (rotabili/carrabili), predisposte per permettere il naturale deflusso delle acque ed evitare l'effetto barriera.

L'impianto oggetto di progettazione, ha una potenza di picco¹ pari a **16.883,1 kWp** e sarà connesso alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN a 150 kV. Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione con preventivo di connessione ricevuto in data 23/05/2019 e identificato con Codice Pratica 201900194 Prot. Terna 0037201, prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV su uno stallo a 150 kV della Stazione Elettrica di Smistamento (SE) della RTN a 150 kV denominata "Oppido", previa realizzazione di un nuovo elettrodotto a 150 kV di collegamento tra la SE Oppido e la SE a 380/150 kV di Genzano.

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**.

Per una maggiore comprensione di quanto descritto, viene riportato lo schema tipico di inserimento in antenna riportato nel Codice di Rete Terna:

¹ Per potenza di picco del Campo Fotovoltaico si intende, ai sensi della Norma CEI 0-16, la somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici installati valutate in condizioni STC

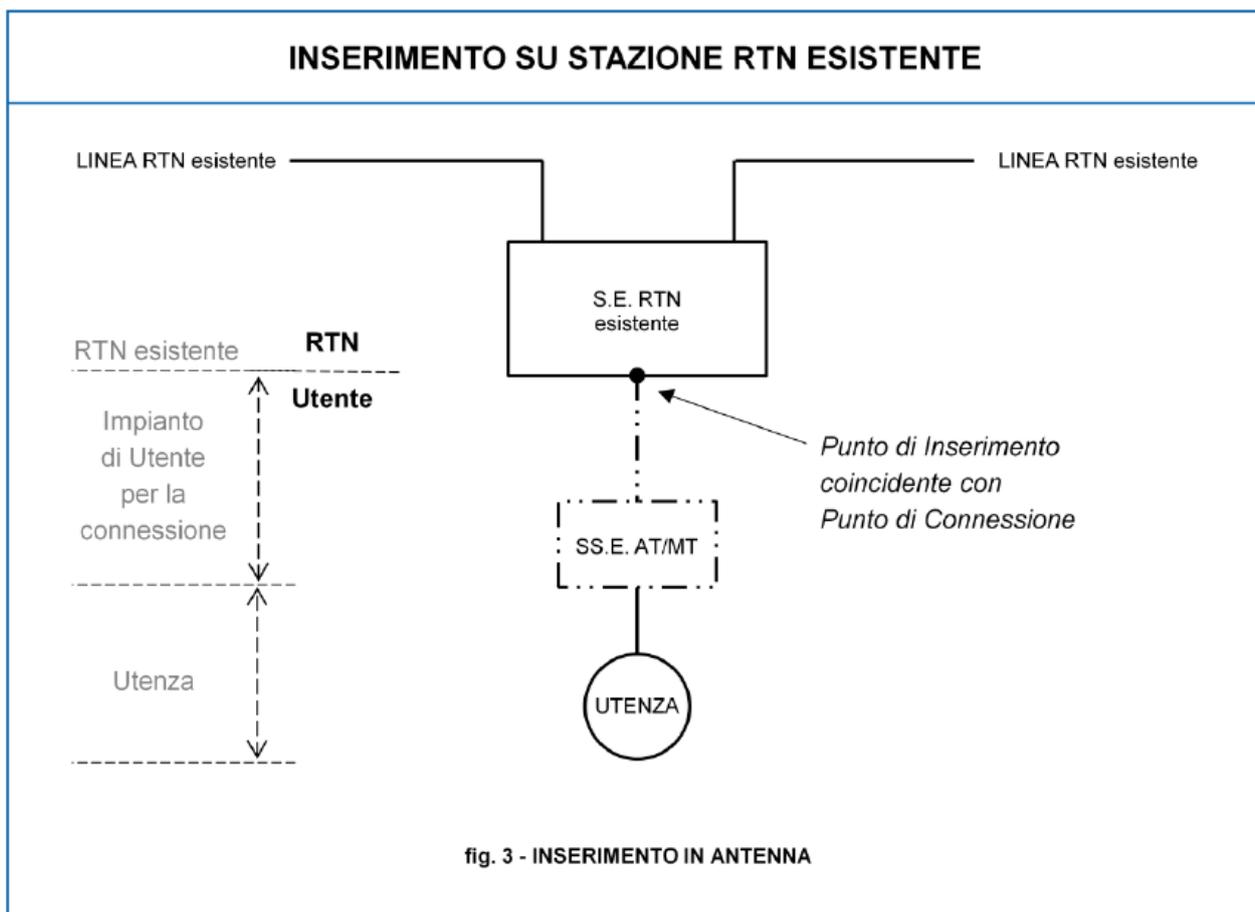


Figura 1: Schema tipico di inserimento in antenna di un impianto di produzione su Stazione Elettrica Esistente

Considerando che l'impianto sarà sottoposto ad ***Iter Autorizzativo Unico***, ai sensi del D.Lgs. n° 387 del 2003, 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 STMG e sottoposto preliminarmente al Gestore, prima della presentazione alle Amministrazioni, ai fini del rilascio del parere di rispondenza ai requisiti tecnici indicati nel Codice di Rete.

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

2. 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:

- **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.

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 in esame prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico. L’area per l’installazione dell’impianto agrivoltaico si trova nel territorio comunale di Oppido Lucano (PZ) in località “Piani Gorgo” su lotti di terreno distinti al N.T.C. Foglio 22, p.lle 574, 456, 457, 467, 468, 469, 470, 471, 723 e in località “Pezza Chiarella” su lotti di terreno distinti al N.T.C. Foglio 25, p.lle 102, 263, 174, 177, 45, 49, 452, 453, 145, 146; mentre le opere di connessione si trovano al Foglio 25, p.lle 602 e 603 del medesimo territorio comunale.

L’impianto risiederà su due appezzamenti di terreno limitrofi posti ad un’altitudine media di **360.00** m s l m in località “Piani Gorgo”, dalla forma poligonale irregolare; dal punto di vista morfologico, i lotti sono caratterizzati da un pianoro collinare, e su due appezzamenti di terreno limitrofi in località “Pezza Chiarella” ad un’altitudine media di **260.00** m s l m, dalla forma poligonale regolare e, dal punto di vista morfologico, i lotti sono pianeggianti. Su di questi saranno disposte le strutture degli inseguitori solari orientate secondo l’asse Nord-Sud.

I lotti siti in “Piani Gorgo” sono facilmente raggiungibili Ovest tramite SP123 mentre i due lotti in “Pezza Chiarella” tramite SS96bis e strada comunale. La viabilità interna ai siti agrivoltaici sarà garantita da una rete di strade interne in terra battuta (rotabili/carrabili), predisposte per permettere il naturale deflusso delle acque ed evitare l’effetto barriera.

5. Descrizione generale dell'impianto

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società **Omega Centauro 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 **16.883,1 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, verrà collegato in antenna su un nuovo stallo a 150 kV della Stazione Elettrica di Smistamento della RTN denominata OPPIDO.

