

Comune di
Foggia



REGIONE PUGLIA



Comune di
Manfredonia (FG)



Proponente:

PARCO SOLARE MANFREDONIA SRL

Via Vittor Pisani, 20 - 20124 MILANO

P.Iva 11389800969

Pec: parcosolaremanfredonia@cert.studiopirola.com

Titolo del Progetto:

Progetto definitivo per la realizzazione di un Parco Fotovoltaico della potenza di picco pari a 77,052 MWp e potenza ai fini della connessione pari a 63 MW

Documento:

PROGETTO DEFINITIVO

57

ID PROGETTO:

XK1J275

FORMATO:

A4

Elaborato:

Relazione tecnica opere di utenza per la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale

FOGLIO:

1

SCALA:

/

Nome file:

XK1J275_57.Relazione tecnica opere di utenza per la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale

Coordinamento Progetto:



Via Santa Croce, 66
Erchie (BR) 72020
P.Iva 02415290747
Pec: ekoteksrl@pec.it

Tecnici:

Arch. Alfredo Masillo
Ing. Antonio Mezzina
Ing. Dino Distinto
Geol. Giuseppe Masillo
Arch. Giuseppe Manfredi



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA

MEZZINA dott. ing. Antonio
Via T. Solis 128 | 71016 San Severo (FG)
Tel. 0882.228072 | Fax 0882.243681
e-mail: info@studiomezzina.net



Rev:	Data Revisione	Descrizione Revisione	Redatto	Controllato	Approvato
00	Giugno 2021	PRIMA EMISSIONE	Ing. Merlino	Ing. Mezzina	WIRKON
01	Agosto 2021	Incremento potenza	Ing. Merlino	Ing. Mezzina	WIRKON
02	Ottobre 2021	Variazione elettrodotto dorsale	Ing. Merlino	Ing. Mezzina	WIRKON
03	Novembre 2023	Variazione impianto	Ing. M. Pompilio	Ing. Mezzina	WIRKON



PROPONENTE:

PARCO SOLARE MANFREDONIA SRL

Sede Legale: Via Vittor Pisani, 20 - 20124 MILANO

PEC: parcosolaremanfredonia@cert.studiopirola.com

C.F. e P.IVA 11389800969

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO FOTOVOLTAICO DELLA POTENZA DI PICCO PARI A 77,052 MWP E POTENZA AI FINI DELLA CONNESSIONE PARI A 63 MW SITO NEL COMUNE DI MANFREDONIA, ALLA LOCALITÀ "MONACHELLE" NONCHÉ DELLE OPERE CONNESSE E DELLE INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI ALLA COSTRUZIONE E ALL'ESERCIZIO DELL'IMPIANTO.

RELAZIONE TECNICA

DELLE OPERE DI UTENZA E DI RETE PER LA CONNESSIONE ALLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE (RTN) AI FINI DELLA VALIDAZIONE DEL PROGETTO DI CONNESSIONE DA PARTE DI TERNA S.p.A.

Codice Progetto Regionale: XK1J275

Codice Pratica TERNA: 202000076

Sommario

PARTE I: INTRODUZIONE E ASPETTI GENERALI	4
1.1. Oggetto	4
1.2. Premessa	4
1.3. Elenco elaborati di progetto	5
1.4. Inquadramento territoriale dell'area di progetto	6
1.5. Norme e/o guide di riferimento	10
1.6. CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	11
1.6.1. Consistenza dell'impianto fotovoltaico	11
1.6.2. Sottoimpianto ovest	12
1.6.3. Riepilogo costituzione sottoimpianto Ovest.	13
1.6.4. Sottoimpianto est	14
1.6.5. Riepilogo costituzione sottoimpianto Est	14
1.6.6. RIEPILOGO GENERALE COSTITUZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO.	15
1.6.7. Moduli fotovoltaici	17
1.6.8. Collegamenti elettrici del campo fotovoltaico	21
1.6.9. CABINE ELETTRICHE di conversione cc/CA e trasformazione bt/MT.	21
1.6.10. Vano "conversione": Inverter	22
1.6.11. Locale Trasformatore bt/MT	23
1.6.12. locali tecnici Mt e bT	23
1.7. RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE	26
1.7.1. Linee di media tensione	26
1.7.2. Linee di bassa tensione	30
PARTE II: MODALITA' DI CONNESSIONE ALLA RTN	32
2.1 Preventivo di connessione	32
2.2 Opere per la connessione	33
3. PROTEZIONI ELETTRICHE	34
4. IMPIANTI AUSILIARI DI CAMPO	35
4.1 Generalità	35
4.2 Impianto di illuminazione	35
4.3 Impianto di rilevazione intrusione	36
5. IMPIANTO DI SUPERVISIONE E CONTROLLO	37
6. IMPIANTO DI MESSA A TERRA	40
7. PROTEZIONE SCARICHE ATMOSFERICHE	41



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. ing. Antonio
Via T. Solis, 128 - 71016 San Severo (FG)
P. IVA 02037220718
☎ 0882-228072 / ☎ 0882-243651
✉: info@studiomezzina.net



7.1 Riduzione del rischio fulminazione - accorgimenti costruttivi	42
7.2 Riduzione del rischio fulminazione - installazione SPD	42
8. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO SUE FASI.....	43



PARTE I: INTRODUZIONE E ASPETTI GENERALI.

1.1. Oggetto

La presente relazione si riferisce alla progettazione definitiva:

- I. dell'Impianto Fotovoltaico che la società **PARCO SOLARE MANFREDONIA S.R.L** intende realizzare alla località "**MONACHELLE**", Comune di **MANFREDONIA** (FG), e delle opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dell'impianto, ricadenti nel Comune di Manfredonia, alla località "Posta Macchia Rotonda";
- II. delle opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dell'impianto.

In particolare, la presente relazione riguarda le modalità di connessione del generatore fotovoltaico alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

1.2. Premessa

Il parco fotovoltaico denominato "**MANFREDONIA**" avrà una potenza teorica di picco del generatore fotovoltaico pari a circa **77,052 MWp**, regolata in modo tale che, anche tenendo conto dei rendimenti e perdite di conversione, la potenza attiva disponibile (Pnd) non superi mai la potenza attiva di immissione, pari a **63MVA** nel punto di consegna.

Le opere di connessione dell'impianto fotovoltaico alla RTN sono essenzialmente costituite da:

1. elettrodotto di collegamento in MT a 36 kV per la connessione del generatore fotovoltaico alla nuova Cabina di Sezionamento 36kV del produttore;
2. Cabina di Sezionamento 36kV costituita da un quadro MT 36kV, un quadro BT AC/DC, un trasformatore trifase servizi ausiliari, un quadro UPDM+RTU, un rack per apparecchiature di telecomunicazione e un quadro misure.
3. elettrodotto di collegamento in MT a 36 kV per la connessione della Cabina di Sezionamento alla nuova Sotto Stazione Elettrica Satellite 380/36kV di Terna;

1.3. Elenco elaborati di progetto.

Si riportano, in **Tab. 1**, l'elenco degli elaborati del progetto definitivo relativo alle opere elettriche ed elettromeccaniche, sia di rete che di utenza, necessarie per la connessione dell'impianto fotovoltaico alla RTN.

L'elenco è fondamentalmente riportato anche allo scopo di indicare esattamente gli elaborati che costituiscono la documentazione progettuale delle opere di connessione sottoposto a TERNA per la sua validazione.

CODICE	DESCRIZIONE	FORMATO	REV.	SCALA
XK1J275_57	Relazione tecnica opere di utenza per la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale	A4	03	/
XK1J275_24	Studio di impatto elettromagnetico	A4	03	/
XK1J275_58	Lettera di non delocalizzabilità per Autorità di Bacino della Puglia	A4	03	/
XK1J275_59	Calcoli preliminari impianti elettrici	A4	03	/
XK1J275_60	Inquadramento territoriale dell'impianto su IGM	A1	03	1:25.000
XK1J275_61	Inquadramento delle opere di connessione su CTR	A0	03	1:10.000 1:2.000
XK1J275_62	Inquadramento opere di connessione su orotofoto	A1	03	1:2.000
XK1J275_63	Inquadramento opere su base catastale di dettaglio (tavola 1 di 4)	A0	03	VARIE
XK1J275_64	Inquadramento opere su base catastale di dettaglio (tavola 2 di 4)	A0	03	VARIE
XK1J275_65	Inquadramento opere su base catastale di dettaglio (tavola 3 di 4)	A0	03	VARIE
XK1J275_66	Inquadramento opere su base catastale di dettaglio (tavola 4 di 4)	A0	03	VARIE
XK1J275_67	Particolare catastale cabina di sezionamento	A0	03	VARIE
XK1J275_69	Pianta e prospetti dei locali tecnici della cabina di sezionamento 36kV	A0	03	1:100
XK1J275_70	Disposizione e Schema quadro MT della cabina di sezionamento 36kV	A0	03	VARIE
XK1J275_72	Schema elettrico unifilare lato MT-AT	A0	03	VARIE
XK1J275_73	Inquadramento PPE su CTR	A0	03	1:10.000
XK1J275_74	Tavole Dettaglio Catastale	A3	03	1:2.000
XK1J275_75	Piano Particellare Tabellare	A3	03	VARIE

Tab. 1: *Elenco elaborati del progetto esecutivo, sezione elettrica, redatto dalla Proponente per le opere di Utenza e di rete per la Connessione*

1.4. Inquadramento territoriale dell'area di progetto

L'area su cui verrà realizzato il progetto è sita nella regione Puglia, in Provincia di Foggia, nel territorio comunale di Manfredonia. Le coordinate geografiche baricentriche del sito occupato dal generatore fotovoltaico sono:

Latitudine

41°29'38.64"N

Longitudine

15°52'13.61"E

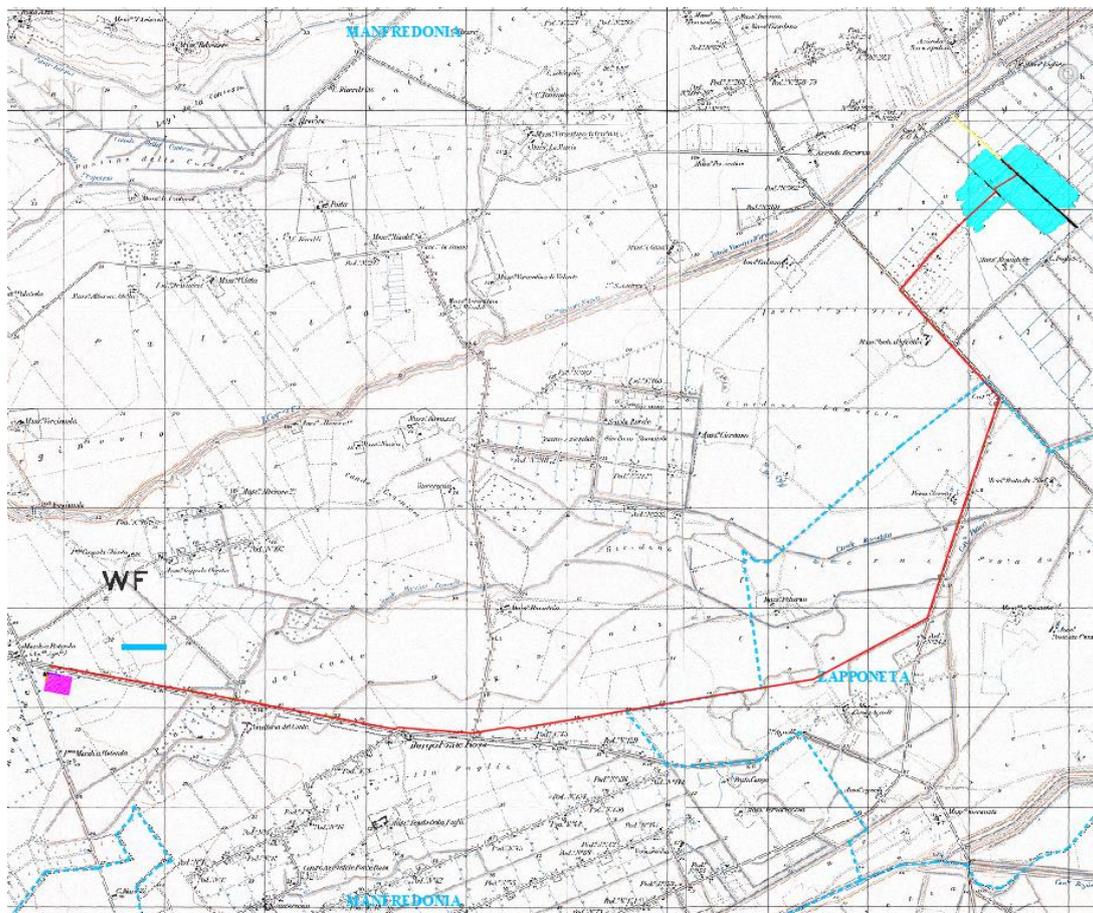


Fig. 1. Inquadramento di ampio raggio su IGM dell'area di intervento, situata a circa 15km a SUD di Manfredonia; in celeste, la centrale fotovoltaica; in ROSSO, il percorso dell'elettrodotto dorsale, che si sviluppa per circa 17km prevalentemente lungo rete viaria esistente; a SUD-Ovest la Cabina di Sezionamento Produttore, nei pressi della nuova SE Satellite 380/36kV (in viola)

Le aree necessarie alla realizzazione del Generatore Fotovoltaico sono nella disponibilità della Società Proponente grazie ad accordi già stabiliti con le Ditte Proprietarie dei Fondi, per mezzo di contratti preliminari di diritto di superficie. Anche ai fini della connessione alla RTN sono stati già stabiliti accordi per l'ubicazione della Sottostazione Produttore.

Per quanto riguarda tutte le altre opere necessarie alla connessione si attiverà la procedura di apposizione del vincolo preordinato all'esproprio, previa declaratoria di pubblica utilità da parte dell'Ufficio per le Espropriazioni.

