



REGIONE PUGLIA



PROVINCIA DI FOGGIA



COMUNE DI ORTA NOVA



COMUNE DI STORNARA

AGROVOLTAICO "LA PADULETTA"

Progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto agrovoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte solare e delle relative opere ed infrastrutture connesse, della potenza elettrica di 25,72472 MW DC e 25,40 MW AC, con contestuale utilizzo del terreno ad attività agricole di qualità e apicoltura, da realizzare nel territorio dei Comuni di Orta Nova (FG) e Stornara (FG), in località "La Paduletta"

PROGETTO DEFINITIVO

Proponente del progetto:

ILOS

INE CERIGNOLA 1 S.R.L.

A Company of ILOS New Energy Italy

INE CERIGNOLA 1 S.r.l.

Piazza di Sant'Anastasia n. 7, 00186, Roma (RM)

PEC: inecerignola1srl@legalmail.it

CHIERICONI SERGIO

Documento firmato digitalmente, ai sensi del
D.Lgs. 28.12.2000 n. 445 s.m.i. e del D.Lgs.
07.03.2005 n. 82 s.m.i.

Gruppo di progettazione:

Ing. Salvatore Di Croce - progettazione generale, studio d'impatto ambientale, studi e indagini idrologiche e idrauliche

Dott. Geologo Baldassarre F. La Tessa - studi e indagini geologiche, geotecniche e sismiche

Geom. Donato Lensi - progettazione generale e rilievi topografici

Ing. Giovanni Montanarella - progettazione generale e progettazione elettrica

Arch. Giuseppe Pulizzi - progettazione generale, studio d'impatto ambientale e coordinamento gruppo di lavoro

Dott. Archeologo Antonio Saponara - studi e indagini archeologiche

Dott. Alfonso Tortora - studio d'impatto ambientale e analisi territoriali

Dott. Arturo Urso - studi e progettazione agronomica

Partner del progetto agronomico e
Coordinatore generale e progettazione:



M2 ENERGIA S.r.l.

Via C. D'Ambrosio n. 6, 71016, San Severo (FG)

m2energia@gmail.com - m2energia@pec.it

+39 0882.600963 - 340.8533113

GIANCARLO FRANCESCO DIMAURO

Documento firmato digitalmente, ai sensi del
D.Lgs. 28.12.2000 n. 445 s.m.i. e del D.Lgs.
07.03.2005 n. 82 s.m.i.

Elaborato redatto da:

Arch. Giuseppe Pulizzi

Ordine degli Architetti PPC - Provincia di Potenza - n. 1016



Spazio riservato agli uffici:

PD	Titolo elaborato:			Codice elaborato	
	Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici			PD01_31	
N. progetto: FG00S01	Codice identificativo MASE - ID:	Codice A.U.:	Protocollo:	Scala: -	Formato di stampa: A4
Redatto il: 06/05/2024	Revisione del:		Nome_file o Identificatore: FG00S01_PD01_31_Disciplinare		

SOMMARIO

1.	PREMESSA.....	2
2.	NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO.....	4
3.	CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI	5
	3.1 Caratteristiche generali della centrale fotovoltaica.....	5
	3.2 Generatore fotovoltaico	7
	3.2.1 Moduli fotovoltaici	8
	3.2.2 Strutture con inseguitore monoassiale – Tracker.....	9
	3.2.3 Gestione dei tracker e movimentazione	11
	3.3 Inverter di stringa.....	11
	3.4 Cabine di trasformazione	14
	3.5 Trasformatore.....	16
	3.6 Quadro MT	16
	3.7 Locale servizi	17
	3.8. L'impianto di videosorveglianza.....	18
	3.9. Impianto d'illuminazione esterna del campo fotovoltaico	20
	3.10 I cavidotti BT e MT	21
	3.11 La sottostazione di trasformazione 30/36 kV	24
	3.12 Il cavidotto AT 36 kV	24
	3.13 La cabina di sezionamento.....	26
	3.14 La cabina di consegna 36 kV	26
4.	Metodologie di Calcolo	27
	4.1 Protezione contro i contatti diretti	27
	4.2 Protezione contro i contatti indiretti.....	27
	4.3 Protezione delle condutture contro le sovracorrenti.....	30
	4.4 Metodi di dimensionamento e calcolo.....	31
	4.5 Protezioni contro le sovratensioni.....	34
5.	Impianto di messa a terra	35

1. PREMESSA

Il presente disciplinare descrive tecnicamente l'impianto agrovoltaiico che la società INE CERIGNOLA 1 S.r.l. intende realizzare nell'agro del Comune di Orta Nova (FG) e del Comune di Stornara (FG), in località "La Paduletta", di potenza complessiva pari a 25,72472 MW DC e 25,40 MW AC e le opere necessarie per la sua connessione alla rete RTN.

La progettazione dell'impianto è stata sviluppata utilizzando le tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo; considerando che la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione potranno cambiare le tecnologie e le caratteristiche delle componenti principali (moduli fotovoltaici, inverter, strutture di supporto), ma resteranno invariate le caratteristiche complessive e principali dell'intero impianto in termini di potenza massima di produzione, occupazione del suolo e fabbricati.

La realizzazione delle opere dovrà essere preceduta da approvazione da parte della committenza e dalla presentazione della documentazione necessaria l'autorizzazione e l'esecuzione delle opere stesse, nonché dalla redazione di progetto esecutivo.

L'impianto fotovoltaico dovrà essere realizzato nel rispetto di tutte le prescrizioni tecniche nel seguito indicate, nonché nel totale rispetto delle disposizioni legislative, regolamentari e normative vigenti, quando siano applicabili, anche se non direttamente richiamate all'interno della presente relazione.

L'impianto fotovoltaico si compone complessivamente di 36.232 pannelli fotovoltaici bifacciali, ognuno di potenza pari a 710 Wp, per una potenza complessiva pari a 25,72472 MW DC e 25,40 MW AC.

Il progetto prevede la realizzazione di cavidotti interrati MT, all'esterno delle aree recintate, per collegare le diverse aree che compongono l'impianto agrovoltaiico; precisamente saranno realizzati:

- un cavidotto dall' AREA 1 all' AREA 2 il cui tracciato si svilupperà all'esterno delle aree recintate, per una lunghezza di circa 15 metri, al di sotto della viabilità di servizio da realizzare;
- un cavidotto dall' AREA 2 alla sottostazione di trasformazione 30/36 kV, della lunghezza di circa 2270 metri, in parte al di sotto della viabilità di servizio da realizzare ed in parte al di sotto della viabilità comunale esistente;
- un cavidotto dall' AREA 3 all' AREA 4 il cui tracciato si svilupperà all'esterno delle aree recintate, per una lunghezza di circa 10 metri, al di sotto della viabilità di servizio da realizzare;
- un cavidotto dall' AREA 4 alla sottostazione di trasformazione 30/36 kV, della lunghezza di circa 2165 metri, in parte al di sotto della viabilità di servizio da realizzare ed in parte al di sotto della viabilità comunale esistente;
- un cavidotto dall' AREA 6 all' AREA 7 il cui tracciato si svilupperà all'esterno delle aree recintate, per una lunghezza di circa 10 metri, al di sotto della viabilità di servizio da realizzare;
- un cavidotto dall' AREA 8 alla sottostazione di trasformazione 30/36 kV, della lunghezza di circa 1400 metri, in parte al di sotto della viabilità di servizio da realizzare, in parte al di sotto della viabilità comunale esistente ed in parte attraversando (tramite T.O.C.) la SS16 Adriatica;
- un cavidotto dall' AREA 9 all' AREA 8 il cui tracciato si svilupperà all'esterno delle aree recintate, per una lunghezza di circa 20 metri, attraversando la strada comunale esistente;