Fermo restando le caratteristiche delle Opere di Utenza per la Connessione (elettrodotti MT di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT, Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT e linea elettrica in cavo interrato a 150 kV di collegamento con la SE Terna) descritte nel progetto delle Opere di Rete necessarie per la connessione sottoposto al Gestore ai fini del rilascio del parere di rispondenza ai requisiti tecnici indicati nel Codice di Rete (e a cui si rimanda per maggiori dettagli), in questo contesto l'attenzione verrà focalizzata sul dimensionamento e sulle caratteristiche delle Opere di Utenza costituenti il parco di generazione.

Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica direttamente sfruttando l'effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo dei distanziamenti da mantenere tra i filari di tracker per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione delle stazioni di conversione e trasformazione dell'energia elettrica.

Per la realizzazione del campo di generazione, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **CanadianSolar BiHiKu 6 bifacciali da 585Wp costituiti da 156 celle in silicio mono cristallino.**

Al fine di massimizzare la producibilità annua dell'impianto, si è scelto di utilizzare **strutture tracker monoassiali del tipo 2-V** da 52 moduli. Come riscontrabile dal layout di impianto, negli appezzamenti di terreno ricadenti in località Pezza Chiarella sono stati disposti complessivamente 275 Tracker, mentre in quelli ricadenti in località Piani Gorgo complessivamente abbiamo 280 Tracker.

Complessivamente dunque sono stati posizionati 555 Tracker e pertanto, tenendo conto della potenza nominale del singolo, la potenza complessiva dell'impianto sarà pari a **16.883,1 kWp.**

Per descrivere in maniera dettagliata l'architettura dell'impianto, in questo contesto chiameremo **Sotto-sezione A** la porzione di impianto che verrà realizzata in Località Piani Gorgo e **Sotto-sezione B** la porzione di impianto che verrà realizzato in Località Pezza Chiarella.

5.1 Sotto-sezione A (Località Piani Gorgo)

La sezione di impianto ricadente in località Piani Gorgo verrà realizzata sui lotti di terreno distinti al N.T.C. Foglio 22, p.lle 574, 456, 457, 467, 468, 469, 470, 471, 723, e sarà suddivisa in 3 sottocampi fotovoltaici:

- Sottocampo 1, da 2783,43 kWp;
- Sottocampo 2, da 2783,43 kWp;
- Sottocampo 3, da 2950,74 kWp.

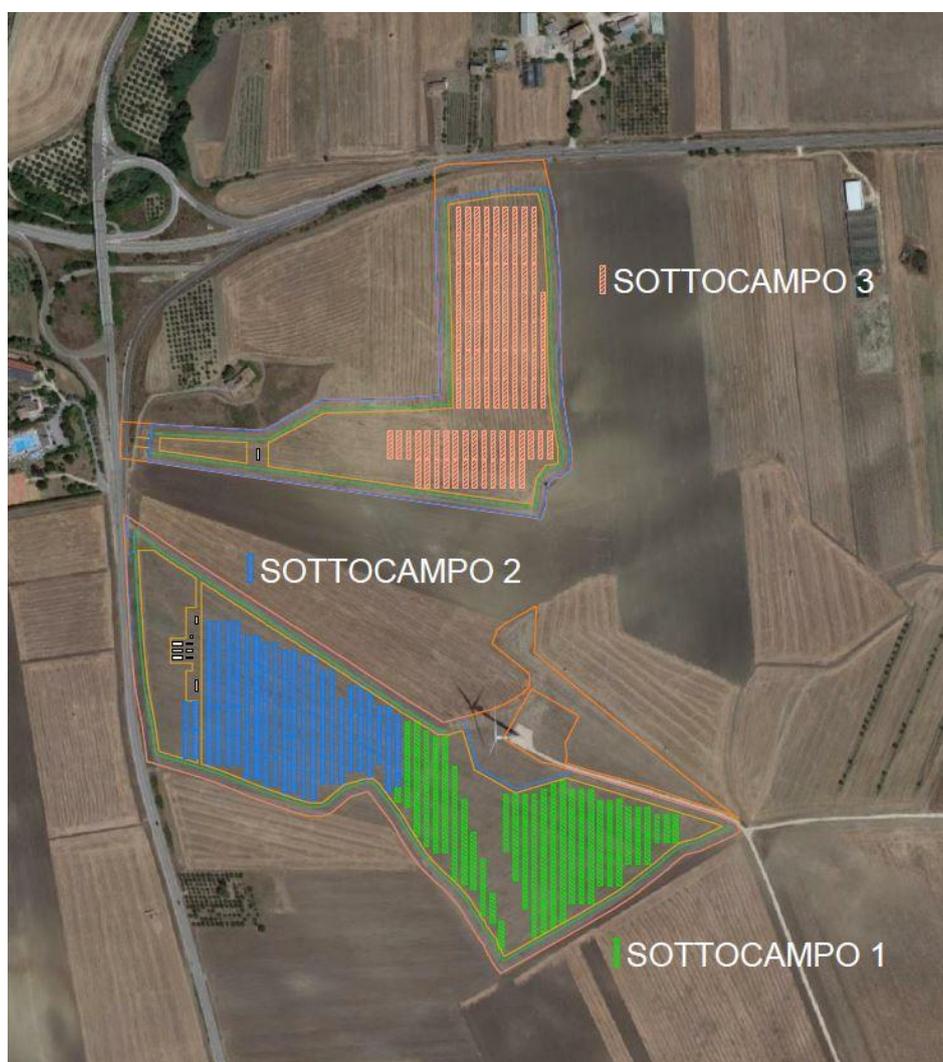


Figura 2: Sottocampi impianto Fv località Piani Gorgo

Per ciascun sottocampo, si utilizzeranno inverter multistringa della serie **HUAWEI SUN 2000-215 KTL-H0** per una potenza complessiva di **7.800 kW**.

Definito il layout di impianto di impianto (soluzione con inverter di multistringa), 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:

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

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

- $U_{oc} (25^{\circ}\text{C})$ 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:

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

essendo $U_{\text{max inverter}}$ 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 $U_{MPPT \text{ MAX INVERTER}}$ 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 $1000W/m^2$,
- temperatura θ_{max} pari a $70-80^\circ C$.

e può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove:

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

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

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

essendo $U_{MPPT \text{ min INVERTER}}$ 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 52 moduli fotovoltaici, la verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe ***fotovoltaiche da 26 moduli***, ottenendo esito positivo.

Gli inverter di uno stesso sottocampo, verranno collegati ad un trasformatore elevatore BT/MT, attraverso il quale la tensione del generatore verrà elevata ad un livello ottimale per il vettoriamento dell'energia elettrica verso la Sottostazione Elettrica di Trasformazione MT/AT 30/150kV, che la Società proponente realizzerà nelle particelle 602 e 603 _Foglio 25 del Comune di Oppido Lucano.

I trasformatori di campo, sono stati opportunamente dimensionati in funzione del numero di inverter sottesi, e verranno installati all'interno di appositi locali di dimensioni tali da consentire, oltre all'installazione dei quadri elettrici di media e bassa tensione, idonei corridoi di servizio e manutenzione.

Considerando che i sottocampi 1&2 verranno realizzati su appezzamenti di terreno contigui, al fine di ridurre gli ingombri e il conseguente impatto ambientale, condivideranno il locale di trasformazione BT/MT, mentre per il sottocampo 3 è prevista la realizzazione di un locale dedicato.