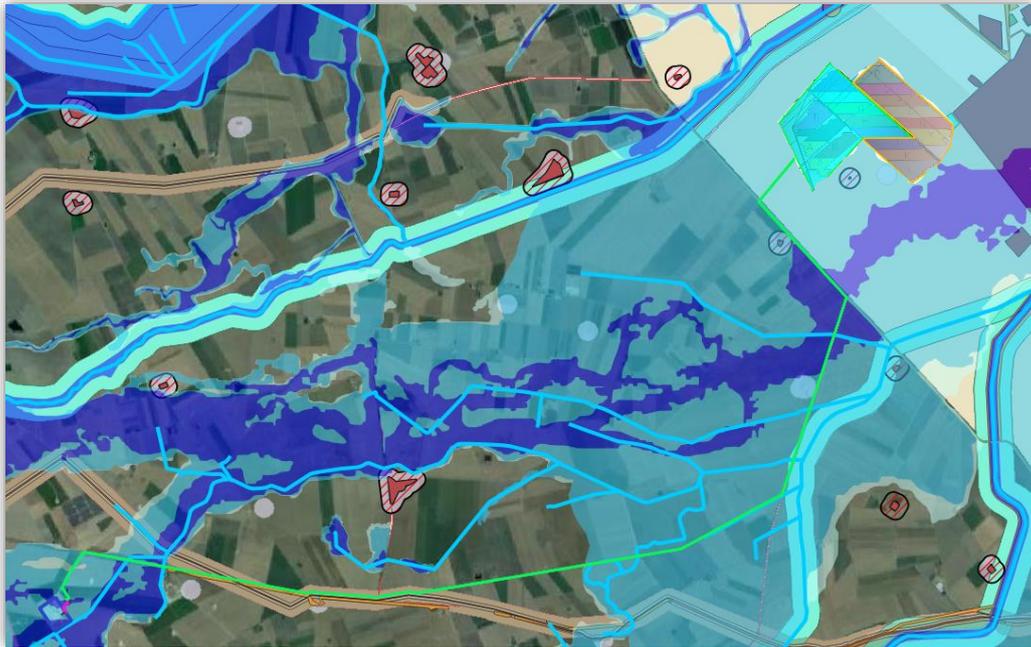


Fig. 2. Planimetria su ortofoto del Progetto, tra le località "MONACHELLE" e Posta Macchiarotonda. In evidenza la pianificazione sovraordinata (aree PAI, segnalazioni archeologiche, aree IBA). interferente con l'elettrodotto MT, in verde



Fig. 3. Dettaglio planimetrico su CTR - area Parco Fotovoltaico, in località "MONACHELLE"; con tratto in blu si distingue il percorso progettato dell'elettrodotto dorsale, tracciato su terreni privati prevalentemente in adiacenza alla viabilità esistente.

Dati del sito:

Temperatura: variazioni tra la minima e la massima di -2°C e $+40^{\circ}\text{C}$;

Vento: la condizione estrema del vento (3 secondi, periodicità 50 anni) alla massima altezza di installazione dei moduli è stimata in 25 m/s;

Frequenza di fulminazione: il sito è caratterizzato da 0.5 impatti/ km^2 all'anno;

Grandine: evento straordinario;

Neve: evento straordinario.

Sismicità: zona 2

Nella successiva **Fig. 3** sono riportati i gradienti di irraggiamento sul territorio nazionale con evidenziata l'area dell'intervento.



Fig. 4. Grado di irraggiamento annuale sul territorio nazionale

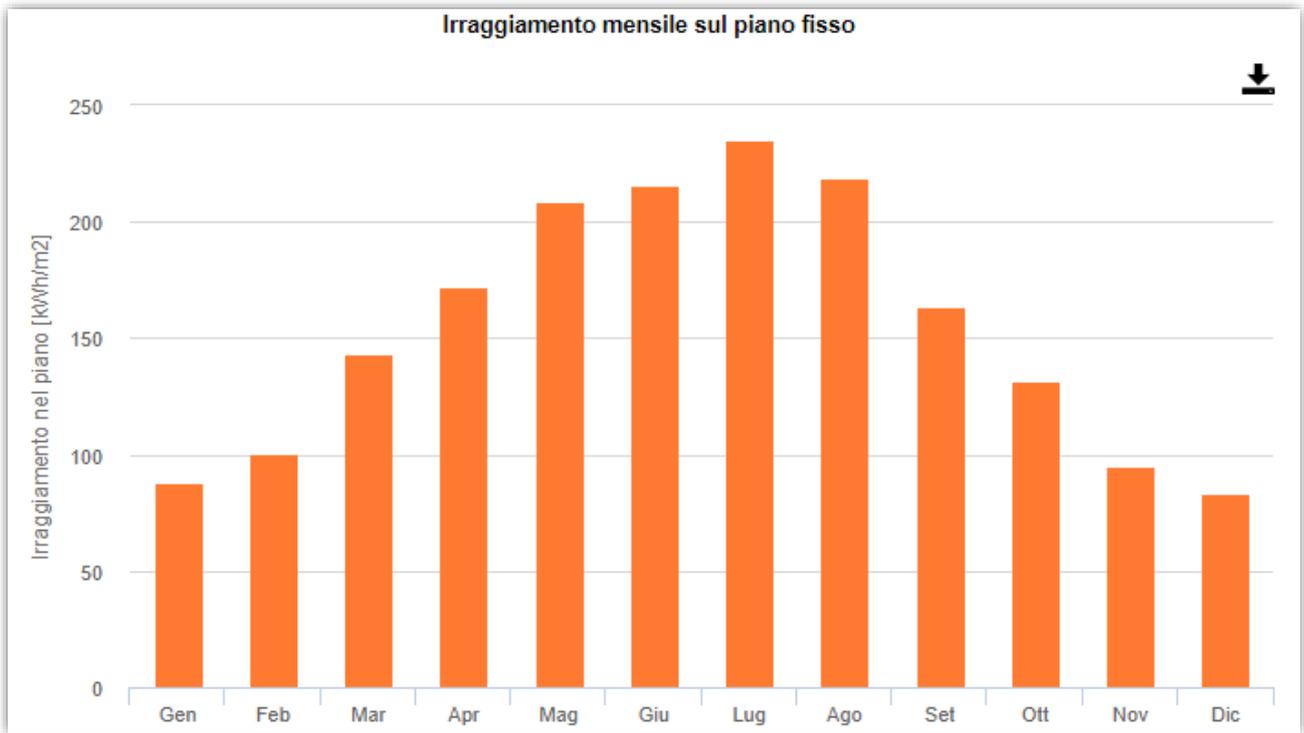


Fig. 5. Grado di irraggiamento complessivo sul piano dei moduli mensile in località Monachelle (fonte PVGIS)

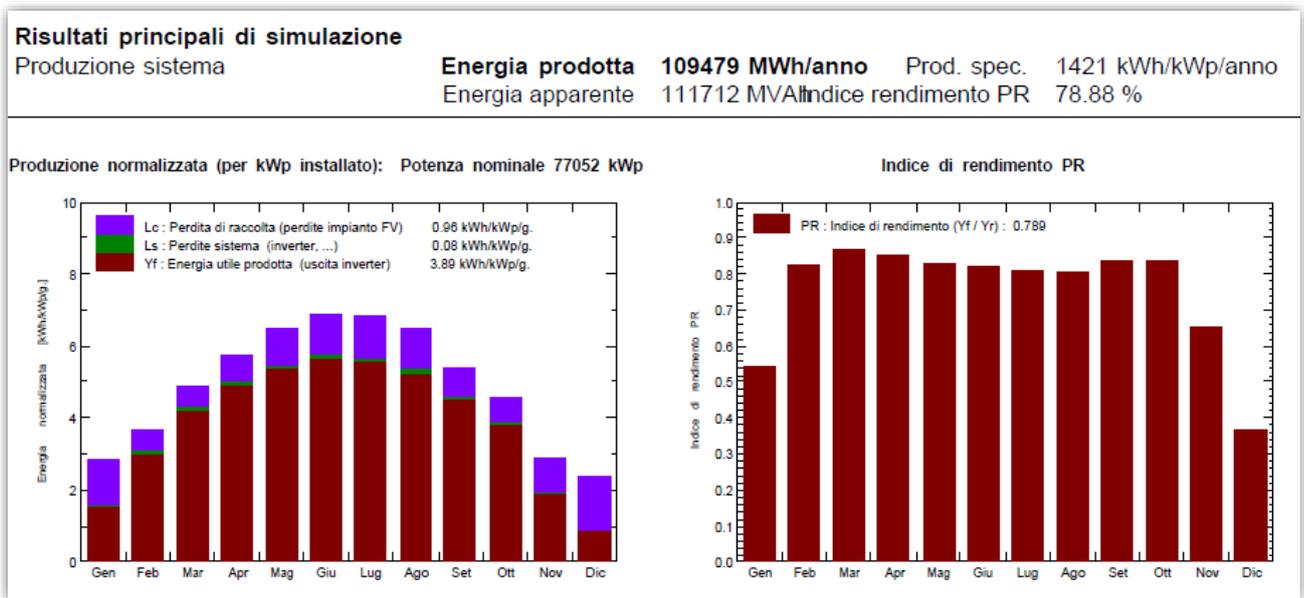


Fig. 6. Stima della producibilità dell'impianto (elaborazione PVSYSY, dati meteo METEONORM 7.2)



1.5. Norme e/o guide di riferimento

I documenti normativi e/o guide di riferimento, congiuntamente alle varianti e/o errata corrige eventualmente intervenute, sono da intendersi applicabili nella loro edizione in vigore al momento di emissione del presente documento.

L'applicazione di eventuali varianti e/o errata corrige che intervengano dopo l'emissione del presente documento ma prima della realizzazione delle opere potrà essere sottoposta all'attenzione del progettista da parte del soggetto responsabile della costruzione.

- NRif1. CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua";
- NRif2. CEI 82-25 "Guida alla realizzazione di sistemi di generazione di energia fotovoltaica collegati alle reti elettriche dei sistemi di Media e Bassa Tensione".
- NRif3. CEI 11-25 (EN 60909-0): "Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata, Parte 0: Calcolo delle correnti";
- NRif4. CEI 99-2 (EN 61936-1) "Impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a.";
- NRif5. CEI 99-3 (EN 50522) "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a."
- NRif6. CEI 9-17 – 2006 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica Linee in cavo";
- NRif7. CEI 99-5 "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in c.a.";
- NRif8. CEI 64-14 "Guida alle verifiche degli impianti elettrici utilizzatori";
- NRif9. CEI EN 50618 "Cavi elettrici per impianti fotovoltaici"
- NRif10. EI EN 60076-11 "Trasformatori di potenza – Parte 11: trasformatori di tipo a secco"
- NRif11. CEI EN 62305-1 "Protezione contro i fulmini. Parte 1: principi generali";
- NRif12. CEI EN 62305-2 "Protezione contro i fulmini. Parte 2: valutazione del rischio dovuto al fulmine";
- NRif13. CEI EN 62305-3 "Protezione contro i fulmini. Parte 3: danno materiale alle strutture e pericolo per le persone";
- NRif14. CEI EN 62305-4 "Protezione contro i fulmini. Parte 4: impianti elettrici ed elettronici nelle strutture";
- NRif15. CEI 99-4 "Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale";
- NRif16. CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- NRif17. ENEL "Guida per le connessioni alla rete elettrica di ENEL distribuzione", ed. 5.0. Marzo 2015;

1.6. CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

1.6.1. Consistenza dell'impianto fotovoltaico

In questo paragrafo riportiamo una descrizione generale e sintetica dell'impianto fotovoltaico allo scopo di inquadrare da subito le sue linee e le caratteristiche generali. Nel seguito di questa relazione si approfondiranno in dettaglio tutti gli aspetti tecnici dell'impianto fotovoltaico.

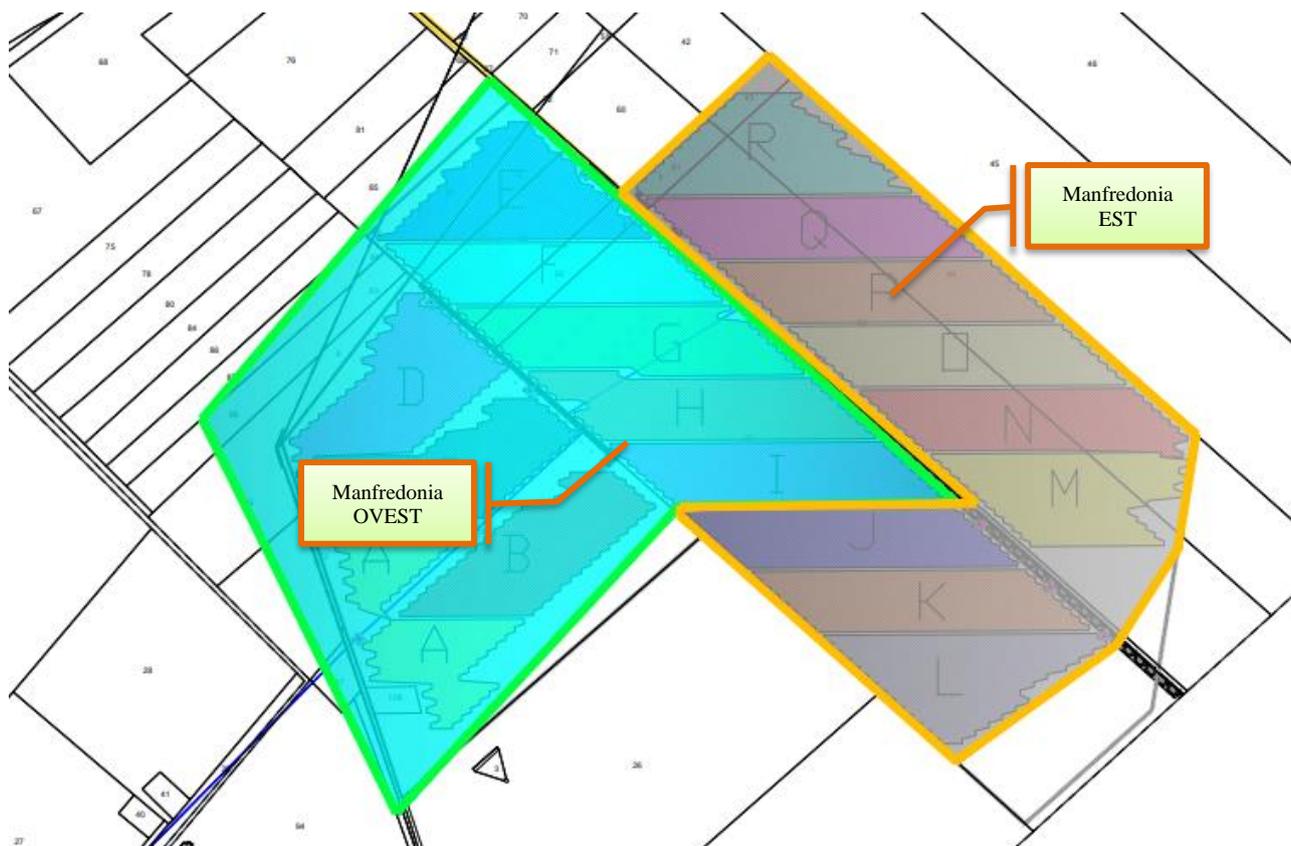


Fig. 7. Layout impianto e tratto iniziale dell'elettrodorso (in blu) su catastale.