Inoltre il progetto prevede la realizzazione di cavidotti interrati BT, all'esterno delle aree recintate;

precisamente saranno realizzati:

- cavidotti dall' AREA 5 all' AREA 6 il cui tracciato si svilupperà all'esterno delle aree recintate, per una lunghezza di circa 35 metri, al di sotto della viabilità di servizio da realizzare, attraversando (tramite T.O.C.) il canale esistente;
- cavidotti dall' AREA 6 all' AREA 7 il cui tracciato si svilupperà all'esterno delle aree recintate, per una lunghezza di circa 10 metri, al di sotto della viabilità di servizio da realizzare;

I tracciati dei cavidotti suddetti interesseranno il territorio dei Comuni di Orta Nova (FG) e del Comune di Stornara (FG).

Come previsto nella STMG di Terna, codice pratica 202203988, l'impianto in progetto sarà collegato, tramite cavidotto interrato, in antenna a 36 kV con la Stazione Elettrica a 380/150/36 kV di Terna S.p.A. in costruzione, a sua volta da collegare in entrata – uscita alla linea RTN a 380 kV "Foggia – Palo del Colle".

A tal fine le opere per la connessione dell'impianto alla RTN previste dal progetto sono:

- La realizzazione di una sottostazione di trasformazione 30/36 kV in prossimità dell'Area 7 che occuperà un'area di circa 880 m² sul terreno catastalmente individuato al N.C.T. del Comune di Orta Nova (FG), al Foglio 37, particella 701.
- La realizzazione di un cavidotto AT che collegherà la sottostazione di trasformazione 30/36 kV alla cabina di consegna 36 Kv.

Il cavidotto AT suddetto, della lunghezza complessiva di circa 16.800 metri, sarà realizzato in cavo interrato alla tensione di 36 kV ed interesserà il territorio del Comune di Orta Nova (FG), del Comune di Stornara (FG) e del Comune di Cerignola (FG).

Lungo il percorso del cavidotto AT, in considerazione della sua lunghezza, sarà posizionata una cabina di sezionamento della linea elettrica 36 kV, a circa 9.010 metri dalla sottostazione di trasformazione 30/36 kV; la cabina occuperà un'area di circa 150 m² sul terreno catastalmente individuato al N.C.T. del Comune di Cerignola (FG), al Foglio 105, particella 6.

- La realizzazione di una cabina di consegna 36 Kv a circa 200 metri di distanza (in linea d'aria) dalla Stazione Elettrica a 380/150/36 kV di Terna S.p.A. in costruzione; la cabina occuperà un'area di circa 610 m² sul terreno catastalmente individuato al N.C.T. del Comune di Cerignola (FG), al Foglio 91, particella 190.
- La realizzazione di un cavidotto AT che collegherà la cabina di consegna 36 Kv alla SSE 380/150/36 kV di TERNA S.p.A. in costruzione.

Il cavidotto AT suddetto, della lunghezza complessiva di circa 1.030 metri, sarà realizzato in cavo interrato alla tensione di 36 kV ed interesserà unicamente il territorio del Comune di Cerignola (FG).

2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO

- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici. (2002)
- CEI 0-16: Regole Tecniche di Connessione (RTC) per utenti attivi ed utenti passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica. (2008)
- CEI 99-2: Impianti elettrici con tensione superiore al kV in corrente alternata. (2013 e successive varianti)
- CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica - Linee in cavo. (2006)
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria. (2000 e successive varianti)
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione. (2007)
- CEI 64-8/1-7: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata 1500 V in corrente continua. (2007 e successive varianti)
- CEI 81-10 (EN 62305): Protezione delle strutture contro i fulmini. (2006)
- Legge I marzo 1968 n. 186 "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici"; Prescrizioni della Società distributrice di energia elettrica.

3. CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI

3.1 Caratteristiche generali della centrale fotovoltaica

La centrale fotovoltaica per la produzione di energia elettrica in oggetto avrà le seguenti caratteristiche generali:

- Potenza nominale dei moduli fotovoltaici installati pari complessivamente a 25,72472 MW DC, n. 36.232 moduli fotovoltaici ciascuno di potenza pari a 710 W;
- N. 8 cabine elettriche di trasformazione dell'energia elettrica interne alle aree di centrale;
- N.1 sottostazione elettrica di trasformazione 30/36 kV da collegare in antenna a 36 kV con la Stazione Elettrica a 380/150/36 kV di Terna S.p.A. in costruzione, a sua volta da collegare in entra – esce alla linea RTN a 380 kV “Foggia – Palo del Colle”.
- Rete elettrica interna alle aree di centrale a 30 kV tra le cabine elettriche e da queste al locale di consegna;
- Rete telematica interna di monitoraggio in fibra ottica per il controllo dell'impianto fotovoltaico mediante trasmissione dati via modem o satellitare;
- Rete elettrica interna a bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale (movimentazione tracker, controllo, illuminazione, ecc...);
- Impianto di videosorveglianza delle aree recintate;
- Impianto di illuminazione esterna a servizio degli accessi e delle cabine di campo.

Le opere per la connessione dell'impianto alla RTN avranno le seguenti caratteristiche generali:

- Cavidotto interrato AT alla tensione di 36 kV, della lunghezza complessiva di circa 16.800 metri, di collegamento tra la sottostazione di trasformazione 30/36 kV e la cabina di consegna 36 Kv;
- Cabina di sezionamento della linea elettrica 36 kV;
- Cabina di consegna 36 Kv;
- Cavidotto interrato AT alla tensione di 36 kV, della lunghezza complessiva di circa 1.030 metri, di collegamento tra la cabina di consegna 36 Kv e la SSE 380/150/36 kV di TERNA S.p.A. in costruzione.