I locali menzionati, verranno collegati al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della cabina di raccolta, posizionata nella particella 723 _ Foglio 25 del Comune di Oppido Lucano, attraverso una linea elettrica di media tensione dedicata realizzata in *cavo tripolare ad elica visibile ARE4H5EX 18/30kV* adatto per posa interrata:

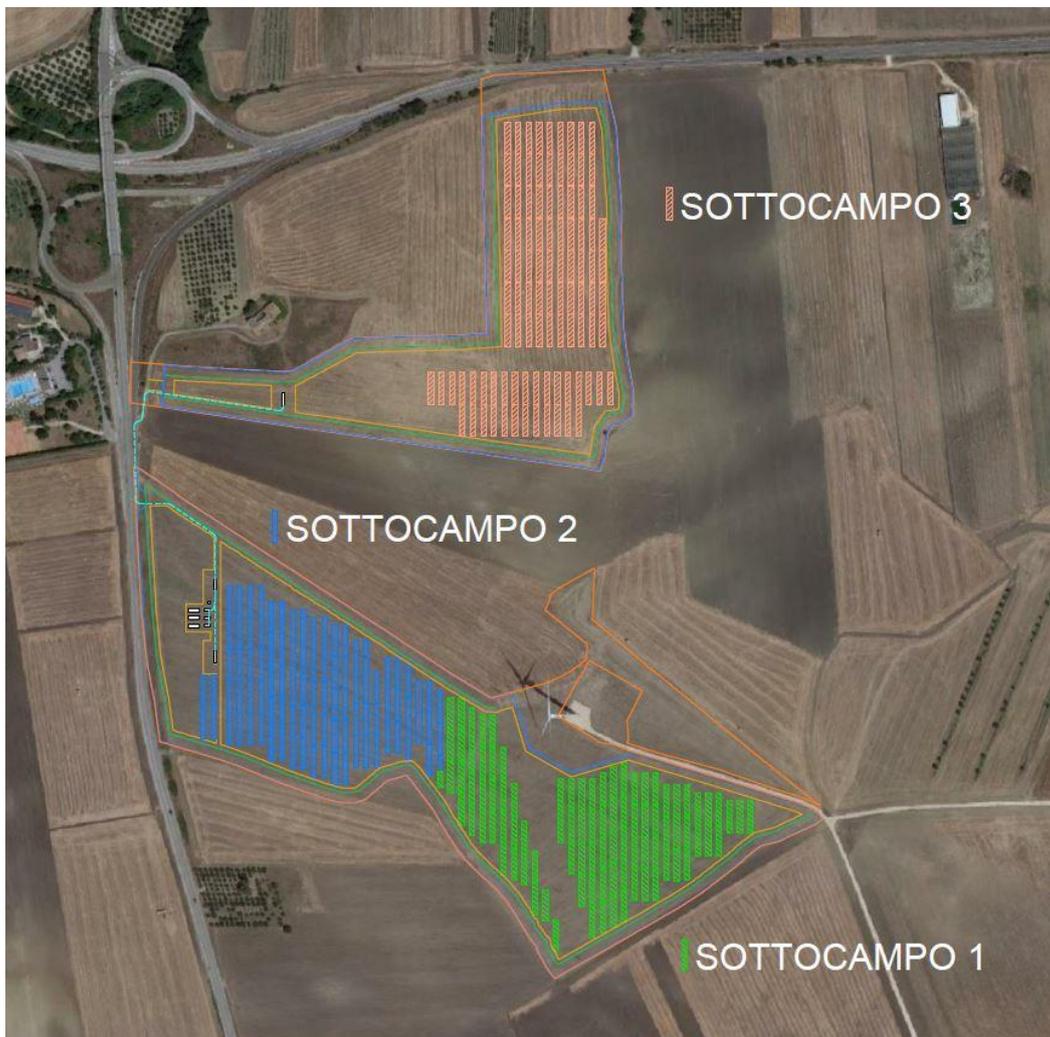


Figura 3: Inquadramento sottocampi e linee di collegamento MT interrate

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate e dallo schema elettrico unifilare, a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto, l'impianto verrà integrato con un sistema di

accumulo elettrico di tipo elettrochimico, installato nelle stesse aree in cui è prevista la realizzazione dei parchi di generazione.

Il sistema di accumulo avrà una potenza di 7.500 kW ed una DC Usable capacity di 14.940 kWh con tempo di carica/scarica di 2 ore, opererà come sistema integrato all'impianto fotovoltaico al fine di accumulare la parte di energia prodotta dal medesimo e non dispacciata in rete e rilasciarla in orari in cui l'impianto fotovoltaico non è in produzione o ha una produzione limitata, e sarà costituito da n. 3 Energy Station da 2,5 MW, ciascuna avente le caratteristiche di cui alla tabella di seguito riportata:

TARGET CAPACITY LEVEL [MWh AC]	15
TARGET POWER CAPACITY [MWAC]	7.5
AC Connection Specification	30kV 50/60Hz
PV-Coupling	AC
Battery Enclosure Quantity, BOL	6
BESS ENCLOSURE USABLE ENERGY [MWh]	2.49
TOTAL USABLE CAPACITY [MWh]	14.94
PCS Skid Quantity, BOL	3
PCS CAPACITY [MVA]	2.5 MVA@50°C
Aux MV Transformer Quantity	1

Tabella 1: datasheet sistema di accumulo

Dalla cabina di raccolta della Sezione-A partirà una linea elettrica di media tensione in **cavo tripolare ad elica visibile ARE4H5EX 18/30kV** attraverso la quale l'energia prodotta dal campo verrà vettoriata verso la Sottostazione Elettrica di Utenza.

5.2 Sotto-sezione B (Località Pezza Chiarella)

La sezione di impianto ricadente in località Pezza Chiarella verrà realizzata sui lotti di terreno distinti al N.T.C. N.T.C. Foglio 25, p.lle 102, 263, 174, 177, 45, 49, 452, 453, 145 3 146, e sarà suddivisa in 3 sottocampi fotovoltaici:

- Sottocampo 4, da 2935,53 kWp;
- Sottocampo 5, da 2935,53 kWp;
- Sottocampo 6, da 2494,44 kWp;



Figura 4: Sottocampi impianto Fv località Pezza Chiarella

Per ciascun sottocampo, si utilizzeranno inverter multistringa della serie **HUAWEI SUN 2000-215 KTL-HO** per una potenza complessiva di **7.800 kW**.

Definito il layout di impianto di impianto (soluzione con inverter di multistringa), 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:

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

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 di valori di irraggiamento superiori a 1000W/m².

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

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

dove:

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

Considerando che i tracker scelti sono predisposti per l'installazione di 52 moduli fotovoltaici, la verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe ***fotovoltaiche da 26 moduli, ottenendo esito positivo.***

Gli inverter di uno stesso sottocampo, verranno collegati ad un trasformatore elevatore BT/MT, attraverso il quale la tensione del generatore verrà elevata ad un livello ottimale per il vettoriamento dell'energia elettrica verso la Sottostazione Elettrica di Trasformazione MT/AT 30/150kV, che la Società proponente realizzerà nelle particelle 602 e 603 _Foglio 25 del Comune di Oppido Lucano.