La centrale fotovoltaica si svilupperà su un'area complessiva lorda di circa **77ha 14a**, corrispondenti alla superficie dei fondi acquisiti.

La superficie effettivamente impegnata dal parco fotovoltaico, inclusa nel perimetro dei soli inseguitori ed interna alla viabilità di servizio, è invece di circa **63ha 50a** a cui corrisponde una densità di potenza pari a:

$$D = P / S = 77 / 63,50 = 1,21 \text{ MWp/Ha}$$

L'impianto Fotovoltaico sarà strutturato in **18** subcampi elettricamente indipendenti, raggruppati in due **Sottoimpianti** planimetricamente distinti (EST ed Ovest), e separati da una strada sterrata:

1. Il sottoimpianto EST (nel seguito **M_E**), della potenza di circa **38,526 MWp**;

2. Il sottoimpianto OVEST (nel seguito **M_O**), della potenza di circa **38,526 MWp**;

I vari subcampi dei due SottoImpianti sono strutturati, mediante elettrodotti interrati in MT, in gruppi (sottocampi) collegati in serie che fanno capo alla Cabina di Raccolta di ciascun Sottoimpianto (rispettivamente **CdR_O** e **CdR_E**). Dalle due cabine di raccolta si diparte l'elettrodotto dorsale, costituito da 4 terne di cavi unipolari, che conferisce l'energia prodotta alla SSE.

1.6.2. Sottoimpianto ovest

Il sottoimpianto fotovoltaico "**M_O**", della potenza di **38,526 MWp**, sarà a sua volta costituito da 9 subcampi fotovoltaici, come identificati nell'immagine seguente mediante un identificativo alfabetico:



Fig. 8. Layout del SottoImpianto "Ovest" con identificazione dei vari subcampi (da A a I); in magenta, la posizione delle Stazioni di conversione/trasformazione; in blu, la posizione della cabina master "cabina di Raccolta Ovest".

In particolare i 9 subcampi saranno direttamente afferenti alla Cabina di Raccolta CdR_Ovest, situata nella zona nord del sottoimpianto.

Da essa si dipartirà un elettrodotto esterno che sarà collegato alle sbarre a 36kV della Cabina di Sezionamento.

1.6.3. Riepilogo costituzione sottoimpianto Ovest.

In definitiva il sottoimpianto Ovest sarà caratterizzato da:

- 1) 68.796 moduli fotovoltaici della potenza di 560Wp cadauno;
- 2) 2646 stringhe da 26 moduli cadauna;
- 3) 9 cabine di conversione DC/AC e trasformazione bT/MT 0,690/36kV;
- 4) 1 Cabina di Raccolta (CdR_Ovest);
- 5) 9 subcampi di potenza unitaria pari a 4.280,64 MWp.
- 6) 1 elettrodotto dorsale per la connessione alla nuova SSE satellite 36kV, di lunghezza pari a circa 15km.

Sottoimpianto	Sottocampo	N. Cabine	N. String Monitor	N. Stringhe	N. Moduli	Potenza di Picco [kWp]	Pot. Inverter [kVA]
OVEST	M_O_A	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_O_B	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_O_C	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_O_D	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_O_E	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_O_F	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_O_G	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_O_H	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_O_I	1	21	294	7.644	7.644	4.281
Tot. OVEST		9	189	2646	68.796	38.526	37.800

1.6.4. Sottoimpianto est

Il sottoimpianto fotovoltaico “M_E”, della potenza di **38,526 MWp**, sarà a sua volta costituito da 9 subcampi fotovoltaici, come identificati nell’immagine seguente mediante un identificativo alfabetico:



Fig. 9. Layout del Sottoimpianto EST” con identificazione dei vari subcampi (da J a R); in magenta, la posizione delle Stazioni di conversione/trasformazione; in blu, la posizione della cabina master “cabina di Raccolta EST”.

In particolare i 9 subcampi saranno direttamente afferenti alla Cabina di Raccolta CdR_EST, situata nella zona nord del sottoimpianto.

Da essa si dipartirà un elettrodotto dorsale per la connessione alla nuova SSE satellite 36kV.

1.6.5. Riepilogo costituzione sottoimpianto Est

In definitiva il sottoimpianto EST sarà caratterizzato da:

- 1) 68.796 moduli fotovoltaici della potenza di 560Wp cadauno;
- 2) 2646 stringhe da 26 moduli cadauna;

- 3) 9 cabine di conversione DC/AC e trasformazione bT/MT 0,690/36kV;
- 4) 1 Cabina di Raccolta (*CdR_EST*);
- 5) 9 subcampi di potenza unitaria pari a **4.280,64 MWp**.
- 7) 1 elettrodotto dorsale per la connessione alla nuova SSE Satellite 36kV, di lunghezza pari a circa **15km**.

Sottoimpianto	Sottocampo	N. Cabine	N. String Monitor	N. Stringhe	N. Moduli	Potenza di Picco [kWp]	Pot. Inverter [kVA]
EST	M_E_J	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_E_K	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_E_L	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_E_M	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_E_N	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_E_O	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_E_P	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_E_Q	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_E_R	1	21	294	7.644	7.644	4.281
Tot. EST		9	189	2646	68.796	38.526	37.800

1.6.6. RIEPILOGO GENERALE COSTITUZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO.

IMPIANTO	N. Cabine	N. String Monitor	N. Stringhe	N. Moduli	Potenza nominale di picco generatore [MWp]	Pot. nominale Inverter [MVA]	Potenza regolata in immissione [MW]	Pot. Inv. / Pot. Immissione
Tot. "MANFREDONIA"	18	378	5.292	137.592	77,052	75,600	63,000	120,00%

In definitiva l'impianto fotovoltaico, costituito dall'insieme dei due Sottoimpianti EST e OVEST, sarà caratterizzato da:

- 1) **137.592** moduli fotovoltaici della potenza di **560Wp** cadauno;
- 2) **378** quadri di stringa;



- 3) 5.292 stringhe da 26 moduli cadauna;
- 4) 18 cabine di conversione DC/AC e trasformazione bT/MT 0,690/36kV, con somma delle potenze nominali degli inverter pari a **75,600 MVA**, e somma delle potenze disponibili pari a **63,000MVA**;
- 5) 2 Cabine di Raccolta;
- 6) 18 sottocampi di potenza unitaria pari a 4.280,64 MWp per una potenza di picco complessiva del generatore fotovoltaico pari a **77,052MWp**: l'impianto sarà regolato in modo tale che la potenza nel punto di immissione **NON SIA MAI SUPERIORE A 63,000 MVA**.
- 7) 1 **elettrodotto** dorsale esterno, costituito da 4 terne MT 36kV, per la connessione alla Cabina di Sezionamento del produttore e successivamente alla nuova SSE Satellite 36/380 kV, di lunghezza pari a circa **17 km**.

1.6.7. Moduli fotovoltaici

Per questa fase di progettazione definitiva del generatore fotovoltaico ci si è basati sull'impiego di un pannello fotovoltaico in silicio monocristallino bifacciale scelto fra i prodotti tecnologicamente più avanzati presenti sul mercato, dotato di una potenza nominale pari a **560Wp**, costruito da **SUNTECH**, serie **STP560S-C72/Nmh**, le cui caratteristiche tecniche sono qui di seguito riepilogate:

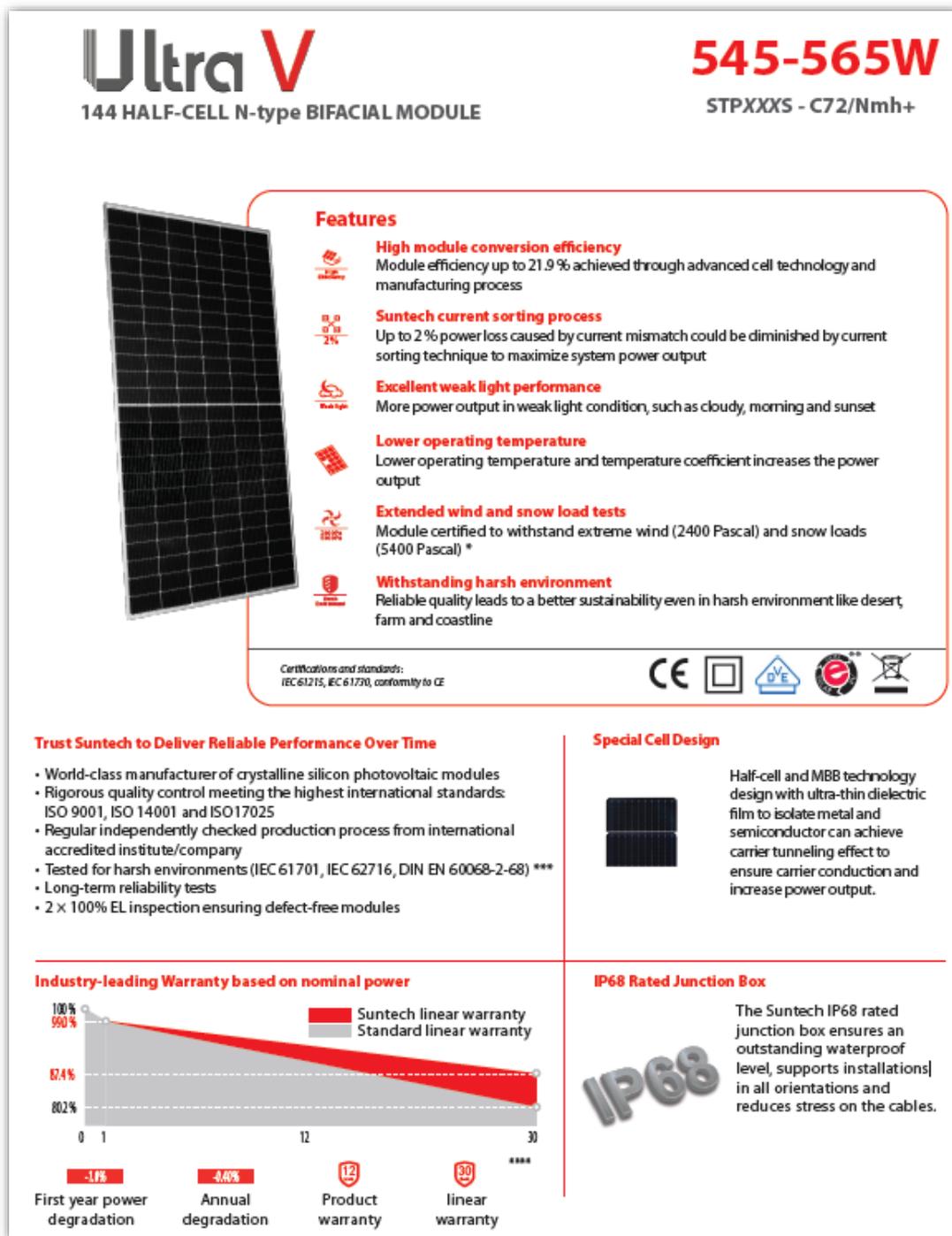


Fig. 10. Estratto dal datasheet del pannello fotovoltaico di progetto



Il pannello è basato su celle solari monocristalline “N-type” del tipo **half-cell** con tecnologia **MultiBusBar**, caratterizzato da una efficienza massima che raggiunge il 21.7% nella versione da 560Wp, oltre ad avere una perdita di efficienza molto bassa, quantificata dal costruttore in circa il 11% dopo 25 anni, ed il 13% dopo 30 anni.