Nella tabella che segue viene riportata sinteticamente la configurazione dell'impianto in progetto:

Impianto “La Paduletta”	
Configurazione 25724,72 kWp	
Sottocampo_01 (3021,76 KW)	
Modulo	Trinasolar Vertex N TSM-NEG21C.20
Inverter	SUN2000-215KTL-H3
Totale inverter	15
Totale stringhe	152
Moduli per stringhe	28
Totale Moduli	4256
Wp Modulo	710
Totale Wp DC	3021760
Totale W AC	3000000

Sottocampo_02 (3081,40 KW)	
Modulo	Trinasolar Vertex N TSM-NEG21C.20
Inverter	SUN2000-215KTL-H3
Totale inverter	15
Totale stringhe	155
Moduli per stringhe	28
Totale Moduli	4340
Wp Modulo	710
Totale Wp DC	3081400
Totale W AC	3000000
Sottocampo_03 (3339,84 KW)	
Modulo	Trinasolar Vertex N TSM-NEG21C.20
Inverter	SUN2000-215KTL-H3
Totale inverter	16
Totale stringhe	168
Moduli per stringhe	28
Totale Moduli	4704
Wp Modulo	710
Totale Wp DC	3339840
Totale W AC	3200000
Sottocampo_04 (3001,88 KW)	
Modulo	Trinasolar Vertex N TSM-NEG21C.20
Inverter	SUN2000-215KTL-H3
Totale inverter	15
Totale stringhe	151
Moduli per stringhe	28
Totale Moduli	4228
Wp Modulo	710
Totale Wp DC	3001880
Totale W AC	3000000
Sottocampo_05 (3220,56 KW)	
Modulo	Trinasolar Vertex N TSM-NEG21C.20
Inverter	SUN2000-215KTL-H3
Totale inverter	16
Totale stringhe	162
Moduli per stringhe	28
Totale Moduli	4536
Wp Modulo	690
Totale Wp DC	3220560
Totale W AC	3200000
Sottocampo_06 (3001,88 KW)	

Modulo	Trinasolar Vertex N TSM-NEG21C.20
Inverter	SUN2000-215KTL-H3
Totale inverter	15
Totale stringhe	151
Moduli per stringhe	28
Totale Moduli	4228
Wp Modulo	710
Totale Wp DC	3001880
Totale W AC	3000000
Sottocampo_07 (3638,04 KW)	
Modulo	Trinasolar Vertex N TSM-NEG21C.20
Inverter	SUN2000-215KTL-H3
Totale inverter	17
Totale stringhe	183
Moduli per stringhe	28
Totale Moduli	5124
Wp Modulo	710
Totale Wp DC	3638040
Totale W AC	3400000
Sottocampo_08 (3419,36 KW)	
Modulo	Trinasolar Vertex N TSM-NEG21C.20
Inverter	SUN2000-215KTL-H3
Totale inverter	18
Totale stringhe	172
Moduli per stringhe	28
Totale Moduli	4816
Wp Modulo	690
Totale Wp DC	3419360
Totale W AC	3600000
Totale	
Moduli	36232
Stringhe	1294
Capacità Totale Wp DC	25724720
Capacità Totale W AC	25400000

3.2 Generatore fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico sarà composto da moduli fotovoltaici installati su strutture con inseguitore monoassiale, denominate "tracker", dotati di una tecnologia elettromeccanica per seguire ogni giorno l'esposizione solare Est-Ovest su un asse di rotazione orizzontale Nord-Sud, posizionando così i pannelli sempre con la perfetta angolazione.

Le strutture in oggetto saranno disposte secondo file parallele sul terreno; la distanza tra le file è calcolata in modo che l'ombra della fila antistante non interessi la fila retrostante per inclinazione del sole sull'orizzonte pari o superiore a quella che si verifica a mezzogiorno del solstizio d'inverno nella particolare località. I tracker sono stati opportunamente dimensionati per consentire la coltivazione del terreno al di sotto degli stessi.

3.2.1 Moduli fotovoltaici

I moduli ipotizzati per definire layout e producibilità dell'impianto sono prodotti dalla Trinasolar, modello Vertex N TSM-NEG21C.20, bifacciali e realizzati in silicio monocristallino.

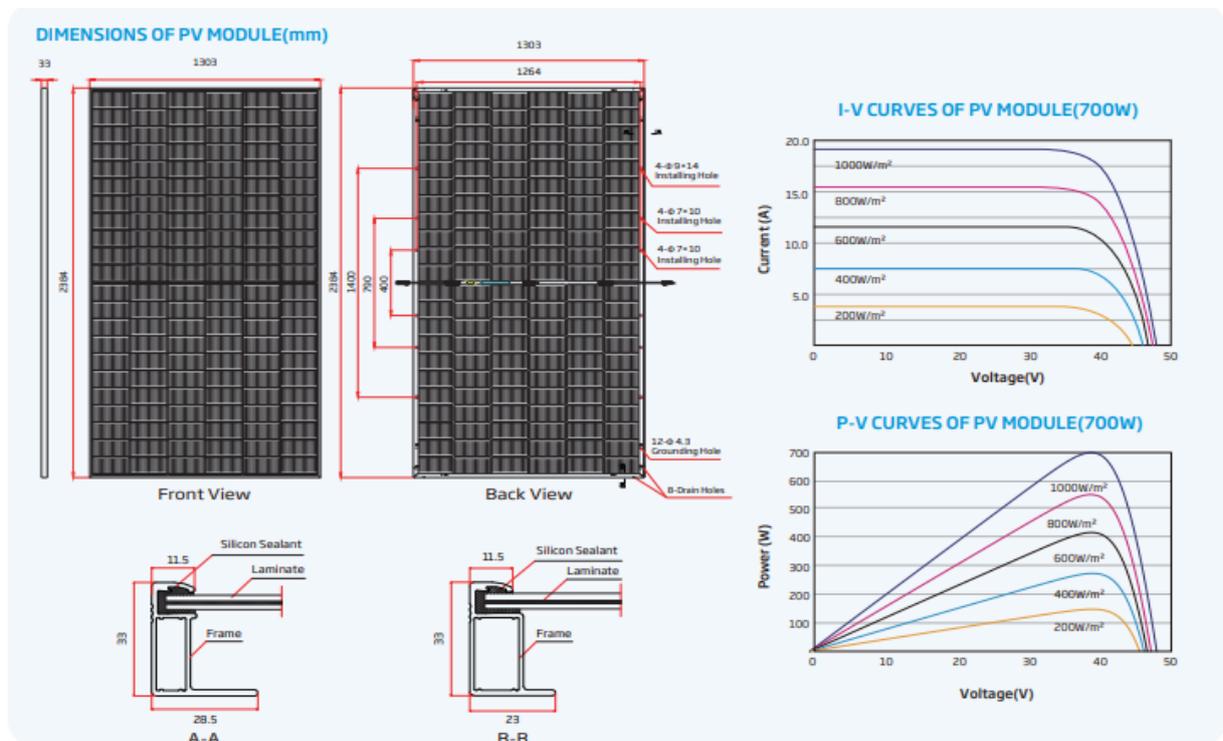
I moduli fotovoltaici hanno ciascuno potenza nominale pari a 710 Wp, sono composti da 132 celle ed hanno dimensioni pari a 2384 mm x 1303 mm x 33 mm.

In caso di indisponibilità degli stessi sul mercato, o sulla base di altre valutazioni di convenienza tecnico-economica, si stabilisce fin da adesso la possibilità di sostituire i moduli con altri con simili per caratteristiche elettriche e meccaniche.

Ciascun modulo fotovoltaico sarà dotato di diodi di by-pass, così da escludere la parte di modulo contenente una o più celle guaste e/o ombreggiate al fine di evitarne la contro alimentazione e conseguente danneggiamento (tali diodi saranno inclusi nella scatola di giunzione abbinata al modulo fotovoltaico stesso).

I moduli fotovoltaici verranno installati su 1.294 stringhe composte ciascuna da 28 moduli collegati in serie e montati su una unica struttura, denominata "tracker", avente asse di rotazione orizzontale.

Si riporta di seguito la scheda tecnica del modulo fotovoltaico, fornita dal fornitore, contenente le sue caratteristiche tecniche.