I trasformatori di campo, sono stati opportunamente dimensionati in funzione del numero di inverter sottesi, e verranno installati all'interno di appositi locali di dimensioni tali da consentire, oltre all'installazione dei quadri elettrici di media e bassa tensione, idonei corridoi di servizio e manutenzione.

Considerando che i sottocampi 1&2 verranno realizzati su appezzamenti di terreno contigui, al fine di ridurre gli ingombri e il conseguente impatto ambientale, condivideranno il locale di trasformazione BT/MT, mentre per il sottocampo 3 è prevista la realizzazione di un locale di dedicato.

I locali menzionati, verranno collegati al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della cabina di raccolta, posizionata nella particella 263 _ Foglio 25 del comune di Oppido Lucano, attraverso una linea elettrica di media tensione dedicata realizzata in ***cavo tripolare ad elica visibile ARE4H5EX 18/30kV*** adatto per posa interrata:

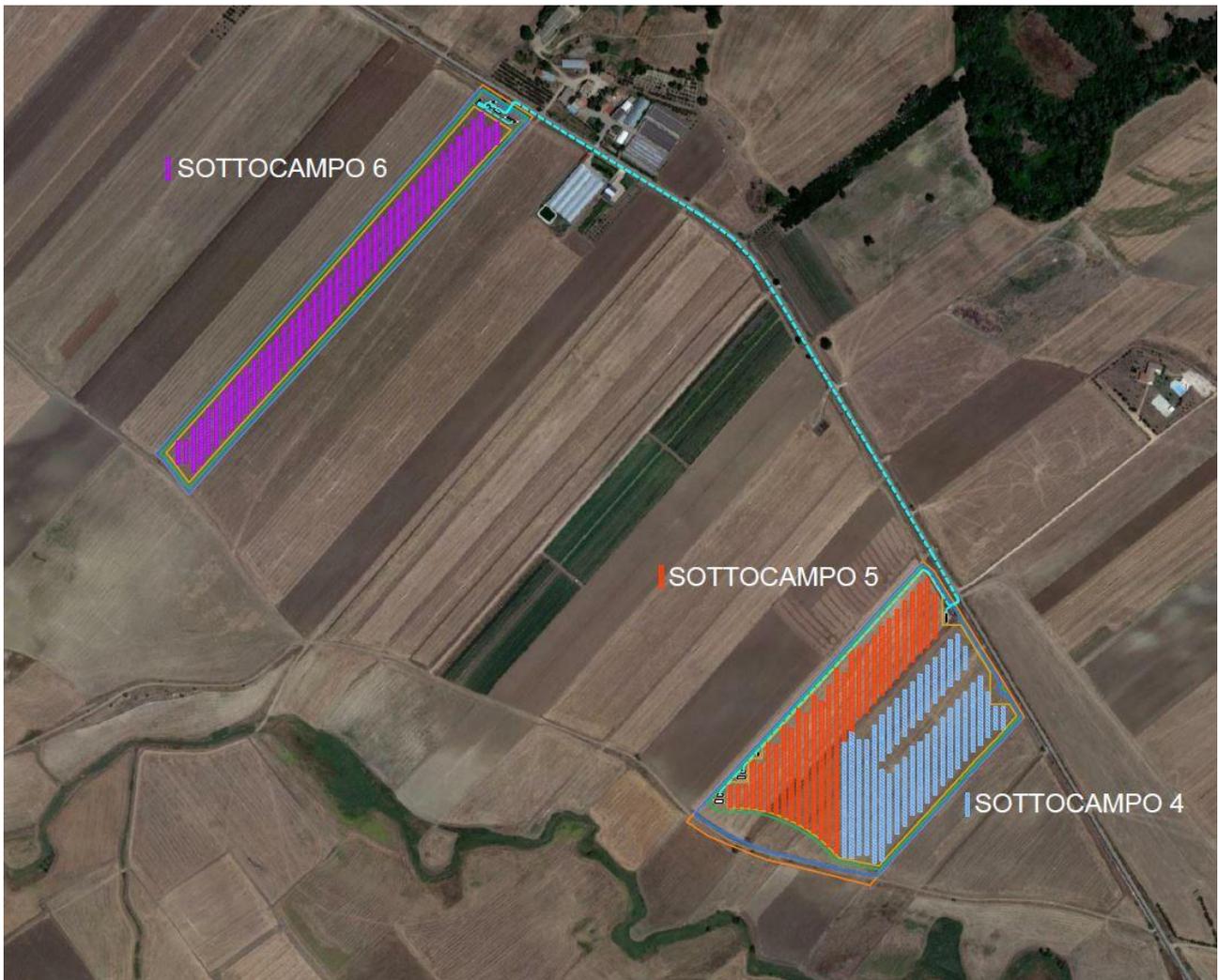


Figura 5: Inquadramento sottocampi e linee di collegamento MT interrato

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate e dallo schema elettrico unifilare, a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto, l'impianto verrà integrato con un sistema di accumulo elettrico di tipo elettrochimico, installato nelle stesse aree in cui è prevista la realizzazione dei parchi di generazione.

Il sistema di accumulo avrà una potenza di 7.500 kW ed una DC Usable capacity di 14.940 kWh con tempo di carica/scarica di 2 ore, opererà *come sistema integrato all'impianto fotovoltaico* al fine di accumulare la parte di energia prodotta dal medesimo e non dispacciata in rete e rilasciarla in orari in cui l'impianto fotovoltaico non è in produzione o ha una produzione limitata, e sarà costituito da n. 3 Energy Station da 2,5 MW, ciascuna avente le caratteristiche di cui alla tabella di seguito riportata:

TARGET CAPACITY LEVEL [MWh AC]	15
TARGET POWER CAPACITY [MWAC]	7.5
AC Connection Specification	30kV 50/60Hz
PV-Coupling	AC
Battery Enclosure Quantity, BOL	6
BESS ENCLOSURE USABLE ENERGY [MWh]	2.49
TOTAL USABLE CAPACITY [MWh]	14.94
PCS Skid Quantity, BOL	3
PCS CAPACITY [MVA]	2.5 MVA@50°C
Aux MV Transformer Quantity	1

Dalla cabina di raccolta della Sezione-A partirà una linea elettrica di media tensione in *cavo tripolare ad elica visibile ARE4H5EX 18/30kV* attraverso la quale l'energia prodotta dal campo verrà vettoriata verso la Sottostazione Elettrica di Utenza.