PROPRIETA' ELETTRICHE (STC)		
Modulo		STPXXXS-C72/Nmh+
Potenza massima (Pmax)	[W]	560
Tensione MPP (Vmpp)	[V]	42.4
Corrente MPP (Impp)	[A]	13.21
Tensione a vuoto (Voc)	[V]	50.23
Corrente corto circuito (Isc)	[A]	14.24
Rendimento dei moduli	[%]	21.7
Temperatura di esercizio	[°C]	-40 ~ +85
Massima tensione di sistema	[V]	1500 (IEC)
Massima corrente inversa	[A]	25
Tolleranza della potenza (%)	[W]	0+5W
Fattore di bifaccialità	[%]	80

PROPRIETA' MECCANICHE	
Celle	144 (6 x 24)
Tipo delle celle	Monocristallino half-cell
Barre collettrici delle celle	MBB
Dimensioni (L x P x H)	2279 x 1134 x 30 mm
Massimo carico	/
Peso	32.8 kg
Tipo di connettore	MC4 EVO2, Cable 01S
Scatola di giunzione	IP68 con 3 diodi di bypass
Cavo di connessione (L)	2 x4mmq, 350 e 160 mm
Copertura frontale	Vetro anti riflesso 2.0+2.0 mm semi-temperato
Telaio	Alluminio anodizzato

CERTIFICAZIONI E GARANZIA	
Certificazioni	EC61215/IEC61730
	Munich RE, IEC, TuV NORD-TUV SUD
	ISO9001:2015, ISO14001:2015, SO17025
Garanzia sul prodotto	12 anni
Garanzia sulla resa di Pmax (tolleranza ±5 %)	30 anni garanzia -1% primo anno + lineare -0.40%

COEFFICIENTI DI TEMPERATURA		
NOCT	[°C]	42 ± 2
Pmpp	[%/°C]	-0,32
Voc	[%/°C]	-0,26
Isc	[%/°C]	0,046

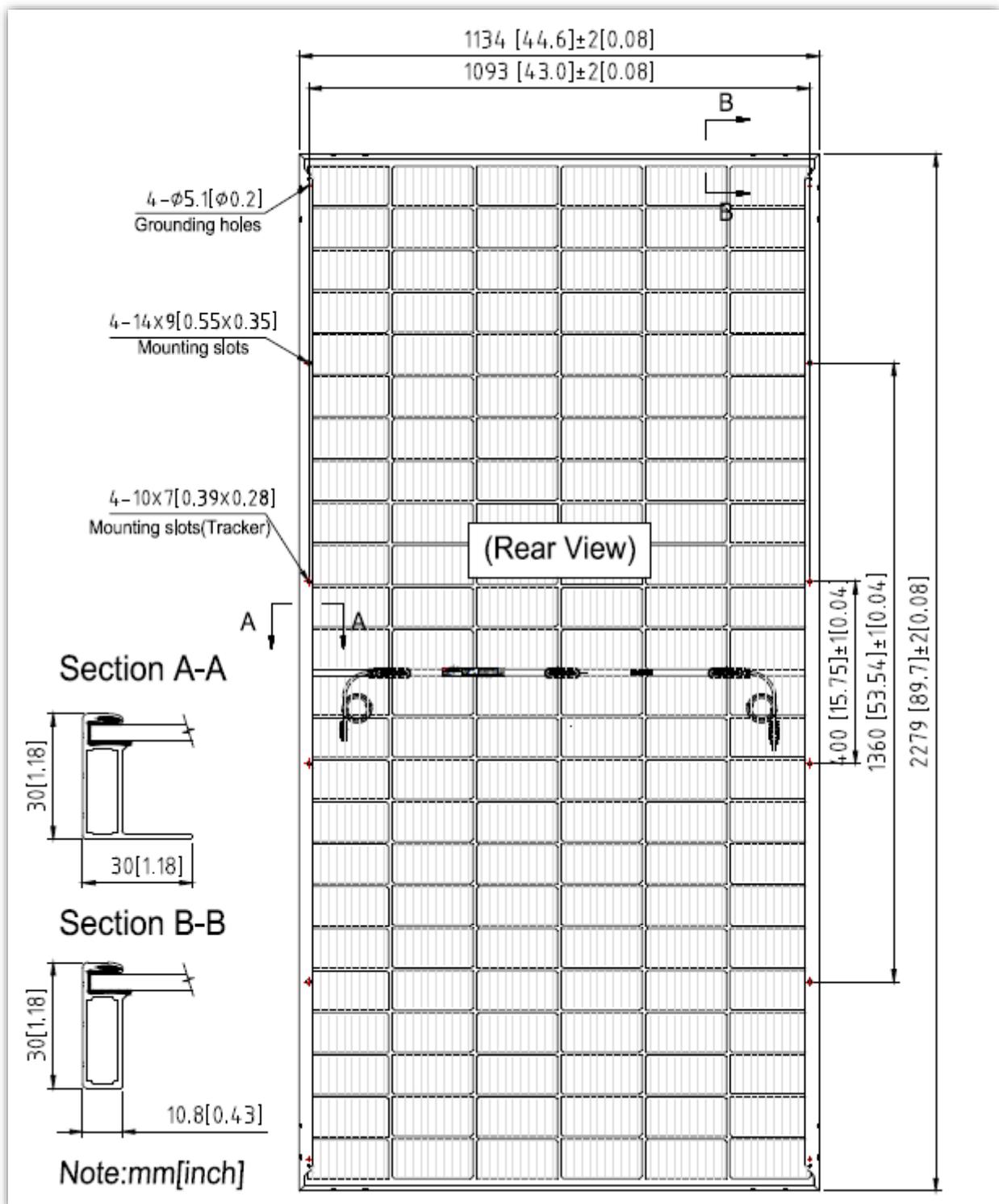


Fig. 11. Dimensioni del pannello: estratto dal datasheet del pannello fotovoltaico di progetto.

In fase realizzativa **il pannello potrà essere sostituito da altri analoghi modelli, anche di potenza unitaria superiore, di dimensioni differenti e/o differente tecnologia di conversione, mono o bifacciali**, anche di altri



costruttori (ad es. Sunpower, Longi Solar, Canadian Solar, TRINAsolar ed altri) in relazione allo stato dell'arte della tecnologia al momento della realizzazione del Parco, lasciando invariata o di minimizzando l'impronta al suolo a parità di potenza complessivamente installata.

1.6.8. Collegamenti elettrici del campo fotovoltaico

Il collegamento elettrico tra i singoli moduli è del tipo “in serie”, in maniera tale da formare una stringa di 26 moduli: tale collegamento avverrà mediante i cavi in dotazione ai singoli moduli, ed impiego di cavi “solari”, ubicati sul retro della struttura portante e caratterizzati da tensione nominale $U_0 = 1.0\text{kV DC}$, dimensionati secondo necessità.

La tensione massima di stringa è stata calcolata a 0° , poiché la condizione di pieno irraggiamento a temperature inferiori è di fatto mai verificata e, dal punto di vista dell’esercizio, si traduce in evento rarissimo e non influente ai fini del rendimento dell’impianto:

- **Voc a 0°C : 1388 V** per stringhe con 26 moduli da 560 Wp.

Le stringhe sono raggruppate in gruppi da 14, che fanno capo ai **294** raccoglitori di stringa, che andranno ad essere collegati a 21 dei 24 ingressi DC disponibili negli inverter di progetto.

1.6.9. CABINE ELETTRICHE di conversione cc/CA e trasformazione bt/MT.



Fig. 12. Shelter di conversione e trasformazione.

Le cabine elettriche di conversione CC/AC e trasformazione bt/MT hanno la funzione di accogliere i componenti necessari a convertire l’energia elettrica in corrente continua prodotta dall’impianto fotovoltaico in energia elettrica alternata, la quale poi sarà trasformata in media tensione dal trasformatore elettrico presente in ogni cabina.



Dal punto di vista costruttivo, si ricorrerà a manufatti prefabbricati di tipo shelter, integrati, di dimensioni complessive pari a circa **6,5m x 3.00m e altezza di 2,50m** (altezza riferita al piano di campagna).

Le cabine di trasformazione dovranno essere dotate del corredo antinfortunistico completo a norma delle vigenti leggi.

Tali cabine saranno composte dai seguenti elementi:

- un vano “conversione”, dove sarà installata la macchina inverter per la conversione dell’energia elettrica da continua DC ad alternata AC e un quadro di bassa tensione (QAUX) derivabile direttamente dalle macchine inverter;
- un vano trasformatore, dove sarà installato un trasformatore in resina bT/MT, in esecuzione speciale essendo dotato di due gruppi di morsetti bT collegati in parallelo direttamente all’interno della macchina. In tal modo ad ogni gruppo di morsetti bT sarà collegato un inverter, evitando di conseguenza la necessità di installare quadri di distribuzione intermedi tra convertitori e trasformatore e un quadro di bassa tensione (AUX) derivabile dal secondario del trasformatore tramite un altro trasformatore 270/400 V, essendo la tensione secondaria del trasformatore di cabina pari a 270V;
- un locale quadri MT, dove sarà installato il modulo Interruttore SF6 con sezionatore e partenza cavo posto a protezione e sezionamento del trasformatore stesso.

1.6.10. Vano “conversione”: Inverter

Gli inverter per la conversione dell’energia da corrente continua a corrente alternata 50Hz sono apparecchiature centralizzate, in numero di 1 per ciascun subcampo. In questa fase autorizzativa sono state ipotizzate macchine di costruzione **SMA**, modello **SUNNY CENTRAL UP** con funzionalità in grado di sostenere la tensione di rete e contribuire alla regolazione dei relativi parametri, con particolare riferimento all’allegato A68 del codice di Rete di Terna.

Anche per questi componenti ci si riserva di effettuare la scelta finale in fase esecutiva del progetto, sulla base dello stato dell’arte della tecnica al momento della realizzazione dell’impianto, scegliendo altri modelli e/o altri costruttori (ad es. Huawei, Siemens, ABB, ed altri).

Le apparecchiature impiegate, a valle di un accurato dimensionamento dei sottocampi, sono di unica taglia: 4200kVA,

Sarà presente un inverter per ciascun subcampo, alimentato dai paralleli di stringa effettuati nelle String Monitor, installati in campo sulle strutture di sostegno dei tracker, secondo il diagramma di principio qui sotto riportato:

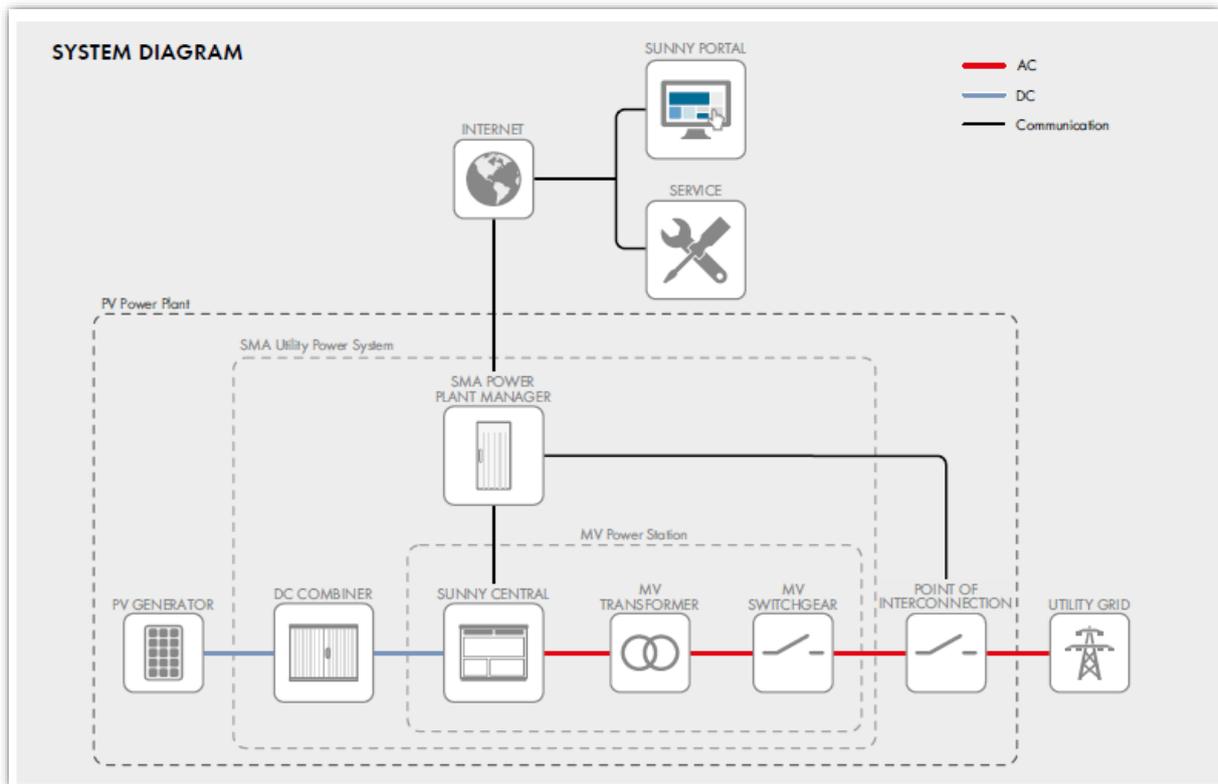


Fig. 13. Schema di collegamento al Sunny Central, dal lato Generatore e dal lato RTN.

1.6.11. Locale Trasformatore bT/MT

Il trasformatore BT/MT, situato in ciascuna Cabina di Conversione/trasformazione, ha la funzione di trasformare la tensione convertita da ogni inverter da bassa a media.

Il trasformatore adottato sarà del tipo dry type cast-oil MT/BT - 36/0,6-0,80kVA, e potrà essere adottato nella taglia unica da 4200kVA, per ragioni di semplicità manutentiva, interventiva e gestionale del magazzino ricambi.

1.6.12. locali tecnici Mt e bT

I 18 sottocampi saranno connessi a due locali shelter definiti "CABINA DI RACCOLTA" (CdR):

- CdR_OVEST, per il Sottopianto OVEST, che raccoglierà l'energia prodotta dai blocchi A, B, C, D, E, F, G,H,I;
- CdR_EST, per il Sottopianto EST, che raccoglierà l'energia prodotta dai blocchi J, K, L, M, N, O, P, Q, R;

Tali locali sono deputati a cabina di sezionamento, misura e raccolta dell'energia prodotta.