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	685	690	695	700	705	710
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage- V_{MP} (V)	39.8	40.1	40.3	40.5	40.7	40.9
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	17.19	17.23	17.25	17.29	17.33	17.36
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	47.7	47.9	48.3	48.6	48.8	49.0
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.21	18.25	18.28	18.32	18.36	18.40
Module Efficiency η_m (%)	22.1	22.2	22.4	22.5	22.7	22.9

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

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

Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	740	745	751	756	761	767
Maximum Power Voltage- V_{MP} (V)	39.8	40.1	40.3	40.5	40.7	40.9
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	18.57	18.61	18.63	18.67	18.72	18.76
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	47.7	47.9	48.3	48.6	48.8	49.0
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	19.67	19.71	19.74	19.79	19.83	19.87
Irradiance ratio (rear/front)	10%					

Product Bifaciality:80±5%

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	522	526	530	534	538	542
Maximum Power Voltage- V_{MP} (V)	37.4	37.7	37.8	38.0	38.2	38.4
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	13.97	13.96	14.02	14.05	14.08	14.12
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	45.2	45.4	45.8	46.0	46.2	46.4
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.68	14.71	14.73	14.76	14.80	14.83

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384*1303*33 mm (93.86*51.30*1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²) Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4 Plus /TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
1% first year degradation
0.4% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 33 pieces
Modules per 40' container: 594 pieces

Scheda tecnica del modulo fotovoltaico della Trinasolar, modello Vertex N TSM-NEG21C.20 da 710 Wp

3.2.2 Strutture con inseguitore monoassiale – Tracker

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato su strutture portanti mobili, i tracker, che hanno asse di rotazione orizzontale ed un solo grado di libertà, ovvero la capacità di ruotare lungo l'asse nord-sud, realizzando così un movimento basculante, con rotazione di 110° (da -55° a +55° rispetto alla posizione orizzontale "di riposo") da est verso ovest, per poi ritornare nella posizione "di riposo" a fine giornata.

I tracker sono stati opportunamente dimensionati per consentire la coltivazione del terreno al di sotto degli stessi; muovendosi durante le ore della giornata garantiranno costantemente l'orientamento ottimale dei moduli fotovoltaici nella direzione della radiazione solare, ottimizzandone l'incidenza sugli stessi e determinando un incremento di produzione di energia elettrica fino al 20% rispetto agli impianti fotovoltaici fissi.

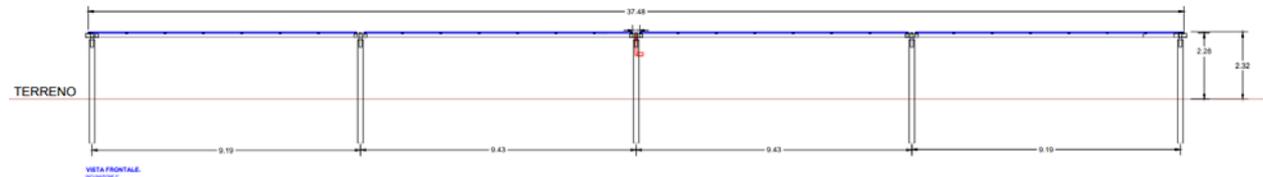
I tracker suddetti verranno installati disposti sul terreno in file parallele in tre differenti configurazioni, indicate 1Px28 (n. 1179 tracker) e 1PX14 (n. 230 tracker), ove 1P sta ad indicare che su ciascuna struttura verrà installata una fila di moduli e X28 o X14, sta ad indicare che ogni fila sarà composta rispettivamente da 28 o 14 moduli fotovoltaici.

I tracker, su cui verranno installati i moduli fotovoltaici saranno costituiti da una struttura fissa, ancorata al terreno ed una mobile in grado di ruotare intorno ad un asse.

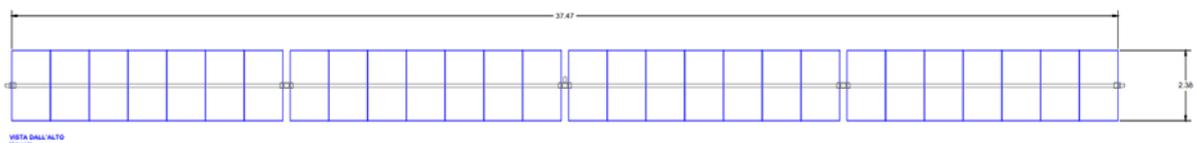
La struttura fissa di sostegno di ogni singolo tracker, ha il compito di sorreggere il peso del sistema dei tracker sovrastante oltre ai carichi derivanti dalle condizioni ambientali (vento e neve); sarà realizzata in differenti configurazioni con montanti in acciaio zincato a caldo, infissi nel terreno ad altezza variabile (a seconda della pendenza del terreno) mediante l'impiego di attrezzature battipalo, per una profondità variabile da 150 cm fino ad un massimo di 250 cm, compatibilmente alle caratteristiche geotecniche del

terreno, alle prove penetrometriche ed alle verifiche di tenuta allo sfilamento che verranno effettuate in fase esecutiva.

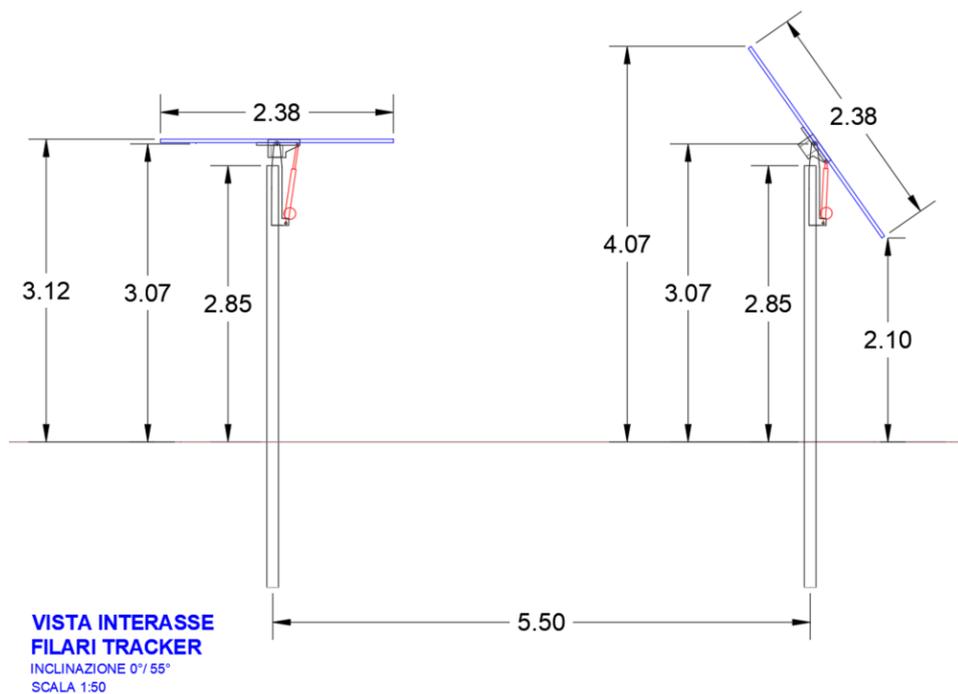
Nelle figure seguenti si riportano i disegni che mostrano le caratteristiche geometriche e strutturali dei tracker; in esame viene considerato il tracker nella configurazione 1Px28 avente una lunghezza di 37,48 m e sorretto da 5 montanti.