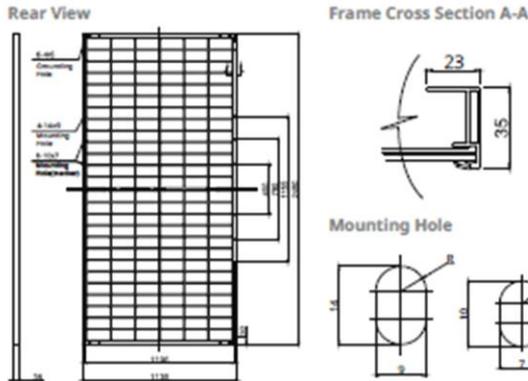
6. Componentistica impiegata

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 di massima del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **CanadianSolar BiHiKu 6 bifacciali da 585Wp costituiti da 156 celle in silicio monocristallino.**

ENGINEERING DRAWING (mm)



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS6Y-565MB-AG	565 W	43.6 V	12.96 A	52.6 V	13.72 A	20.3%	
	5% 593 W	43.6 V	13.61 A	52.6 V	14.41 A	21.3%	
	10% 622 W	43.6 V	14.27 A	52.6 V	15.09 A	22.4%	
	20% 678 W	43.6 V	15.55 A	52.6 V	16.46 A	24.4%	
Bifacial Gain**	30% 735 W	43.6 V	16.86 A	52.6 V	17.84 A	26.4%	
	CS6Y-570MB-AG	570 W	43.8 V	13.02 A	52.8 V	13.77 A	20.5%
	5% 599 W	43.8 V	13.68 A	52.8 V	14.46 A	21.5%	
	10% 627 W	43.8 V	14.32 A	52.8 V	15.15 A	22.5%	
Bifacial Gain**	20% 684 W	43.8 V	15.62 A	52.8 V	16.52 A	24.6%	
	30% 741 W	43.8 V	16.93 A	52.8 V	17.9 A	26.6%	
	CS6Y-575MB-AG	575 W	44.0 V	13.07 A	53.0 V	13.82 A	20.7%
	5% 604 W	44.0 V	13.73 A	53.0 V	14.51 A	21.7%	
Bifacial Gain**	10% 633 W	44.0 V	14.39 A	53.0 V	15.20 A	22.8%	
	20% 690 W	44.0 V	15.68 A	53.0 V	16.58 A	24.8%	
	30% 748 W	44.0 V	16.99 A	53.0 V	17.97 A	26.9%	
	CS6Y-580MB-AG	580 W	44.2 V	13.13 A	53.2 V	13.87 A	20.9%
Bifacial Gain**	5% 609 W	44.2 V	13.79 A	53.2 V	14.56 A	21.9%	
	10% 638 W	44.2 V	14.44 A	53.2 V	15.26 A	22.9%	
	20% 696 W	44.2 V	15.76 A	53.2 V	16.64 A	25.0%	
	30% 754 W	44.2 V	17.07 A	53.2 V	18.03 A	27.1%	
CS6Y-585MB-AG	585 W	44.4 V	13.18 A	53.4 V	13.92 A	21.0%	
	5% 614 W	44.4 V	13.84 A	53.4 V	14.62 A	22.1%	
	10% 644 W	44.4 V	14.51 A	53.4 V	15.31 A	23.2%	
	20% 702 W	44.4 V	15.82 A	53.4 V	16.70 A	25.2%	
Bifacial Gain**	30% 761 W	44.4 V	17.14 A	53.4 V	18.10 A	27.4%	

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

** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

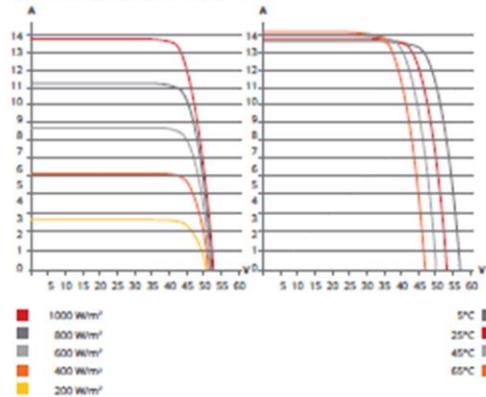
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	30 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = $P_{max_{back}} / P_{max_{front}}$, both $P_{max_{back}}$ and $P_{max_{front}}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: $\pm 5\%$

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CS6Y-570MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS6Y-565MB-AG	423 W	40.8 V	10.37 A	49.6 V	11.06 A
CS6Y-570MB-AG	427 W	41.0 V	10.42 A	49.8 V	11.10 A
CS6Y-575MB-AG	430 W	41.2 V	10.45 A	50.0 V	11.14 A
CS6Y-580MB-AG	434 W	41.4 V	10.49 A	50.2 V	11.18 A
CS6Y-585MB-AG	438 W	41.6 V	10.53 A	50.4 V	11.23 A

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	156 [2 x (13 x 6)]
Dimensions	2450 x 1135 x 35 mm (96.5 x 44.7 x 1.38 in)
Weight	35.1 kg (77.4 lbs)
Front / Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 290 mm (11.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or MC4
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	540 pieces

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.35 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.27 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



Tabella 2: Datasheet moduli fotovoltaici

6.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici

Le strutture di sostegno dei moduli sono costituite da profili metallici in acciaio zincato a caldo opportunamente dimensionati, che vengono posizionati ad un'altezza di circa 2,8 m e posizionati orizzontalmente seguendo la giacitura del terreno. Tale struttura a reticolo viene appoggiata a pilastri di forma rettangolare di medesima sezione ed infissi nel terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo.

6.3 Linee elettriche di bassa tensione in DC

Le linee elettriche di bassa tensione in corrente continua, consentiranno di collegare le stringhe fotovoltaiche agli inverter, i quali, come detto in precedenza, 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 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 mm ²	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

Tabella 3: Scheda tecnica cavi solari H1Z2Z2-K

6.4 Gruppi di conversione DC/AC

Il layout di impianto prevede l'utilizzo di inverter multistringa **HUAWEI SUN2000-215KTL-H0**, le cui caratteristiche elettriche lato AC sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito riportata:

Technical Specifications	SUN2000-196KTL-H0	SUN2000-200KTL-H2	SUN2000-215KTL-H0
Rated active power	196 kW	185 kW	200 kW
Maximum apparent power	216 kVA	215 kVA	215 kVA
Maximum active power (cosφ = 1)	216 kW	215 kW	215 kW
Rated output voltage	800 V AC, 3W+PE	800 V AC, 3W+PE	800 V AC, 3W+PE
Rated output current	141.5 A	133.6 A	144.4 A
Adapted power grid frequency	50 Hz	50 Hz/60 Hz	50 Hz/60 Hz
Maximum output current	155.9 A	155.2 A	155.2 A
Power factor	0.8 leading and 0.8 lagging	0.8 leading and 0.8 lagging	0.8 leading and 0.8 lagging
Maximum total harmonic distortion (rated power)	< 3%	< 3%	< 3%

Tabella 4: Datasheet inverter HUAWEI SUN2000-215KTL

Considerando che la potenza in immissione richiesta al Gestore di Rete in fase di richiesta di connessione alla rete e confermata con preventivo di connessione del 23/05/2019 identificato con Codice Pratica 201900194 Prot. Terna 0037201 è pari a 15.600 kW, tenendo conto della potenza attiva nominale del singolo gruppo di conversione, il numero di inverter necessari per la realizzazione del campo è pari a 78 per una potenza complessiva pari alla potenza in immissione concessa.

6.5 Cavi elettrici di bassa tensione in AC

I cavi elettrici di bassa tensione in corrente alternata, consentiranno di collegare gli inverter al quadro elettrico di bassa tensione, installato all'interno della cabina elettrica di trasformazione BT/MT di competenza.

Il loro dimensionamento è stato condotto applicando il criterio termico e considerando una corrente di impiego pari alla massima corrente di uscita del gruppo di conversione (deducibile dalla tabella 3) cautelativamente incrementata del 20%.