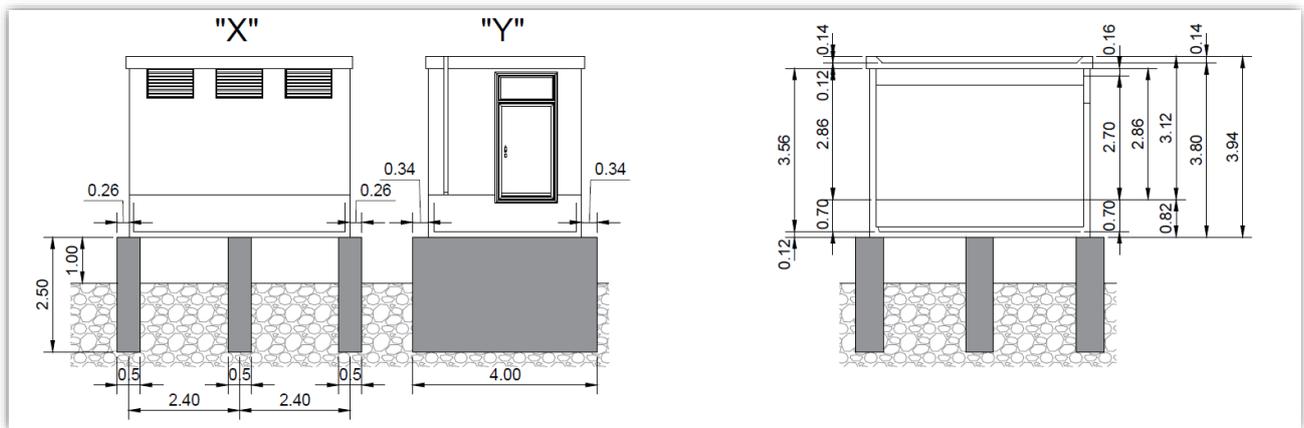
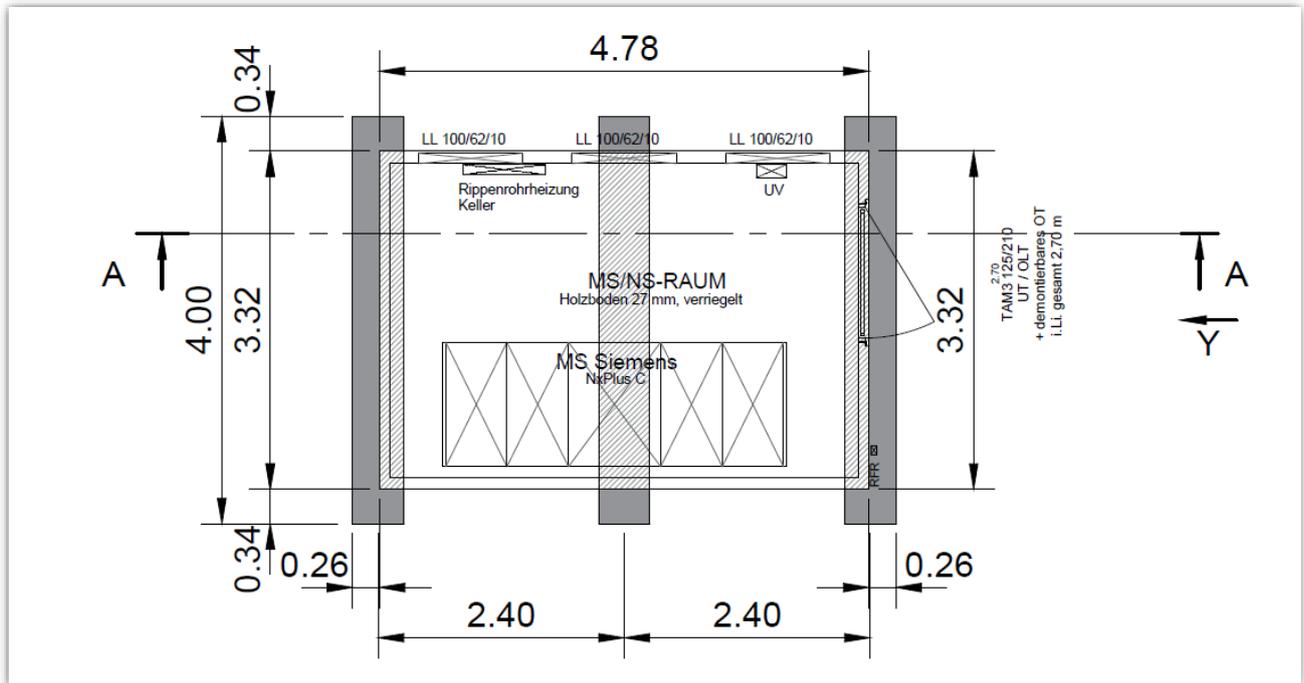


Fig. 14. Stralci tratti dagli elaborati di progetto con pianta e sezioni delle Cabine di Raccolta.

All'interno delle cabine di raccolta si avranno gli scomparti (rispettivamente 9 per la CdR_Est e 9 per la CdR_Ovest, deputati ad accogliere l'energia proveniente dai vari sottocampi; in parallelo a tali scomparti, saranno presenti ulteriori 2 scomparti per ciascuna CdR, da ciascuno dei quali si dipartirà una delle 4 terne costituenti l'elettrodotto dorsale, che convoglierà l'energia prodotta fino ai locali tecnici presenti nella futura Cabina di Sezionamento del Produttore.

La Cabina di Raccolta sarà destinata solo a locale Quadri MT 36kV.



Nell'edificio shelter "Cabina di raccolta OVEST" sono individuati i seguenti scomparti:

- a. Scomparto misure 1;
- b. Scomparto Arrivo Linea O1 (Dorsale Ovest);
- c. Scomparto Linea A;
- d. Scomparto Linea B;
- e. Scomparto Linea C;
- f. Scomparto Linea D;
- g. Scomparto Congiunzione di sbarra;
- h. Scomparto Linea E
- i. Scomparto Linea F;
- j. Scomparto Linea G;
- k. Scomparto Arrivo Linea O2 (Dorsale Ovest);
- l. Scomparto misure 2;
- m. Scomparto Servizi Ausiliari

Nell'edificio shelter "Cabina di raccolta EST" sono individuati i seguenti scomparti:

- a. Scomparto misure 1;
- b. Scomparto Arrivo Linea E1 (Dorsale Est);
- c. Scomparto Linea H;
- d. Scomparto Linea I;
- e. Scomparto Linea J;
- f. Scomparto Linea K;
- g. Scomparto Congiunzione di sbarra;
- h. Scomparto Linea L;
- i. Scomparto Linea M;
- j. Scomparto Linea N;
- k. Scomparto Arrivo Linea E2 (Dorsale Est);
- l. Scomparto misure 2;
- m. Scomparto Servizi Ausiliari.

1.7. RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE

1.7.1. Linee di media tensione

Il sistema di distribuzione MT di collegamento per ciascun subcampo ha una configurazione del tipo in serie: in particolare è prevista una cabina denominata MASTER con la duplice funzione di punto di parallelo per le energie provenienti dai vari subcampi, e punto di partenza per la linea dorsale. Nei centri di trasformazione l'energia elettrica prodotta può essere elevata ad un valore di tensione maggiore di quello nominale al fine di consentirne la trasmissione rispettando le esigenze di contenimento delle perdite, e di equilibrare le tensioni dei vari subcampi.

Tutte le linee elettriche MT interne al campo fotovoltaico seguiranno il più possibile il tracciato delle strade di nuova realizzazione o, laddove necessario, seguiranno le corsie libere tra le file di tracker.

I cavi MT utilizzati saranno della tipologia ARE4H5EE 20,8/36 kV in accordo alla norma IEC 60840: conduttore unipolare, in corda rigida compatta a fili di alluminio, in accordo alla norma IEC60228, classe 2, con strato semiconduttore in mescola estrusa termoindurente, isolante XLPE, semiconduttore estruso saldato, nastro semiconduttivo anti-umidità, schermo a nastro di alluminio laminato, guaina esterna in PE, colore rosso.

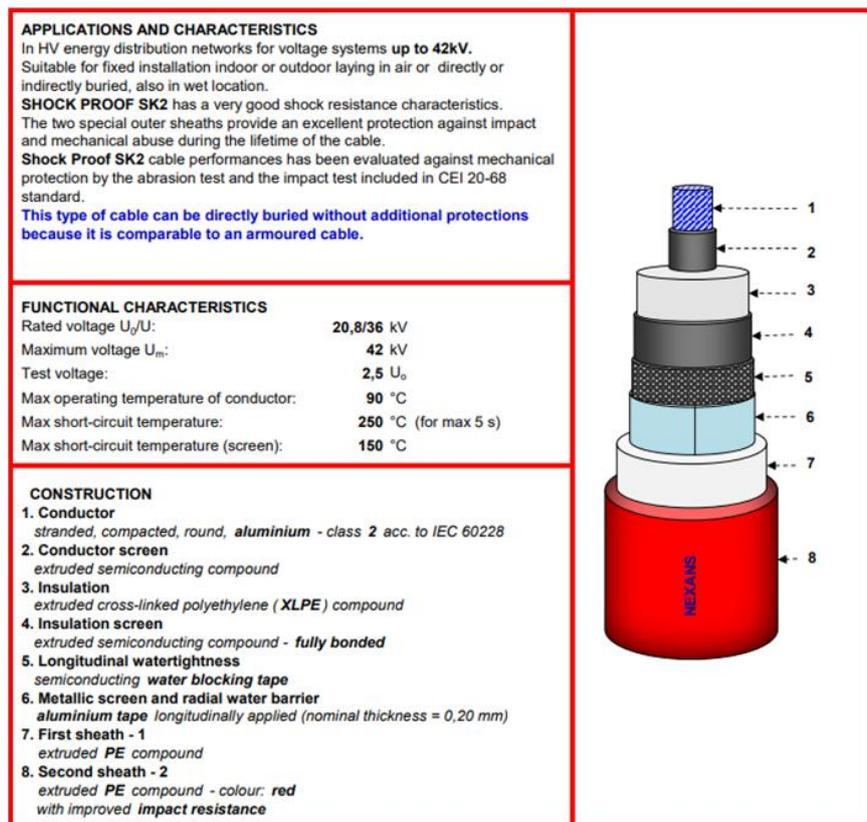


Fig. 14. Particolare degli strati costitutivi di un cavo ARE4H5EE.

I dimensionamenti delle linee interne sono stati effettuati conservativamente tenendo conto della potenza nominale di picco di ciascun subcampo, in modo che anche in caso di guasto di uno o più dei subcampi, l'impianto potrà lavorare inseguendo continuamente la massima potenza di immissione, **pari a 63,0MW**; in condizioni operative standard, grazie al surdimensionamento dell'impianto, le linee saranno caricate con potenze inferiori al 82% della potenza di picco, ovvero in misura pari al rapporto tra potenza di immissione e potenza di picco:

$$63/77=0,82$$

Tale dimensionamento garantirà, inoltre, che in futuro la società possa eventualmente chiedere l'incremento della potenza di immissione fino alla massima potenza dell'impianto.

Il dimensionamento della dorsale è stato effettuato in modo tale che sia possibile, in futuro, usare l'elettrodotto esistente per eventuali ampliamenti:

SOTTOIMPIANTO	Subcampo	Denom. TRATTA	LUNGHEZZA GEOMETRICA	SEZIONE	NUMERO TERNE	CARATTERISTICHE SETTORI				CARATTERISTICHE DEL CAVO	CADUTA DI TENSIONE max	PLOSS [kW]
						Pot. Nominale [kWp]	Pot. Reale massima [kWp]	CORRENTE Reale Massima	CORRENTE Linea (max)	PORTATA	$\Delta U\%$ (max)	
								I_{S1}	I_L	I_2		
								[A]	[A]	[A]		
DORSALE est	CdR_EST-SSE	14300	630	2	38528	36.079	724,13	362,07	490,90	1,97%	358,5	
DORSALE Ovest	CdR_Ovest-SSE	14300	630	2	38528	36.079	724,13	362,07	490,90	1,97%	358,5	
					Tot	77056	72.158	perdite totali massime			855,3	
										TOTALI max	2,45%	855,3

In particolare, sarà possibile spingere fino ad un limite di 104MWp, o anche oltre, con la sola cautela di limitare la potenza massima immessa nella dorsale a 97,7MWp:

SOTTOIMPIANTO	Subcampo	Denom. TRATTA	LUNGHEZZA GEOMETRICA	SEZIONE	NUMERO TERNE	CARATTERISTICHE SETTORI				CARATTERISTICHE DEL CAVO	CADUTA DI TENSIONE max	PLOSS [kW]
						Pot. Nominale [kWp]	Pot. Reale massima [kWp]	CORRENTE Reale Massima	CORRENTE Linea (max)	PORTATA	$\Delta U\%$ (max)	
								I_{S1}	I_L	I_2		
								[A]	[A]	[A]		
DORSALE est	CdR_EST-SSE	14300	630	2	52205,44	48.887	981,20	490,60	490,90	2,67%	658,1	
DORSALE Ovest	CdR_Ovest-SSE	14300	630	2	52205,44	48.887	981,20	490,60	490,90	2,67%	658,1	
					Tot	104410,88	97.775	perdite totali massime			1.454,7	
										TOTALI max	3,15%	1.454,7

I terminali cavo M.T. saranno del tipo plug-in mentre i giunti saranno del tipo autorestringente o termorestringente per posa direttamente interrata. Nella figura sottostante si mostra un giunto termorestringente omologato ENEL.



Fig. 15. Schema di esecuzione di un giunto MT

In corrispondenza dei giunti saranno collegati a terra gli schermi dei cavi MT.

All'interno del parco, i cavi saranno posati direttamente interrati, principalmente lateralmente alla viabilità nuova e da realizzare, in uno scavo avente profondità dal piano stradale compresa tra 1 e 1,2m circa, con larghezza variabile a seconda della formazione.

Il cavo verrà adagiato su un letto di sabbia di spessore pari a 0,10m e sarà ricoperto da un ulteriore strato di sabbia di spessore minimo pari a 0,30m, tale cassonetto ospiterà anche la fibra ottica direttamente posata in terreno; sul cavo sarà posato un tegolino in plastica per la protezione meccanica.

Infine, ad una distanza di circa 0,20m dal cavo di fibra, verrà posato il nastro segnalatore. Successivamente lo scavo verrà ripristinato secondo le condizioni iniziali.

I cavi in fibra ottica saranno direttamente posati in terreno e giuntati (lunghezza dipendente dalla pezzatura commerciale) mediante idonee giunzioni ottiche entro scatola di contenimento e protezione del tipo con chiusura a cerniera complete di schede, vassoietti portagiunti e giunzioni di fibra. Per la realizzazione delle

giunzioni dei conduttori in fibra saranno realizzati pozzetti rompitratta in cls con chiusino posati all'interno delle nicchie. Il cavo sarà a 12 e/o 24 fibre monomodali 9/125 μm .

CAVO IN FIBRA OTTICA MONOTUBETTO PER ESTERNO

CAVO IN FIBRA OTTICA MONOTUBETTO PER ESTERNO CON PROTEZIONE ANTIRODITORE SUPER-RINFORZATA, MAX. 24 FIBRE

APPLICAZIONI

Per uso esterno in impianti di cablaggio strutturato (dorsale di campus).
 Per uso esterno in reti di telecomunicazione: TV via cavo.
 Facile da installare in cavedi, tunnel, trincee o tubazioni, anche adatto **all'interro diretto**.

Una semplice struttura del cavo completamente dielettrica con una protezione antiroditore maggiorata. Durata prevista maggiore di 30 anni.