Vista frontale – inclinazione 0°



Vista dall'alto – inclinazione 0°



Vista laterale – inclinazione 0°

Vista laterale – inclinazione 55°

Si evidenzia che la soluzione scelta dei montanti infissi nel terreno esclude a priori l'utilizzo di basamenti in cemento o la realizzazione di fondazioni in calcestruzzo armato o di altro tipo; tale soluzione ed è stata scelta allo scopo di ridurre al minimo possibile l'impatto sul terreno semplificando, inoltre, le operazioni di rimozione dei sostegni durante la fase di dismissione dell'impianto.

La struttura mobile sarà costituita da un sistema di supporto modulare costituito da una griglia metallica realizzata con profili in acciaio zincati a caldo, di sezione ad omega, sui quali verranno incorniciati ed ancorati i moduli fotovoltaici con viti in acciaio del tipo "antirapina".

Il sistema di supporto modulare è stato sviluppato al fine di ottenere un'alta integrazione estetica oltre ad un'elevata facilità di installazione.

In fase di progetto, per il posizionamento dei tracker in file parallele, distanti reciprocamente 9,5 metri (di interasse), si è tenuto conto della distanza necessaria per consentire il corretto svolgimento dell'attività agricola, della distanza necessaria ad evitare l'ombreggiamento reciproco dei moduli, della morfologia e della pendenza media del terreno, oltre che dello spazio necessario per poter eseguire le periodiche operazioni di pulizia e manutenzione dell'impianto.

I tracker, in esercizio, avrà una distanza minima dal terreno pari a 210 cm ed un'altezza massima pari a 407 cm.

Il sistema di movimentazione, che ha il compito di predisporre in maniera ottimale l'inclinazione della vela nella direzione della radiazione solare, sarà gestito mediante un automatismo con programmazione annuale realizzata mediante programmatore a logica controllata (P.L.C.), in grado di descrivere giornalmente la traiettoria del sole e, come conseguenza, la movimentazione del tracker.

3.2.3 Gestione dei tracker e movimentazione

Ogni fila è dotata di un attuatore lineare ed un inclinometro elettronico.

La movimentazione del sistema è ottenuta mediante un motore in corrente continua, ad alta efficienza, basso riscaldamento, alimentato dalla rete elettrica.

Ogni tracker è dotato di una scheda elettronica alimentata direttamente dai pannelli delle stringhe. L'algoritmo Sun tracker è un algoritmo astronomico con strategia di backtracking e calendario perpetuo.

Il controllo dell'algoritmo fornisce una fase di backtracking mattutino da 0° a +55° e analogamente una fase pomeridiana di backtrack da -55° a 0°; in questa fase il sistema calcola l'angolo ottimale evitando l'ombreggiatura dei pannelli.

Durante la fase centrale "tracking diretto" da +55° a -55°, il sistema insegue l'angolo ottimale per il localizzatore con un errore massimo pari al valore impostato. Più piccolo è l'errore di tracciamento, maggiore è il numero di stop and go dell'attuatore durante il giorno.

Il programma riguarda la funzione di localizzazione, ogni singola unità di controllo può funzionare autonomamente senza essere connessa allo SCADA.

3.3 Inverter di stringa

L'energia derivata dalla trasformazione dell'irraggiamento solare verrà trasformata da continua in alternata mediante l'impiego di macchine statiche, l'inverter, necessarie a realizzare la trasformazione dell'energia prodotta da c.c. in c.a. ed eseguire, in automatico, il parallelo con la rete adeguando i propri parametri a quelli di rete, indipendentemente dalla quantità di energia prodotta

e dalle condizioni meteo, per la successiva immissione nella rete elettrica.

La scelta dell'inverter per i sistemi fotovoltaici avviene in funzione del migliore compromesso raggiungibile nell'accoppiamento tra i pannelli fotovoltaici ed il dispositivo di conversione della potenza da c.c. in c.a. (l'inverter appunto).

Nell'impianto saranno presenti diversi tipi di tensione, in particolare sarà in c.c. all'uscita delle varie stringhe con un valore prossimo a 1073 Voc, quindi operante in bassa tensione (essendo 1500 Voc il limite normativo), quindi a seguito della conversione eseguita dagli inverter di stringa, la tensione sarà di 800 Vca, in corrente alternata.

Il layout di impianto è stato sviluppato, ipotizzando l'impiego di inverter di stringa da 200 kW nominali.

La configurazione fra inverter e pannelli fotovoltaici è rilevabile dagli elaborati grafici.

Nella presente versione progettuale, si fa riferimento al modello SUN2000-215KTL-H3 della HUAWEI, stabilendo fin da adesso la possibilità di sostituire gli stessi con altri simili per caratteristiche elettriche e dimensionali, in caso di indisponibilità sul mercato e/o in base a valutazioni di convenienza tecnico-economica al momento della realizzazione della centrale.

Si riporta di seguito l'immagine e la scheda tecnica dell'inverter utilizzato:



Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.6%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Nelle posizioni indicate nelle tavole di progetto saranno posizionati gli inverter.

Tutti gli inverter sono dotati di sistema per seguire il punto di massima potenza dell'ingresso corrispondente alla/e stringhe su ciascun ingresso indipendente della curva caratteristica I-V (ovvero la funzione MPPT) e costruire l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro valori assimilabili, migliorando l'efficienza di conversione in funzione dei dati di ingresso dovuto all'irraggiamento solare.

3.4 Cabine di trasformazione

All'interno dell'impianto saranno distribuite n. 8 cabine di trasformazione (o cabine di campo) in cui verrà raccolta l'energia, prodotta dai moduli e trasformata dagli inverter; qui la tensione verrà innalzata dal valore dell'inverter al valore 30 kV.

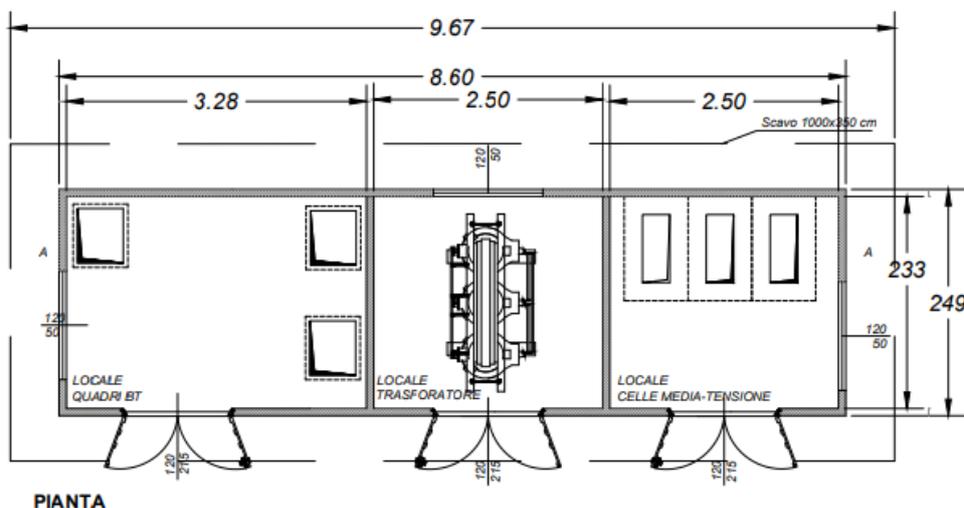
I locali tecnici delle Cabine di trasformazione conterranno:

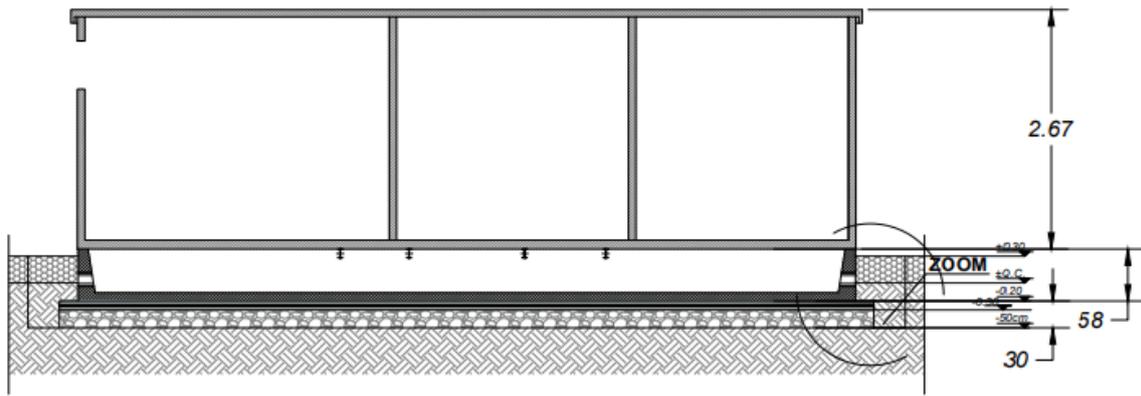
- La protezione del trasformatore con interruttore, il sezionamento e la messa a terra della linea MT;
- Il trasformatore MT/BT 30/0,800 kV, di potenza nominale 3200 kVA (cabine n. 1, 2, 4 e 6), 3500 kVA (cabine n. 3 e 5), 3600 kVA (cabina n. 8), 3800 kVA (cabina n. 7);
- Quadro di parallelo inverter interruttori di protezione inverter e il dispositivo di generatore;
- Il trasformatore BT/BT 0.800/0,400 kV, di potenza nominale 50 kVA alimentazione servizi ausiliari;
- Il quadro ausiliari (condizionamento, illuminazione e prese di servizio, ecc.)
- Un gruppo di continuità (UPS) per alimentazione di servizi ausiliari e protezioni di cabina elettrica.

Il dispositivo generale per la protezione del trasformatore sarà costituito da un interruttore MT automatico, equipaggiato con circuito di apertura e bobina a mancanza di tensione su cui agisce la protezione generale (PG); l'interruttore sarà di tipo fisso, abbinato ad un sezionatore tripolare lato rete.

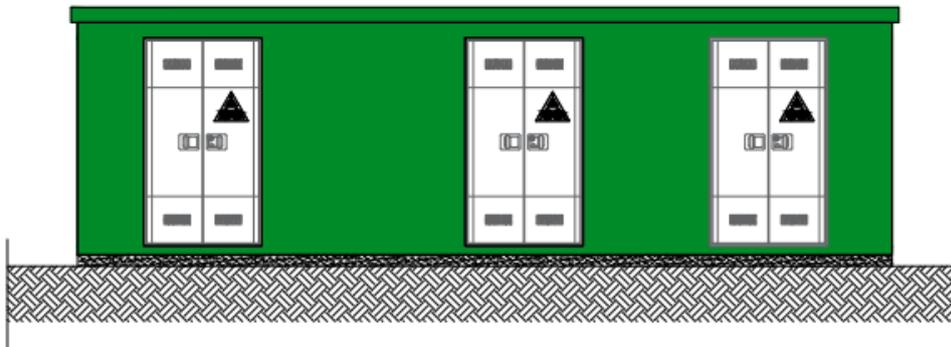
Le cabine di trasformazione saranno del tipo pre-assemblato, da posizionare su una soletta di sottofondazione in cls armato che garantirà un piano di posa idoneo all'installazione delle stesse.

Si riportano di seguito i disegni architettonici della cabine di trasformazione.

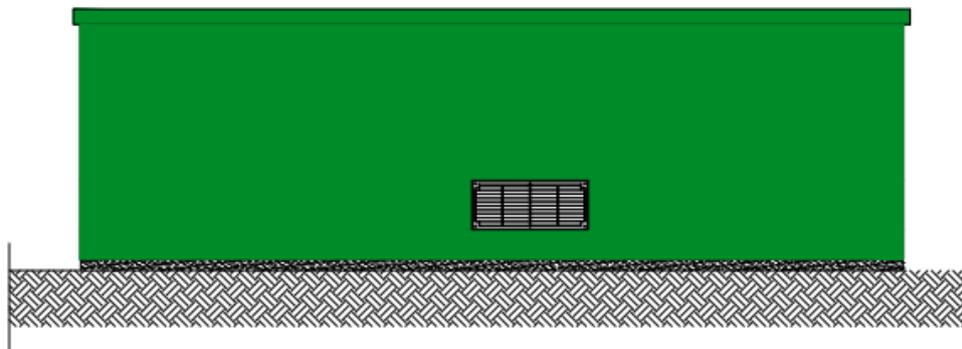




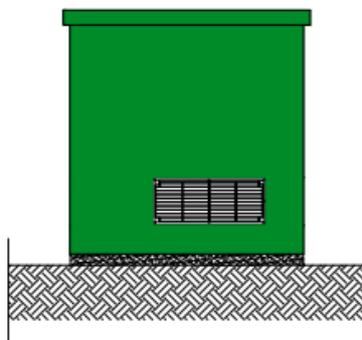
SEZIONE A-A



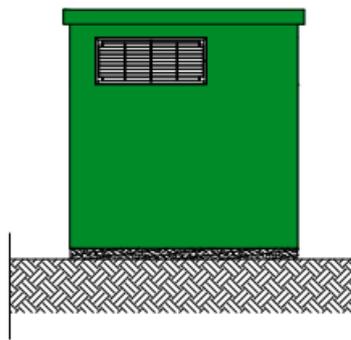
PROSPETTO FRONTALE



PROSPETTO POSTERIORE



PROSPETTO LATERALE
A SINISTRA



PROSPETTO LATERALE
A DESTRA

3.5 Trasformatore

Il sistema di conversione prevede delle cabine di trasformazione in posizione baricentriche, per ogni sottocampo, con installazione degli inverter distribuiti nel campo che, a loro volta, sono collegati ad un gruppo di parallelo e poi al trasformatore posto in cabina.

Il sistema di parallelo, controllo, consegna, è sistemato in un locale protetto, che sarà collegato al trasformatore, posizionato all'interno del locale tecnico apposito (inverter/trafo) utilizzato per elevare il livello di tensione da 800V a 30kV.