Supponendo di utilizzare cavi FG7(O)R, ipotizzando una lunghezza media di 250 m e applicando un coefficiente correttivo della portata dei cavi pari a 0,8 per tenere conto della possibile condivisione della trincea di scavo con altre linee, la sezione minima che consente di limitare le perdite di potenza attiva e la caduta di tensione al di sotto del 2% e del 4% rispettivamente, è quella da 150 mm².

6.6 Locali di trasformazione BT/MT

L'impianto prevede l'impiego di strutture prefabbricate di tipo container High-cube 40' costituito da pareti in lamiera grecata saldate alla struttura portante, realizzata da profili in acciaio presso-piegato.

6.7 Quadri elettrici di bassa tensione

All'interno dei locali di trasformazione sopra descritti, verranno installati quadri elettrici di bassa tensione, attraverso i quali gli inverter verranno collegati ai trasformatori.

Come deducibile dall'unifilare di impianto (a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto) lo schema elettrico di ciascun quadro BT prevede un dispositivo di generatore DDG² per ciascun gruppo di conversione e un interruttore generale a mezzo del quale il quadro verrà collegato elettricamente con l'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore elevatore.

6.8 Trasformatori BT/MT

Per innalzare la tensione del campo di generazione ad un valore ottimale per il vettoriamento dell'energia verso la Sottostazione Elettrica di Utente MT/AT, verranno utilizzati trasformatori elevatori BT/MT dimensionati in funzione del numero di inverter ad essi sottesi, a mezzo della relazione di seguito riportata:

$$A_n \text{ trafo} \geq \sum_{i=1}^n A_n \text{ inverter}$$

dove:

- A_n trafo è la potenza nominale del trasformatore, in kVA;
- n è il numero di inverter collegati al trasformatore medesimo;
- A_n inverter è la potenza apparente nominale dell'inverter, in kVA.

Considerando che gli inverter scelti hanno una potenza apparente pari a 215 kVA e tenendo conto del numero di inverter collegati ai vari trasformatori, applicando la precedente relazione sono state determinate le taglie dei trasformatori, ottenendo i risultati di seguito riportati:

² Apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura, comandata da un apposito sistema di protezione, determina la separazione del gruppo di generazione.

Trasformatore di tipo 1

$A_n = 3150 \text{ kVA}$;

$K_n = 0,8\text{kV}/30\text{kV}$;

Isolamento in resina;

Collegamento avvolgimento primario: Y_n ;

Collegamento avvolgimento secondario: d ;

Gruppo CEI: 11

Trasformatore di tipo 2

$A_n = 2500 \text{ kVA}$;

$K_n = 0,8\text{kV}/30\text{kV}$;

Isolamento in resina;

Collegamento avvolgimento primario: Y_n ;

Collegamento avvolgimento secondario: d ;

Gruppo CEI: 11

6.9 Quadri elettrici di media tensione

I quadri elettrici di media tensione previsti all'interno di ciascuna cabina elettrica di trasformazione, saranno costituiti da scomparti isolati in aria predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura.

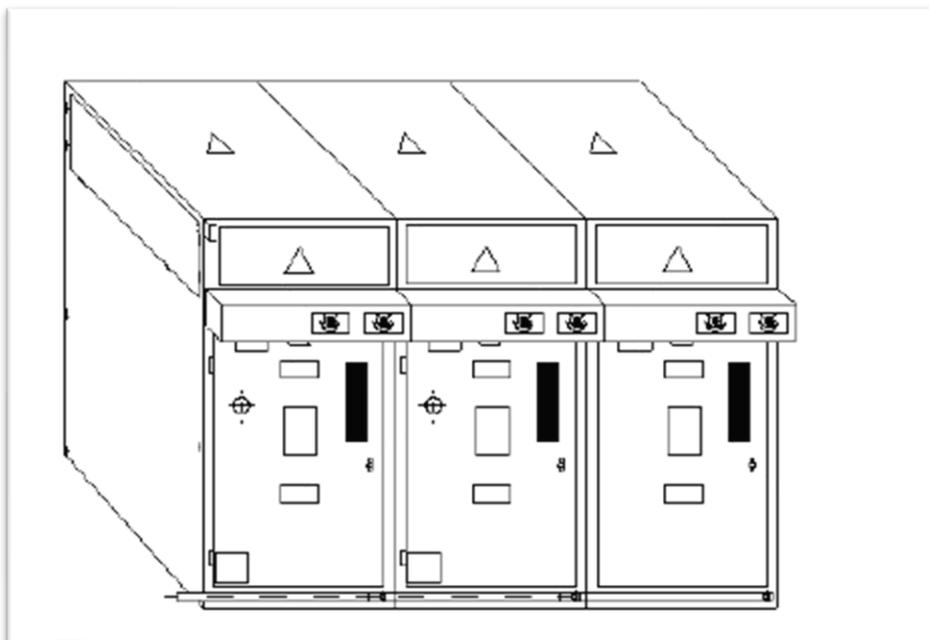


Figura 6: immagine indicativa di scomparti MT isolati in aria

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

- Scomparto arrivo linea;
- Scomparto protezione trasformatore BT/MT;
- Scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari.