GUIDA ALLA INSTALLAZIONE E ALLA MANIPOLAZIONE

Quando si stendono e si installano i cavi in fibra ottica è vitale non eccedere i valori specifici della forza di tiro, del raggio di curvatura e della temperatura. I metodi di installazione devono essere in accordo con gli standard comuni.
 Per facilitare l'inserimento in tubature per mezzo di aria compressa o cavo pilota possono essere usati lubrificanti certificati (esempio paraffina). È sconsigliato l'uso di sapone o di lubrificanti comuni. Se un cavo ha bisogno di essere fissato, devono essere evitate riduzioni > 3 mm.
 Il gel all'interno del tubetto può essere rimosso usando tessuto impregnato di trementina.
 È consigliabile proteggere le teste del cavo durante lo stoccaggio.



CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE

Specifiche del cavo (Costruzione in accordo con la norma IEC 60794)

- Rivestimento primario della fibra ottica: $\varnothing 250 \pm 15 \mu\text{m}$
- Tubetto centrale tamponato in gel (privo di silicone) contenente fino a 24 fibre
 Codice colore delle fibre:
 1-12: rosso-naturale-giallo-blu-verde-viola-marrone-nero-arancio-turchese-rosa-bianco
 13-24: rosso-naturale-giallo-blu-verde-viola-marrone-grigio-arancio-turchese-rosa-bianco
anelate in nero
- Fibra di vetro come elemento di tiro e protezione antiroditore incrementata fino a **52800 TEX**
- Guaina esterna in polifene nero resistente ai raggi UV
 Identificazione COM-CAVI MULTIMEDIA - tipo di cavo-numero x tipo di fibre+data-marcatatura metrica- P/N

Dati meccanici - Protezione antiroditore extra rinforzata

- n° fibre	max.	24
- \varnothing tubetto centrale	mm	4,2
- \varnothing nominale/max.	mm	10,2/10,5
- Peso	kg/km	106,2
- Energia di fiamma	kJ/m	2200

Fig. 16. scheda tecnica cavo in fibra ottica

Di seguito si riportano le sezioni tipologiche di scavo del progetto che riguardano sia i cavi interni che esterni al parco fotovoltaico:

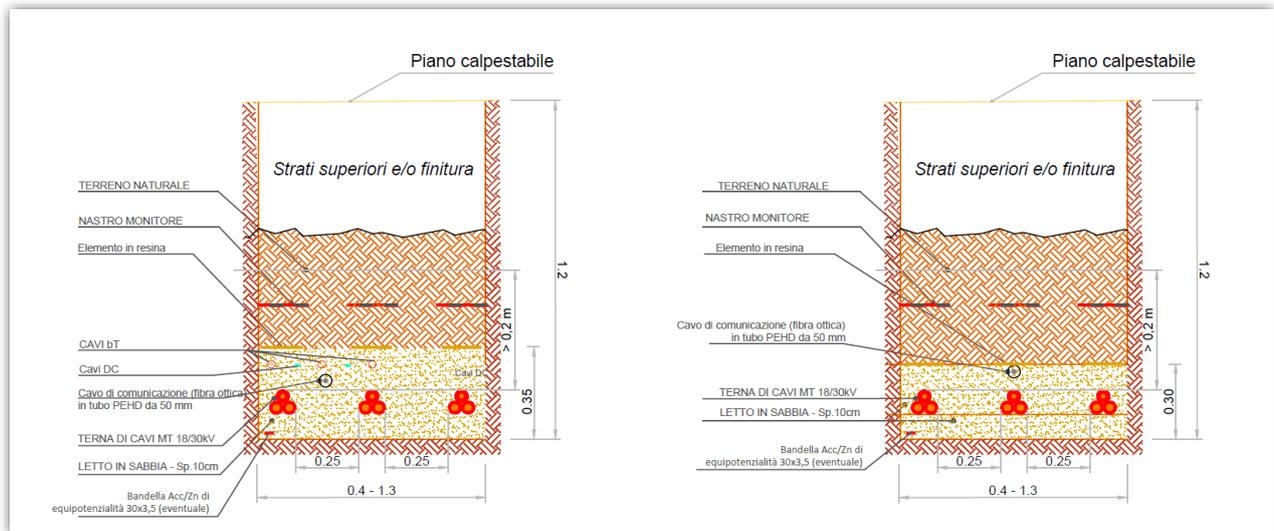


Fig. 17. Particolare: tipico scavo MT per 1-4 terne MT; a sinistra, con compresenza di cavi BT.

1.7.2. Linee di bassa tensione

Tutte le condutture elettriche interrato saranno realizzate con cavi tipo ARG16OR16 0,6/1kV direttamente posati in trincea, su strato di allettamento in sabbia. Tali elettrodotti saranno posati ad una profondità di circa 1m rispetto al piano di campagna. Per la posa degli elettrodotti sarà quindi realizzato uno scavo di profondità 110cm e larghezza variabile secondo la formazione delle linee provenienti dagli inverter di stringa. Eseguito lo scavo, prima della posa dei cavidotti sarà realizzato un letto di sabbia dello spessore di circa 10cm; inoltre dopo la posa dei cavi essi saranno ricoperti con uno strato ulteriore superiore di sabbia di spessore pari a 20cm. La parte rimanente dello scavo sarà riempito con terreno risultante dallo scavo, ovvero completando la richiusura con un pacchetto di tipo stradale carrabile in misto stabilizzato, secondo necessità. Il terreno di risulta, privo di scorie, sarà distribuito in loco, ovvero trasportato a discarica autorizzata qualora contaminato da scorie di lavorazione.

Lungo il percorso degli elettrodotti saranno realizzati dei pozzetti elettrici con funzione di rompitratta e/o derivazione rispettivamente per i tratti lineari più lunghi e per i punti di cambiamento di direzione. I pozzetti saranno con corpo in cls prefabbricato e chiusino superiore di chiusura in cls. Il fondo del pozzetto dovrà essere di tipo drenante per consentire il facile deflusso delle acque che in esso si raccolgono. Tutti i collegamenti dei cavi dovranno essere realizzati in apposite scatole o pozzetti di derivazione e/o rompitratta; non sono ammessi collegamenti direttamente all'interno delle tubazioni e cavidotti. Nelle scatole di derivazione i collegamenti saranno eseguiti mediante appositi morsetti a cappello IPXD di sezione adeguata al numero e sezione dei conduttori da collegare. Nei pozzetti interrati invece i collegamenti di cavi saranno eseguiti esclusivamente mediante giunti a resina colata di dimensioni e numero di vie adeguate al

numero e formazione dei cavi da giuntare. Tutti i cavi si attesteranno ai morsetti delle apparecchiature mediante appositi terminali a capocorda a crimpare. Si rimanda alle tavole grafiche di progetto per lo schema di dettaglio della posa di detti cavi, di cui si riportano qui di seguito alcune miniature.

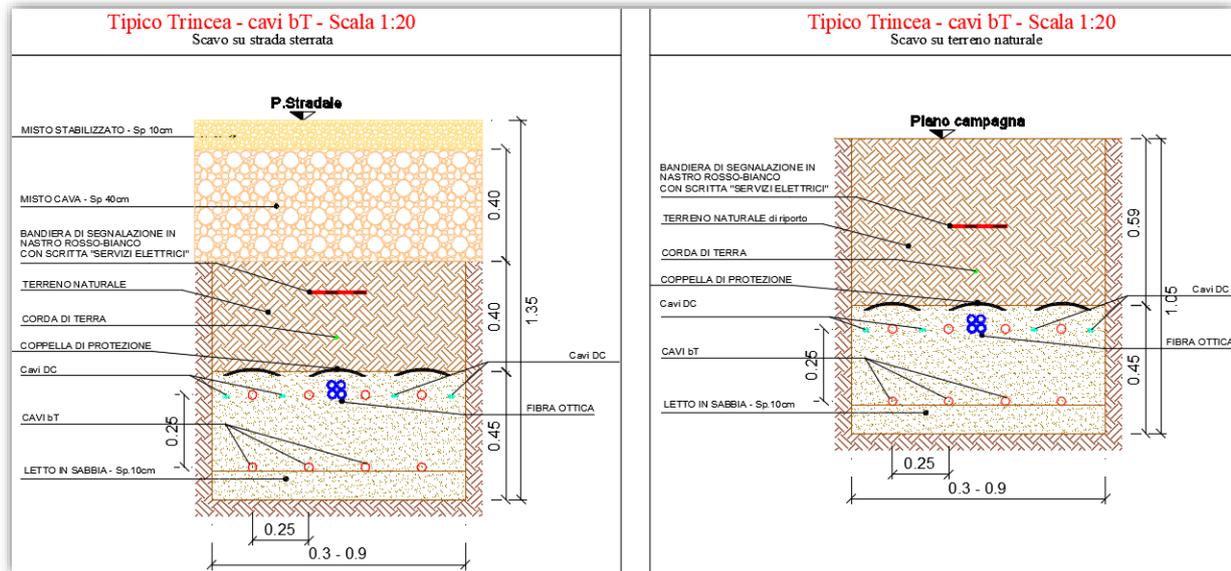


Fig. 18. Particolare tipici trincee per cavidotti bT, in formazione variabile, rispettivamente su strada sterrata e su terreno naturale.

PARTE II: MODALITA' DI CONNESSIONE ALLA RTN.

2.1 Preventivo di connessione

La proponente **PARCO SOLARE MANFREDONIA SRL**, mediante una voltura della connessione, ha l'accettazione del preventivo di connessione richiesto dalla Società **WIRCON GMBH S.r.l.**, ed elaborato da TERNA S.p.A. con Codice Pratica n. **202000076** da **63,14MW** del 17/05/2022, la cui Soluzione Tecnica Minima Generale prevede la connessione "... in antenna a 36kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN 380/150kV di Manfredonia."

Si è proceduto ad individuare l'area per la collocazione della Cabina di Sezionamento del produttore, progettata nelle immediate vicinanze della nuova SSE Satellite 36/380kV collegata alla esistente SET "Macchiarotonda" 380/150kV tramite due feeder da 380kV.

Il layout previsto della Cabina di Sezionamento è stato definito secondo la rappresentazione planimetrica in seguito riportata:



Fig. 19. Inquadramento su ortofoto delle opere di Rete: in blu, l'elettrodotto dorsale MT 36kV; in giallo cabina di sezionamento Produttore; in verde, l'elettrodotto 36kV per il collegamento alla nuova SE Satellite Terna; riquadrata in viola, la posizione della nuova SE satellite 36/380 kV.

2.2 Opere per la connessione

L'impianto sarà collegato allo stallo assegnato della nuova Stazione Satellite 36/380kV di Manfredonia attraverso una cabina di sezionamento 36/40.5 kV delle dimensioni di 20x25 m così come rappresentato nella Figura xx

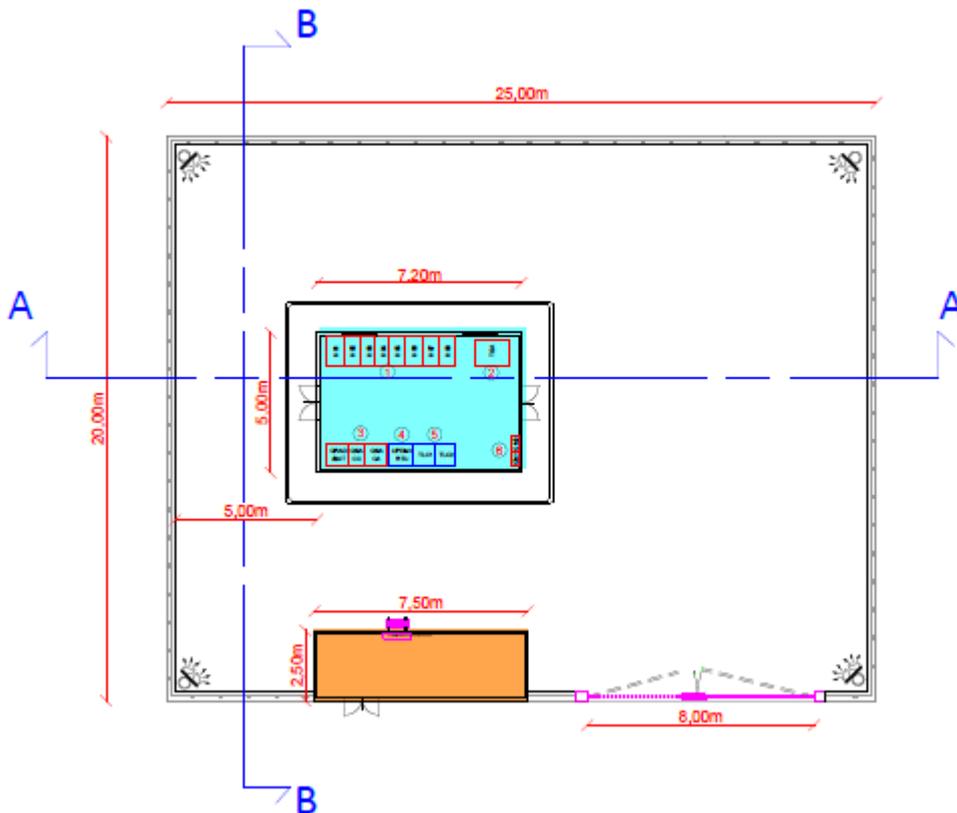
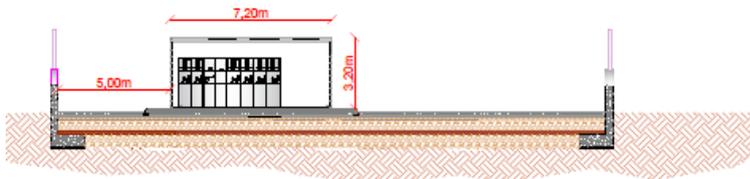


Fig. 20. Planimetria Cabina di Sezionamento 36/40 kV; in ciano è rappresentato il locale tecnico cabina 36 kV; in arancione è rappresentata la cabina di telecontrollo dell'impianto Fotovoltaico

Sezione A-A



Sezione B-B

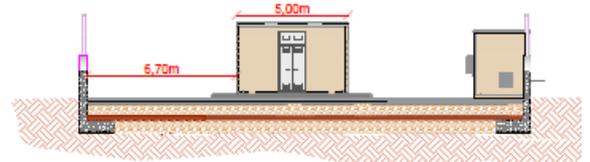


Fig. 21. Sezione Cabina di Sezionamento

3. PROTEZIONI ELETTRICHE

Nell'impianto elettrico saranno realizzate le protezioni contro le sovracorrenti e i contatti diretti e indiretti. Tali protezioni con funzioni 50, 50N, 51, 51N e 67N, saranno realizzate mediante un relè di protezione installato su ogni interruttore di media tensione presente in ognuna delle cabine elettriche di trasformazione, nonché sugli interruttori di media tensione della cabina elettrica di fine serie e alimentazione servizi di centrale:

- protezioni di media tensione presenti in ogni cabina di trasformazione con funzioni 50,51 e 51N;
- protezione di media tensione presente nella cabina di Sezionamento e Cabina di Sottostazione, con funzioni 50, 50N, 51, 51N e 67N.