Trasformatore trifase in resina:

Gruppo Vettoriale: Dyn11

Frequenza: 50Hz

Massima potenza in AC: 3200 kVA, 3500 kVA, 3600 kVA, 3800 kVA, a seconda della cabina di trasformazione (o cabina di campo)

Tensione nominale: 30/33 kV

Massima corrente ingresso nominale: 858 A

Massima tensione di ingresso: 800 V

Collegamento Trasformatore: Stella+Triangolo

Classe di isolamento: 34kV

Classe ambientale, clim, comp.al fuoco E2-C2-F1 Tensione di c.c.: 6%

Norme: IEC 60076

3.6 Quadro MT

La connessione alla rete elettrica, di ogni sezione dell'impianto, è prevista tramite linea interrata, in entrata da ciascuna cabina di conversione con all'interno il trasformatore per innalza la tensione a 30 kV, fino al locale di consegna (previsto all'interno della sottostazione di trasformazione 30/36 kV), sita in prossimità dell'accesso all'Area 7, da cui partirà la linea AT di consegna alla SSE di Terna.

Le linee di collegamento tra le varie cabine di campo e il locale di consegna, saranno realizzate in cavo interrato alla tensione di 30kV, in modo da ridurre le perdite lungo il tracciato.

Nel locale di consegna saranno ubicati i quadri di sezionamento e di protezione delle varie sezioni di impianto.

A partire dalla sottostazione di trasformazione 30/36 kV e fino alla cabina di consegna 36 kV, realizzata in prossimità della sottostazione di Terna, sarà realizzato un cavidotto interrato con tensione di consegna a 36kV, che proseguirà fino al punto di connessione all'interno della SSE di Terna S.p.A.

Per quanto riguarda l'impianto fotovoltaico, sono previste n. 8 sezioni ciascuna costituita da n.1 cabine di campo.

A ciascuna sezione faranno capo i vari sotto-campi, in cui è suddiviso l'impianto fotovoltaico.

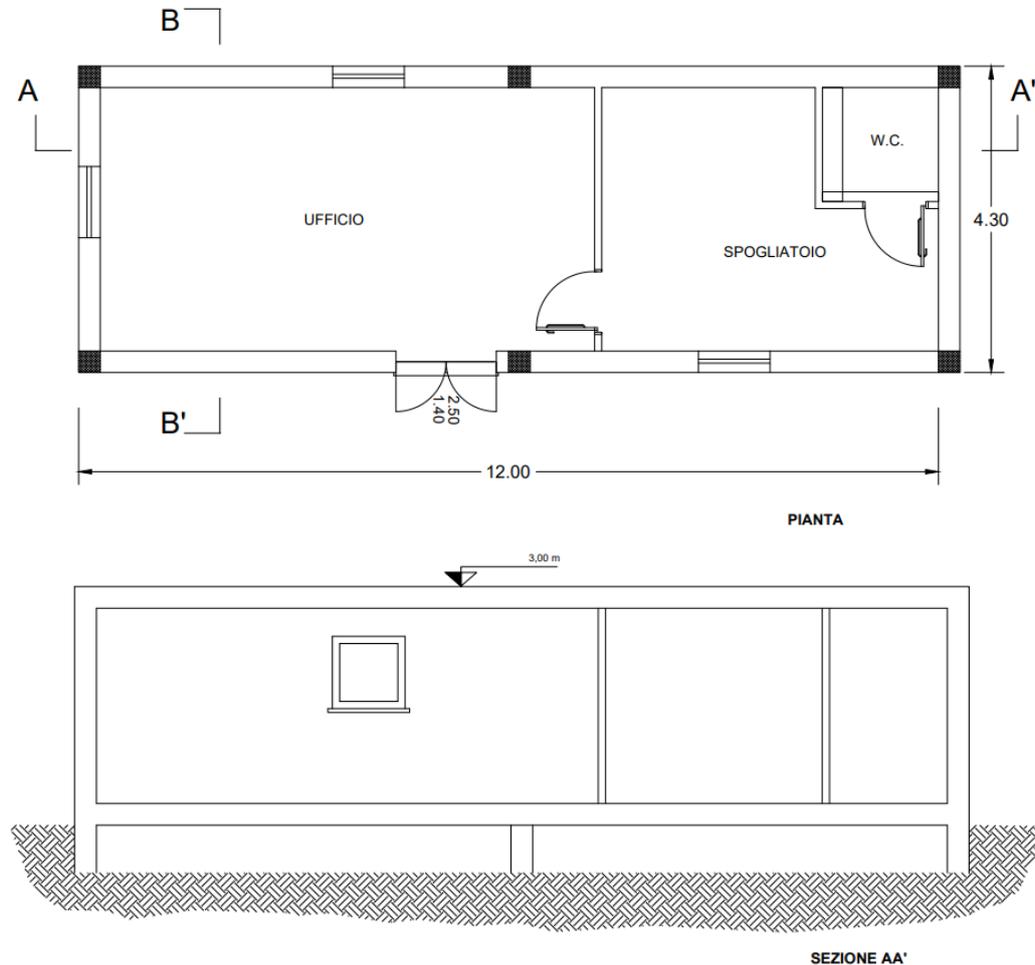
Per ciascuna sezione sarà presente un trasformatore da 3200 kVA, 3500 kVA, 3600 kVA, 3800 kVA, a seconda della cabina di trasformazione (o cabina di campo).

Ad ogni cabina saranno collegati le varie linee in BT derivate dagli inverter di campo, che opereranno la trasformazione della potenza da continua, prodotta dai pannelli fotovoltaici, in alternata.

3.7 Locale servizi

Il progetto prevede, inoltre, la realizzazione di un locale di servizio, costituito da un manufatto realizzato con struttura portante in calcestruzzo armato gettato in opera delle dimensioni in pianta di 12,00 m x 4,30 m x 3,00 m (lunghezza x larghezza x altezza).

Il fabbricato sarà internamente suddiviso in ufficio, spogliatoio e servizi igienici; all'interno dell'ufficio saranno installati il quadro di distribuzione, la centralina antintrusione, gli apparati di supporto e controllo dell'impianto di generazione.



La copertura sarà costituita da un solaio piano, isolato con pannelli coibentanti ed impermeabilizzato con guaina bituminosa a doppio strato e ardesiata.

La tompagnatura perimetrale verrà realizzata con muratura in laterizio a cassa vuota con interposti elementi coibenti. I tramezzi verranno realizzati con mattoni forati in laterizio.

Il fabbricato internamente ed esternamente sarà intonacato e successivamente pitturato con colori chiari.

I serramenti esterni saranno del tipo antisfondamento.

- I servizi igienici presenti nel fabbricato saranno del tipo "chimico"; data la modesta entità del loro utilizzo non è prevista la realizzazione di un sistema di scarico dei reflui che, per il loro smaltimento, verranno raccolti e ritirati da ditta specializzata.

3.8. L'impianto di videosorveglianza

Il progetto prevede la realizzazione di impianti di videosorveglianza, uno per ognuna delle aree recintate che costituiscono l'impianto agrovoltaiico; questi saranno dimensionati per coprire l'intera area perimetrale e recintata. Utilizzando le telecamere installate sarà possibile rilevare le seguenti situazioni:

- Passaggio di persone
- Scavalco o intrusione in aree definite
- Segnalazione di perdita segnale video, oscuramento, sfocatura e perdita di inquadratura.