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

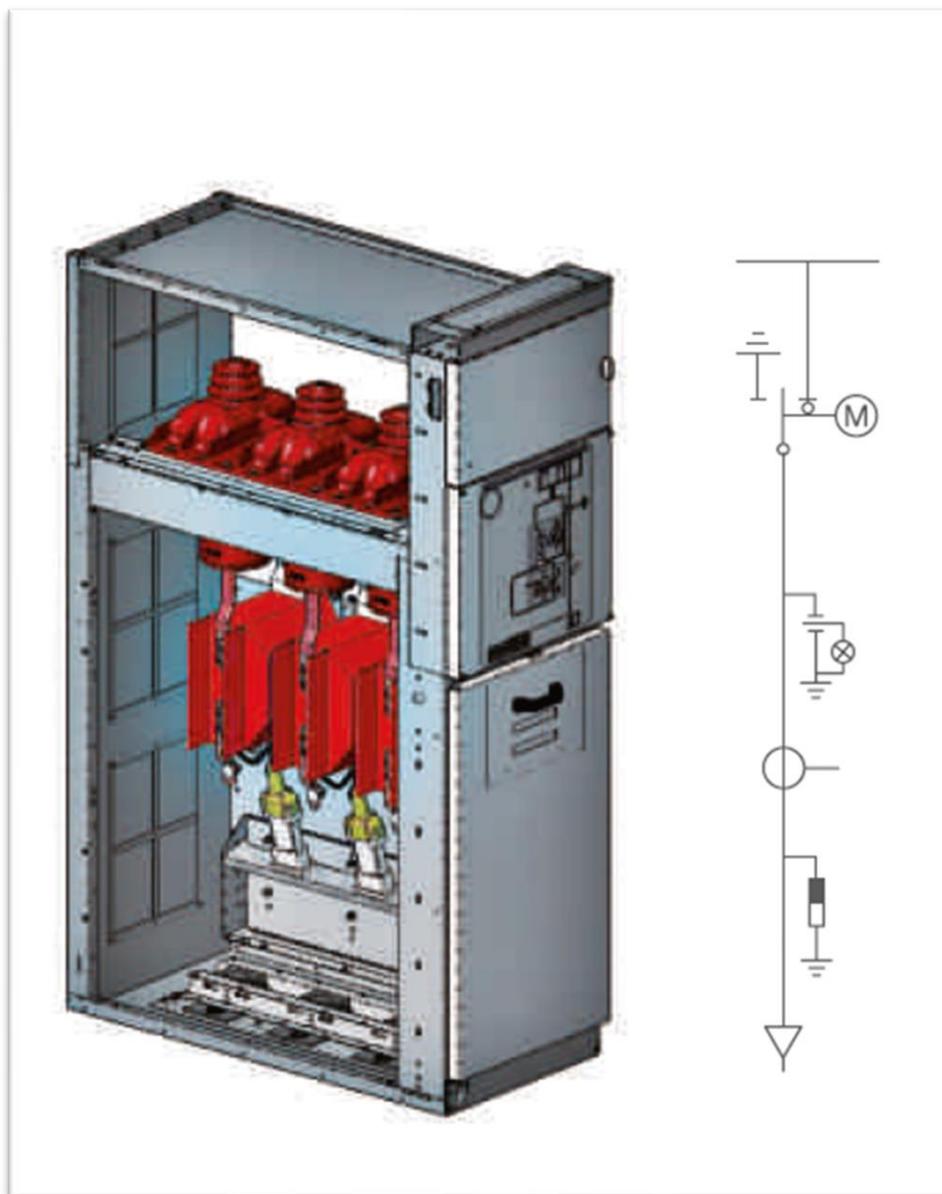


Figura 7: scomparto arrivo linea

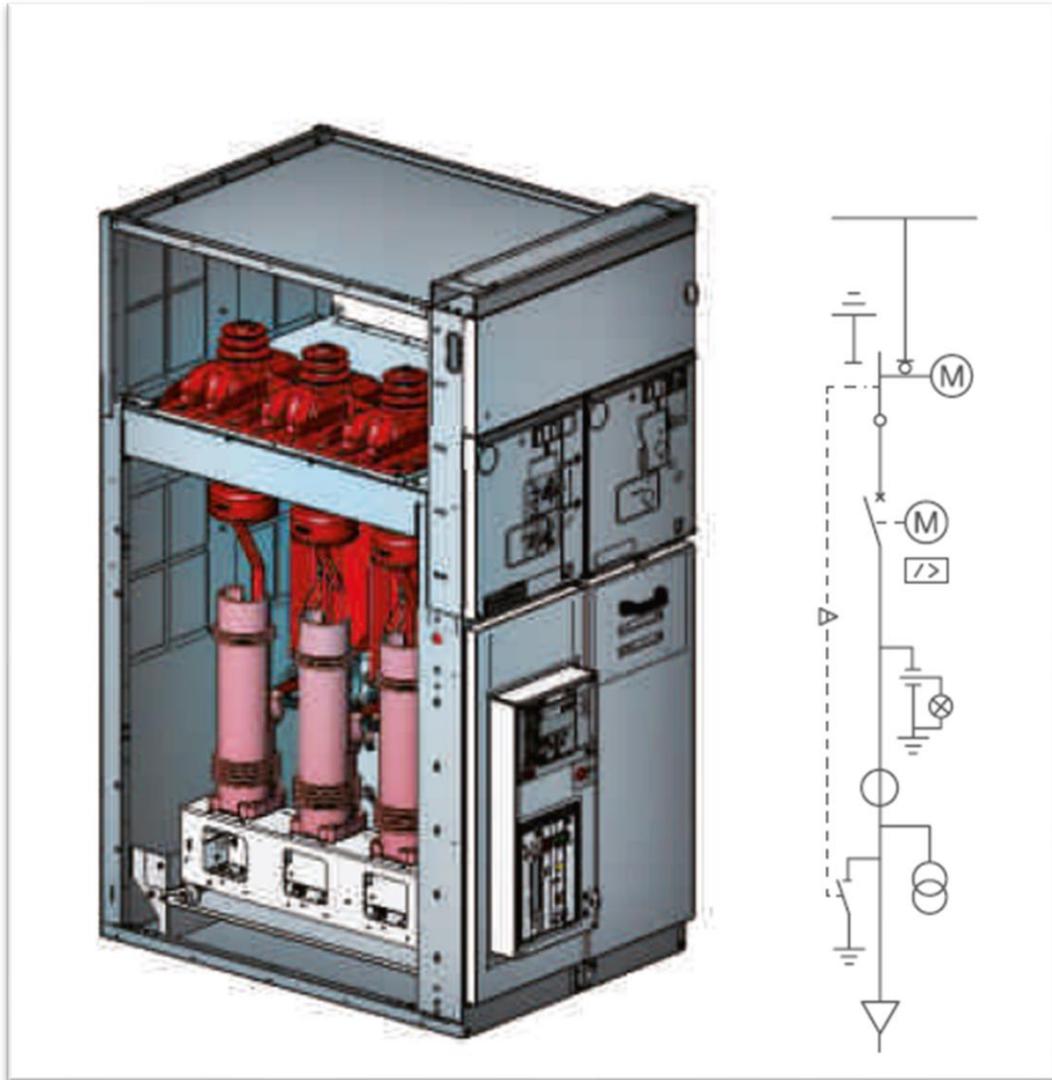


Figura 8: scomparto protezione trasformatore BT/MT

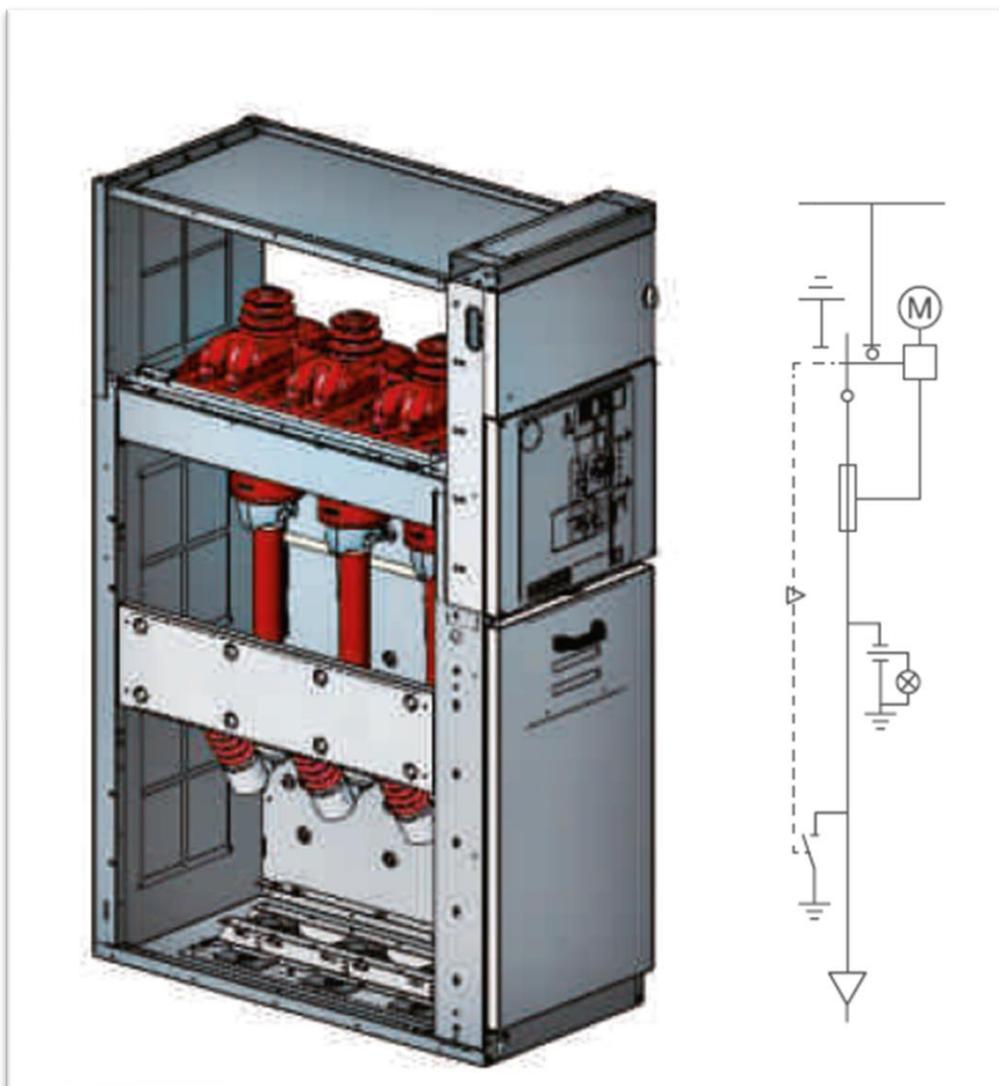


Figura 9: Scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari

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

6.10 Linee elettriche di media tensione.

Le cabine di trasformazione MT/BT di ciascuna sotto-sezione di impianto (Sottosezione A e Sottosezione B), verranno collegate alla cabina di raccolta di pertinenza a mezzo di una linea elettrica di media tensione dedicata in *cavo tripolare ad elica visibile ARE4H5EX* adatto per posa interrata, dimensionata in funzione della potenza massima da trasmettere.

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

6.10.1 Sotto-sezione A (Località Piani Gorgo)

Per la Sotto-sezione A, è prevista la realizzazione di n° 3 linee elettriche di media tensione a struttura radiale, aventi le seguenti caratteristiche:

Linea MT n° 1

La linea MT n° 1 consente di collegare la cabina di trasformazione BT/MT n° 1 con la cabina di raccolta n° 1; essa presenta le seguenti caratteristiche:

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x150) mm²;
- Lunghezza: circa 70 m.

Linea MT n° 2

La linea MT n° 2 consente di collegare la cabina di trasformazione BT/MT n° 2 con la cabina di raccolta n° 1; essa presenta le seguenti caratteristiche:

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x150) mm²;
- Lunghezza: circa 380 m.

Linea MT n° 3

La linea MT n° 3 consente di collegare le Energy Station previste, con la cabina di raccolta n° 1; essa presenta le seguenti caratteristiche:

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x150) mm²;
- Lunghezza: circa 40 m.

6.10.2 Sotto- sezione B (Località Pezza Chiarella)

Per la Sotto-sezione B, è prevista la realizzazione di n° 3 linee elettriche di media tensione a struttura radiale, aventi le seguenti caratteristiche:

Linea MT n° 1

La linea MT n° 1 consente di collegare la cabina di trasformazione BT/MT n° 1 con la cabina di raccolta n° 2; essa presenta le seguenti caratteristiche:

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x150) mm²;
- Lunghezza: circa 1.000 m.

Linea MT n° 2

La linea MT n° 2 consente di collegare la cabina di trasformazione BT/MT n° 2 con la cabina di raccolta n° 2; essa presenta le seguenti caratteristiche:

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x150) mm²;