Per ogni interruttore di media tensione, il relè di protezione agirà direttamente su esso. Il relè sarà collegato mediante TA e TV posto nello stesso scomparto dell'interruttore MT asservito alla protezione.



Fig. 22. Immagine relè di protezione

Il relè di protezione agisce sul dispositivo generale mediante una bobina di apertura a mancanza di tensione; tale bobina è asservita dalla protezione generale che ne provoca l'apertura in caso di intervento della protezione. Con tale bobina al mancare, per qualsiasi motivo, dell'alimentazione della protezione generale, il dispositivo generale deve porsi in condizioni di apertura.

4. IMPIANTI AUSILIARI DI CAMPO

4.1 Generalità

Tutti gli impianti speciali con parti all'esterno delle cabine di trasformazione sono realizzati con modalità di protezione dai contatti indiretti del tipo "mediante componenti elettrici di Classe II o con isolamento equivalente".

Negli impianti speciali vengono annoverati i seguenti:

- impianto di illuminazione;
- impianto antintrusione;
- impianto di videosorveglianza;

Tutti i modelli in seguito indicati sono qui riportati a scopo esemplificativo, e potranno subire variazioni in fase esecutiva.

4.2 Impianto di illuminazione

Il parco fotovoltaico sarà illuminato mediante dei proiettori posti in corrispondenza delle Cabine di Campo, Magazzino, Cabine di Raccolta e locali tecnici. Ci si limiterà ad usare tali corpi illuminanti da esterno, montati direttamente sui fabbricati, in numero da determinarsi in fase esecutiva da accendersi solo in occasione degli accessi da parte del personale per le manutenzioni ed ispezioni.

Gli apparecchi illuminanti saranno equipaggiati con lampade LED.

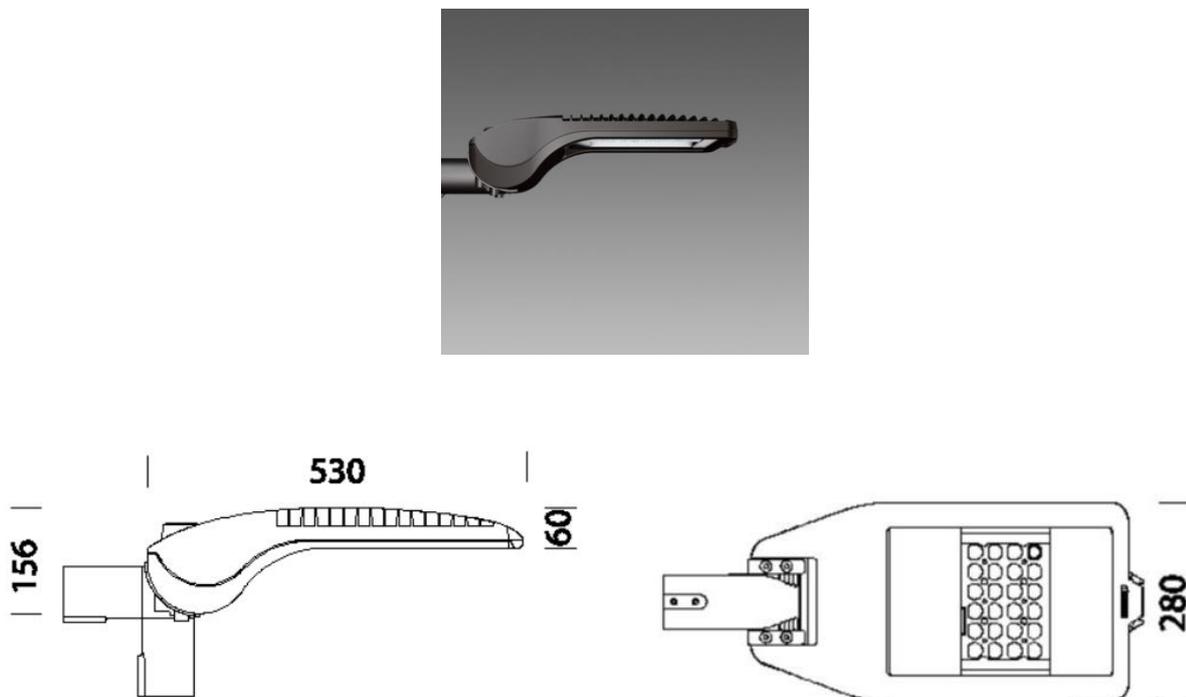


Fig. 23. Tipico apparecchio Illuminante a LED da montaggio a parete.

4.3 Impianto di rilevazione intrusione

L'impianto FV è dotato anche di un impianto di videosorveglianza con telecamere termiche collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini posto all'interno del locale servizi e guardiania.

Le telecamere saranno installate sui pali preposti, usati anche per le barriere ad infrarossi, ad altezza di 3m, in modo da avere la visione completa del perimetro dell'impianto interno alla mitigazione arborea e la visione completa di tutto l'interno dell'impianto (visione dei pannelli); una o più telecamere sono del tipo Speed Dome con zoom minimo 35 x in modo da vedere qualsiasi punto del campo e gestibile mediante il videoregistratore sia in loco che da remoto.

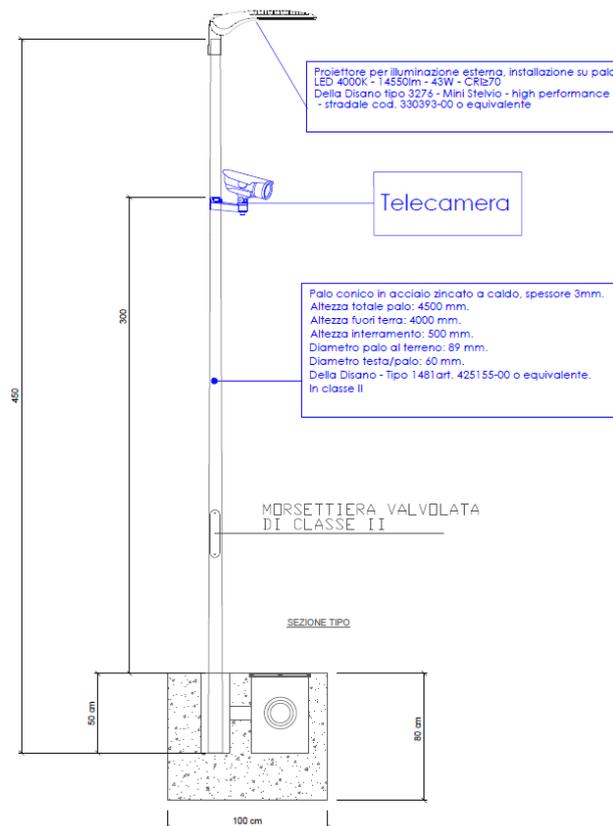


Fig. 24. Installazione telecamera su palo preposto.

A segnale di allarme l'operatore da remoto può comandare la telecamera ed ingrandire l'immagine sul punto allertato e prendere le decisioni opportune.

Le telecamere saranno dotate di alimentatore indipendente in grado di dare energia alle stesse ed alle custodie per almeno 10 ore.



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 (almeno n.2 da 2 TByte) in modo da poter archiviare le immagini in continua per almeno 7 giorni.

Ciascun dispositivo di ripresa è posto in custodia termostata al fine di evitare fenomeni di condensazione e è ad alta sensibilità (0,05 lux minima illuminazione per immagini a colore e 0,0001 lux minima illuminazione per immagini in bianco e nero).

L'intero impianto di TVCC sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente; a tal fine, le telecamere sono apparecchiature in Classe II, le condutture di alimentazione sono realizzate mediante impiego di conduttori in classe 0.6kV/1 kV e le derivazioni sono effettuate entro cassette in materiale isolante e con ripristino dell'isolante stesso.

La registrazione delle immagini potrà 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;
- Associare un suono di allarme diverso per ogni impianto.
- Gestire allarmi perdita video, motion detection;
- Inviare le immagini di un allarme ad un numero telefonico;
- Far gestire la Speed Dome all'operatore remoto (rotazione, zoom, messa a fuoco);
- Programmare il motion detector a zone ed orari;
- Gestire la registrazione sia manuale che su evento.

5. IMPIANTO DI SUPERVISIONE E CONTROLLO

Il sistema di controllo è realizzato in maniera tale da consentire la supervisione ed il controllo dell'intero impianto da postazione centrale, basato su una soluzione industriale standard, e tale da consentire l'accesso alle informazioni provenienti dai dispositivi in campo, inverter e cabine di trasformazione.

Il sistema di controllo è in grado di verificare se la produzione di energia prodotta è congruente con quella che il generatore fotovoltaico è in grado di produrre. Questa funzione è realizzata elaborando con opportuno software i dati di corrente, tensione, energia acquisiti con i valori che a quelle specifiche condizioni meteorologiche il generatore fotovoltaico dovrebbe produrre. Le condizioni meteorologiche e l'irraggiamento sono acquisiti con misuratori di velocità del vento, termometri ed opportune celle di riferimento calibrate. Eventuali scostamenti dalla produzione prevista a progetto è segnalata all'operatore.

L'architettura del sistema è del tipo distribuito, basato su una dorsale Ethernet in fibra ottica di connessione tra il centro di controllo principale e le cabine di trasformazione, ove sono collocati gli apparati di rete (switch) per la connessione del singolo sottosistema.

I dispositivi comunicheranno con il sistema di supervisione/controllo attraverso protocolli quali ModBus RTU e ModBus TCP/IP, in maniera tale da permettere all'operatore di avere su display la situazione in tempo reale dell'intero impianto. L'architettura generale del sistema è rappresentata in figura seguente:

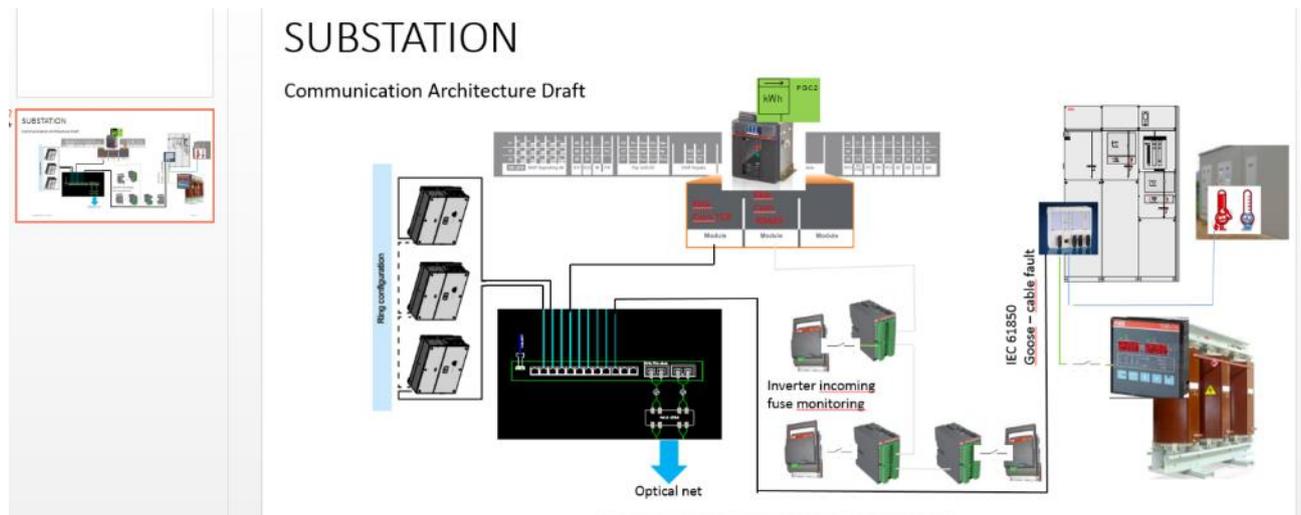


Fig. 25. Architettura del sistema di supervisione e controllo

La supervisione e controllo per la parte di media, sarà dotata di un sistema di protezione ed automazione per permettere di individuare ed isolare un guasto del cavo.

Il sistema dovrà consentire di individuare la comparsa del guasto nella rete, l'apertura dell'interruttore a monte (quadro master) che connette il ramo dell'impianto alla rete che presenta il guasto, isolare il tratto di cavo guasto tramite l'apertura degli apparecchi di interruzione e infine riconfigurare l'impianto prevedendo la chiusura in sequenza degli apparecchi di interruzione e dell'interruttore generale di monte.

Le principali parti che compongono il sistema oltre a quanto necessario come mezzo ed elementi di interconnessione (es. rete, switch ethernet) sono:

- Modulo indicatore di guasto direzionale tipo RIO 600 in ogni stazione con comunicazione ethernet IEC 61850 ed orizzontale via GOOSE.
- sensori di ultima generazione, presenti in ogni stazione per fornire misure di tensione e di corrente per la protezione direzionale.

Dispositivo elettronico intelligente tipo REF615, progettato per la protezione principale di massima corrente e di guasto a terra per le partenze linea cavi, impiegato nel sistema per la protezione dell'interruttore a monte

(sottostazione master). Il REF615 dispone di sistema di comunicazione nativo IEC 61850 e include messaggistica rapida GOOSE.

Il sistema di automazione dovrà essere predisposto per interfacciarsi con uno SCADA di impianto tramite protocollo IEC 61850 per ottenere in tempo reale e da remoto le informazioni e lo stato di diagnostica della rete. Mentre per la parte di bassa, il controllo sarà effettuato dall'interruttore generale posto nel Power Center QPC, il quale tramite moduli aggiuntivi come Ekip Com TCP e Ekip Com RS485 sarà in grado di monitorare e supervisionare tutte le apparecchiature di bassa tensione così come mostrato in Fig. 31 e meglio specificato nelle tavole allegate.

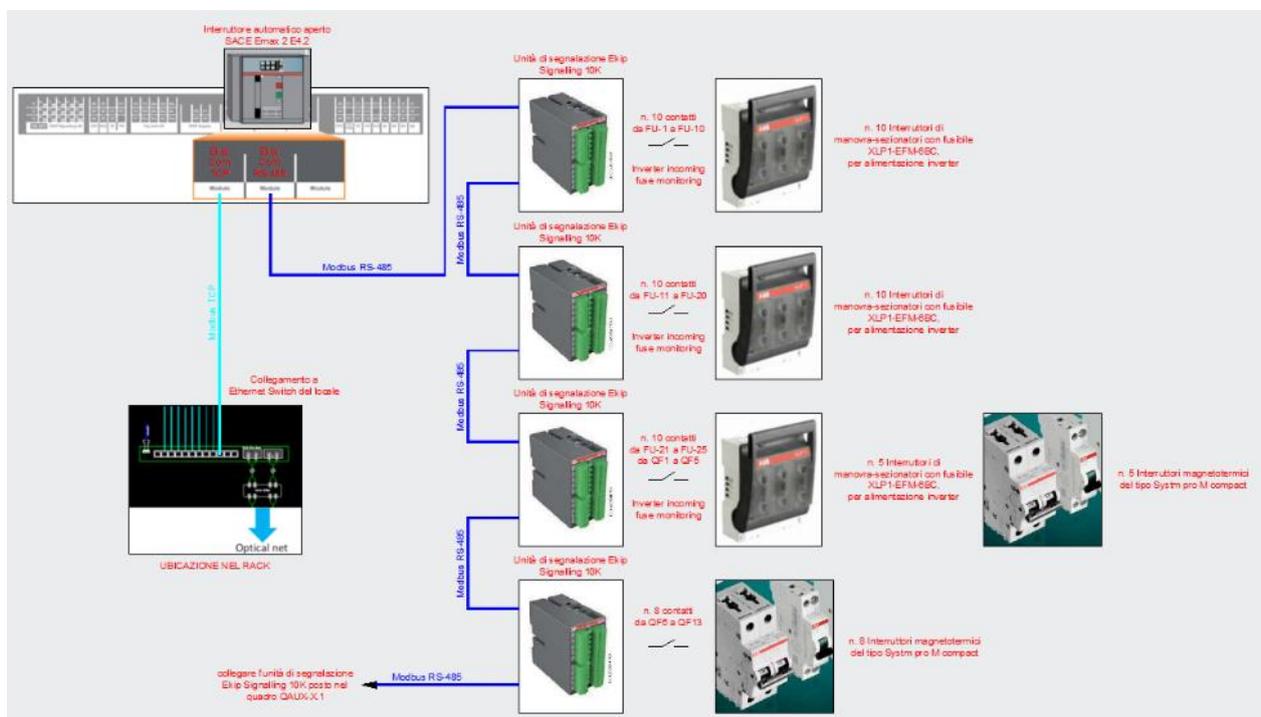


Fig. 26. Architettura del sistema di supervisione e controllo bt



6. IMPIANTO DI MESSA A TERRA

Lungo tutto il percorso degli scavi che saranno realizzati per la posa dei cavidotti elettrici, sarà posata anche una corda di rame nuda di sezione pari a 50 mm² direttamente interrata. Per ogni cabina si avrà un dispersore ad anello in corda di rame nuda di sezione pari a 50 mm² direttamente interrata posto perimetralmente alla cabina di trasformazione e posata direttamente nel terreno. In corrispondenza di ciascuno dei quattro angoli dell'anello alla cabina di trasformazione MT/bt sarà collegato un dispersore verticale in profilato a T in Ac/Zn 50x50x5 mm L=1,5m. Il dispersore ad anello sarà quindi collegato con altri elementi disperdenti costituiti da corda di rame nuda direttamente interrata da 50mm² negli scavi praticati per la posa dei cavidotti elettrici di collegamento degli impianti di produzione.

In questo modo si otterrà un dispersore unico e generale dell'impianto di terra che si estende dalla cabina verso gli impianti di produzione; questa geometria consente non solo di abbassare il valore della resistenza totale dell'impianto di terra e quindi della tensione totale di terra dell'impianto di terra.

Si avrà così un dispersore unico e generale dell'impianto di terra di tipo orizzontale a rete magliata. Le connessioni dei vari tratti di dispersore saranno eseguite mediante appositi morsetti in ottone a "C" a crimpare. Lungo il percorso di sviluppo del dispersore dell'impianto di terra, saranno praticate apposite derivazioni necessarie per il collegamento a terra:

1. delle strutture di sostegno dei moduli FTV; la struttura di sostegno di ciascuna delle schiere di moduli FTV sarà collegata a terra in due punti estremi.
2. della barra collettore posta sul pilastro di sostegno quadri di stringa;
3. del collettore di terra da realizzarsi all'interno della cabina elettrica generale di conversione e trasformazione; a tale collettore saranno quindi collegate tutte le masse, mediante appositi conduttori equipotenziali, nonché i conduttori di terra, di protezione e funzionali, presenti nella cabina.

Le derivazioni di che trattasi dal dispersore dell'impianto di terra, saranno realizzate mediante tratto di corda di rame nuda da 50 mm² collegata: da un estremo alla corda di rame nuda interrata del dispersore, mediante apposito morsetto a "C" a crimpare; dall'altro alla struttura o collettore da mettere a terra mediante apposito capicorda a crimpare imbullonato alla struttura o collettore stessi. Come sopra già descritto, lo schermo dei cavi MT, essendo collegato a terra, diventerà parte integrante dell'impianto di terra contribuendo di fatto all'unicità e generalità del dispersore dell'impianto di terra e quindi all'equipotenzializzazione dell'area della centrale fotovoltaica. A completamento dei lavori sarà eseguita la misura della resistenza totale dell'impianto di terra allo scopo di verificare il coordinamento dello stesso con le protezioni elettriche installate nell'impianto e con quello del distributore locale ai fini della protezione contro i contatti indiretti per guasti monofasi a terra in MT. In particolare si dovrà verificare la seguente relazione:

$$R_E \leq R_{EP} = U_E / I_F = U_{TP} / I_F$$

Essendo:

R_E = resistenza totale di terra dell'impianto.

R_{EP} = valore massimo ammissibile della resistenza totale di terra dell'impianto.

U_E = valore massimo ammissibile della tensione totale di terra

U_{TP} = valore massimo ammissibile della tensione di contatto, (CEI 99-3/EN 50522), a sua volta stabilita in relazione al tempo di intervento delle protezioni;

I_F = corrente di guasto monofase a terra in MT.

7. PROTEZIONE SCARICHE ATMOSFERICHE

In fase di design verrà redatta una relazione per la analisi dei rischi di fulminazione sul campo fotovoltaico, in particolare per il calcolo vengono utilizzati i parametri indicati nel seguito codificati alle norme per il tipo di impianto.

Fulminazione diretta:

- è stato ipotizzato di *accettare* il rischio economico derivante da danni alle strutture portanti dei moduli ed ai moduli stessi;
- è stato valutato il rischio di danno alle vite umane, per tensioni di contatto e/o passo al fine di definire le conseguenti azioni correttive;

Fulminazione indiretta:

- È stato ipotizzato di *non accettare* a priori il rischio economico derivante agli impianti interni (moduli, quadri ed inverter) ed imporre le conseguenti azioni correttive;

A valle di quanto sopra, la protezione dal fulmine del parco fotovoltaico è conseguita mediante l'adozione delle seguenti misure correttive:

- installazione di cartello ammonitore all'ingresso di ciascuno dei tre campi;
- rispetto di particolari accorgimenti costruttivi nella realizzazione dei collegamenti in campo, mirati a minimizzare il flusso concatenato del campo magnetici indotto dal fulmine;
- installazione di sistemi di protezione dalle sovratensioni (SPD) di tipo 2 ai terminali DC degli inverter;
- installazione di sistemi di protezione dalle sovratensioni (SPD) sulle linee di comunicazione (telefonia e/o trasmissione dati) entranti nei campi fotovoltaici dall'esterno.

7.1 Riduzione del rischio fulminazione - accorgimenti costruttivi

Al fine di minimizzare il flusso concatenato del campo magnetico indotto dal fulmine, i conduttori in campo sono posati entro canali metallici con coperchio, e devono essere realizzati collegamenti in maniera tale che l'area della spira formata sia minima, oppure formando due anelli nei quali la corrente circoli in versi opposti. A beneficio di chiarezza è fornita, quale estratto da NRif2, una schematizzazione tipica di tali modalità di collegamento.

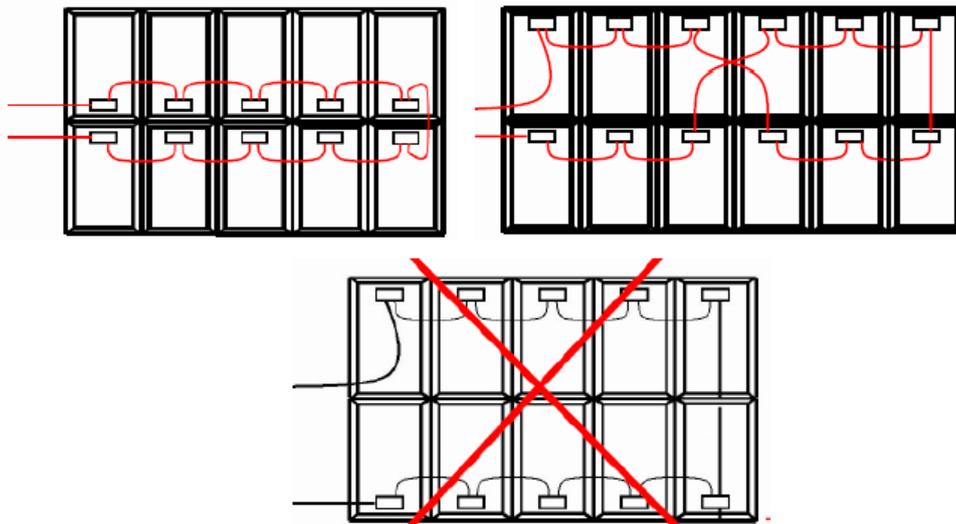


Fig. 27. Estratto dalla guida tecnica CEI 82-25 relativa alla modalità di cablaggio di stringa.

7.2 Riduzione del rischio fulminazione - installazione SPD

Tutti i sistemi di protezione dalle sovratensioni (SPD) sono equipaggiati con contatto di stato del dispositivo di protezione stesso, e tale contatto è supervisionato, individualmente o a gruppi, dal sistema di supervisione centrale.

L'eventuale raggruppamento di tali contatti di stato è tale da limitare entro tempi ragionevoli la ricerca e sostituzione dello scaricatore intervenuto.

Qualora venissero impiegati fusibili a protezione degli scaricatori di sovratensione, i relativi portafusibili saranno del tipo con segnalazione visiva dello stato di intervento.



8. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO SUE FASI

Vista la natura delle opere previste, le attività di cantiere saranno quelle tipiche di un cantiere di tipo edile. In fase di cantiere si prevede di occupare le aree previste dall'occupazione definitiva per gli impianti in progetto in fase di esercizio oltre ad alcune aree adiacenti per l'alloggiamento dei materiali e dei macchinari necessari alle fasi lavorative.

Le emissioni in atmosfera durante tale fase si prevede siano, nel primo periodo relativo alla preparazione e livellamento dell'area e alla realizzazione delle fondazioni, analoghe a quelle di un cantiere edile, e successivamente trascurabili, quando prevarranno operazioni di assemblaggio e carpenteria.

Anche dal punto di vista del rumore, le opere descritte sono associate ad emissioni sonore confrontabili a quelle di un normale cantiere edile, ma caratterizzate da una durata limitata nel tempo.

Il traffico indotto dal trasporto dei materiali e dei rifiuti si prevede sia di entità trascurabile, e non generi impatti sulle diverse componenti ambientali.

Il cantiere in oggetto si svilupperà attraverso fasi lavorative che, a livello preliminare, vengono di seguito elencate:

1. *delimitazione dell'area di cantiere;*
2. *pulizia delle aree;*
3. *eventuali livellamenti e realizzazione delle aree;*
4. *installazione di strutture di servizio quali strutture provvisorie, uffici di cantiere, mense, box,*
5. *servizi igienici e quanto altro necessario;*
6. *realizzazione piazzole di stoccaggio;*
7. *realizzazione aree di parcheggio;*
8. *realizzazione cartellonistica e segnaletica interna ed esterna al cantiere;*
9. *realizzazione della viabilità di servizio;*
10. *realizzazione dei collegamenti elettrici comprendente opere di scavo a sezione e posa di cavidotti interrati;*
11. *realizzazione recinzione;*
12. *installazione delle strutture di supporto e posa dei pannelli;*
13. *messa a dimora di piante e quanto altro previsto;*
14. *realizzazione opere elettriche e cabine di trasformazione e consegna;*
15. *dismissione dell'area di cantiere e collaudo degli impianti.*

Relativamente ai rischi connessi alle lavorazioni dovranno essere analizzate e quindi adottate misure preventive (consistenti nella formazione ed informazione dei lavoratori) ed attuative (utilizzo dei dispositivi



di protezione, indicazioni su ogni singola fase lavorativa, utilizzo della segnaletica e della segnalazione, utilizzo misure di protezione verso aree critiche, disposizione cartellonistica e segnaletica di cantiere).

Ogni impresa dovrà quindi ottemperare ai contenuti del piano operativo di sicurezza oltre a quanto previsto dalle normative vigenti; dovranno essere trattate nello specifico le limitazioni all'installazione (condizioni atmosferiche ed ambientali) ed ogni altro rischio a cui saranno esposti i lavoratori.

San Severo, Novembre 2023

STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA

Ing. **MEZZINA** Antonio