- Lunghezza: circa 60 m

Linea MT n° 3

La linea MT n° 3 consente di collegare le Energy Station previste, con la cabina di raccolta n° 2; essa presenta le seguenti caratteristiche:

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x150) mm²;
- Lunghezza: circa 1.500 m.

6.11 Cabine di raccolta

Per ciascuna Sotto-sezione di impianto, è prevista l'installazione di una cabina di raccolta di tipo prefabbricato di dimensioni 8,4 x 2,5m, all'interno della quale verrà installato il quadro elettrico generale di media tensione e un trasformatore MT/BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari di impianto.

6.12 Quadro elettrico generale di media tensione

All'interno di cabina di raccolta, è prevista l'installazione di un quadro elettrico generale di media tensione, costituito da scomparti MT isolati in aria, predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura. Gli scomparti sono stati dimensionati per reti con correnti di cortocircuito di 16 kA e con riferimento alla tensione nominale di 30 kV.

Lo schema unifilare di ciascuno dei quadri, prevede la presenza dei seguenti moduli di media tensione:

- N° 1 scomparto partenza linea verso la sottostazione elettrica di utenza, costituito da un sezionatore generale e un interruttore generale, corredato di un sistema di protezione di massima corrente, massima corrente omopolare e direzionale di terra;
- N° 1 scomparto dispositivo generale, costituito da un sezionatore generale con a valle un interruttore generale, con funzione di massima corrente di fase;
- N° 3 scomparti partenza linea verso il campo fotovoltaico, ciascuno costituito da un sezionatore con a valle un interruttore e asservito da protezione di massima corrente, massima corrente omopolare, direzionale di terra e protezione di interfaccia;
- 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.

6.13 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 MT/BT "servizi ausiliari", 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 ogni 60-80 m circa tra loro 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).

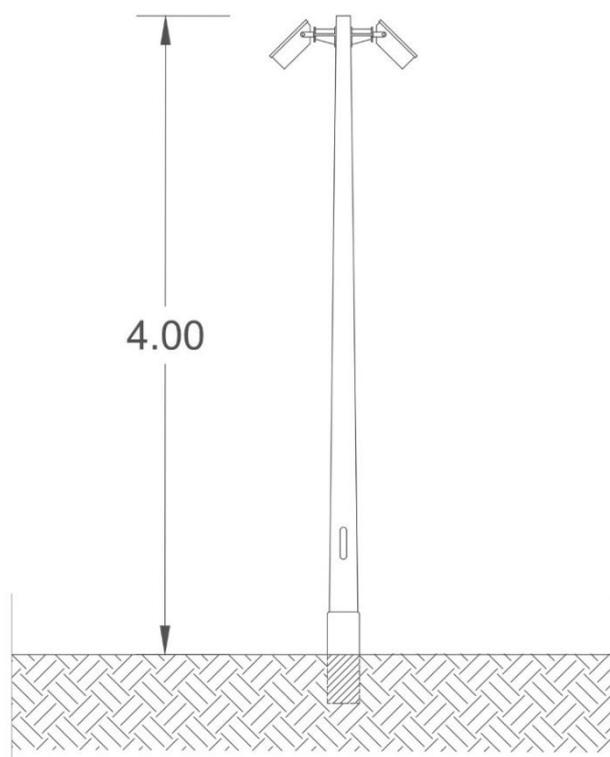


Figura 10: sostegno per impianto di videosorveglianza

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 deve essere a ciclo continuo, ed il sistema deve permettere l'archiviazione di immagini relative a due settimane solari.

Il software di gestione della videosorveglianza da remoto è 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.