Il sistema di videosorveglianza progettato si propone di realizzare un sistema di alta qualità e innovativo rispetto all'attuale panorama degli impianti in questo momento commercializzati.

Grazie anche all'infrastruttura in fibra ottica, è possibile utilizzare elementi di ripresa in alta definizione di ultima generazione, completamente in tecnologia IP e con logiche di scalabilità che garantiscono l'investimento nel tempo.

Tutte le telecamere adottata utilizzano sensori da 5 Mpix che garantiscono elevato dettaglio di ripresa e registrazione.

Il software di controllo è dotato di soluzioni uniche per l'analisi delle immagini, gli interventi correttivi post registrazione per la verifica dei dettagli, sistemi di regolazione delle immagini in funzione della luce d'ambiente e altre particolarità che rendono l'intero sistema, un reale passo in avanti tecnologico.

Il sistema di archiviazione è dimensionato in modo che la capacità d'immagazzinamento possa essere ben oltre le 72 ore standard, ciò garantisce che pur restando nei limiti di legge, il sistema disponga di risorse aggiuntive tali da non creare stress alle macchine di registrazione.

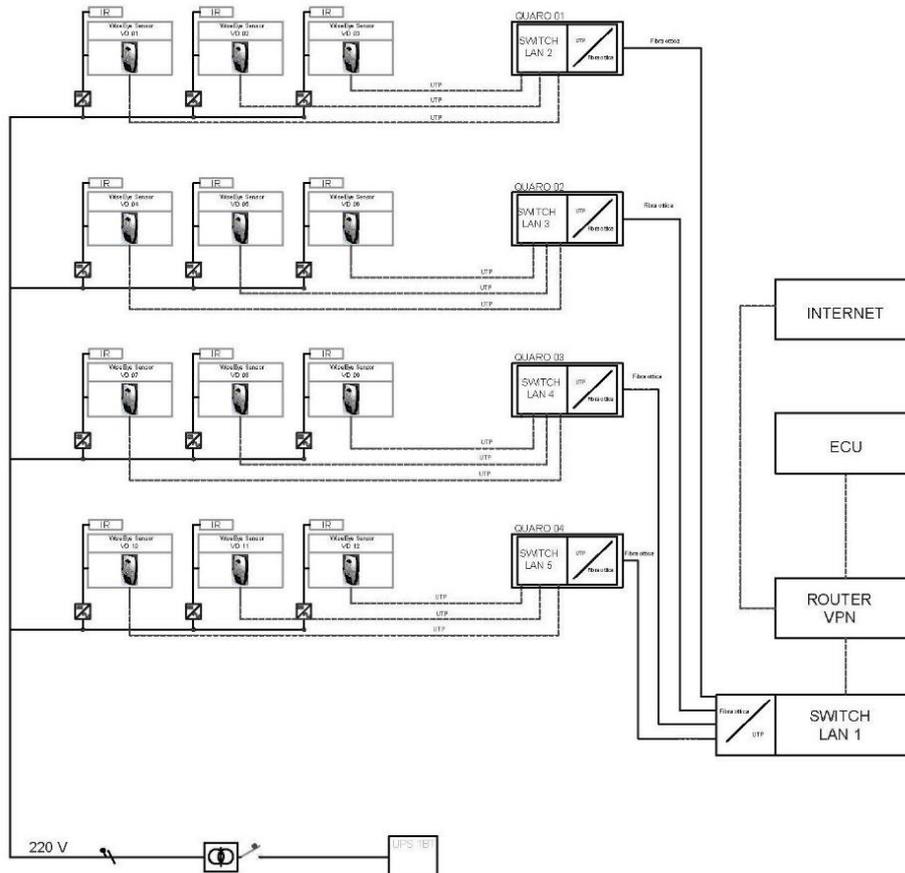
La capacità di calcolo del sistema di archiviazione attorno ai 1000 MB al secondo garantisce la possibilità di registrare tutti i flussi in alta definizione senza perdita di dati.

La videosorveglianza dovrà coprire tutta la viabilità perimetrale degli impianti fotovoltaici, le telecamere IP avranno un raggio di copertura di almeno 50 m e saranno istallate a 40 m di interasse per permettere l'inseguimento e la sicurezza intrinseca di atti vandalici sul sistema di video sorveglianza andando a coprire l'angolo vuoto di visualizzazione di ogni telecamere.

Non sarà prevista illuminazione per la visualizzazione notturna, ma si utilizzeranno telecamere con la funzione notturna e l'ausilio di illuminatori ad infrarossi che permettono la visualizzazione.

Di seguito indicazione dell'istallazione tipo:

Schema tipico di collegamento



3.9. Impianto d'illuminazione esterna del campo fotovoltaico

Il progetto dell'impianto per l'illuminazione esterna prevede unicamente l'installazione di elementi puntuali in corrispondenza di:

- n. 15 cancelli di ingresso alle aree recintate;
- n. 8 cabine di campo interne all'impianto agrovoltaico;
- n. 1 locale servizio interno all'impianto agrovoltaico.

L'impianto d'illuminazione sarà quindi composto da un totale di n. 24 corpi illuminanti; questi saranno alimentati dal circuito ausiliario distribuito nell'impianto e avranno un comando di accensione in prossimità delle cabine.

Ogni corpo illuminante sarà composto da un'armatura con tecnologia LED da 60W di tipo stradale, posizionata su un palo in acciaio.

I pali saranno del tipo conico rastremato con un diametro sommitale pari a 60 mm ed uno spessore di 4 mm, avranno un'altezza fuori terra pari a 4,0 metri e saranno sorretti da fondazioni interrato, in cls e prefabbricate, di dimensioni 70 cm x 80 cm x 80 cm.

L'armatura prevista è del tipo stradale con tecnologia LED da 60W - 140lm/W, con un flusso luminoso di 8.400 lumen.

L'armatura indicata monta chip LED Bridgelux ad elevata efficienza e un alimentatore GXTRONIX, l'apparecchio è dotato inoltre di uno scaricatore di sovratensione da 6K.

L'armatura è a doppio isolamento, il corpo della lampada ha un isolamento di Classe II, che ne aumenta la sicurezza elettrica.

L'armatura ha grado di protezione all'acqua e alla polvere IP65 ed elevata protezione agli urti IK10.

L'armatura ha un angolo di illuminazione di 150° su piano laterale e 70° sul piano frontale.

Si riporta di seguito la scheda tecnica dell'armatura stradale prevista.



Scheda Tecnica	
Potenza	60 W
Dimensioni	L 494 x H 155 mm Foro: Ø63mm
Angolo di Illuminazione	150° x 90°
Classe Energetica	A++
Flusso Luminoso (Lumen)	8600 lm
Indice di Resa Cromatica	75
Grado di Protezione	IP65
Tipo di LED	3030 Bridgelux
Certificati	CE & RoHS
Tensione di Alimentazione	220-240 V
Vita Media	100.000 h
Grado di protezione da impatti	IK10
Efficienza del chip led	165 lm/w

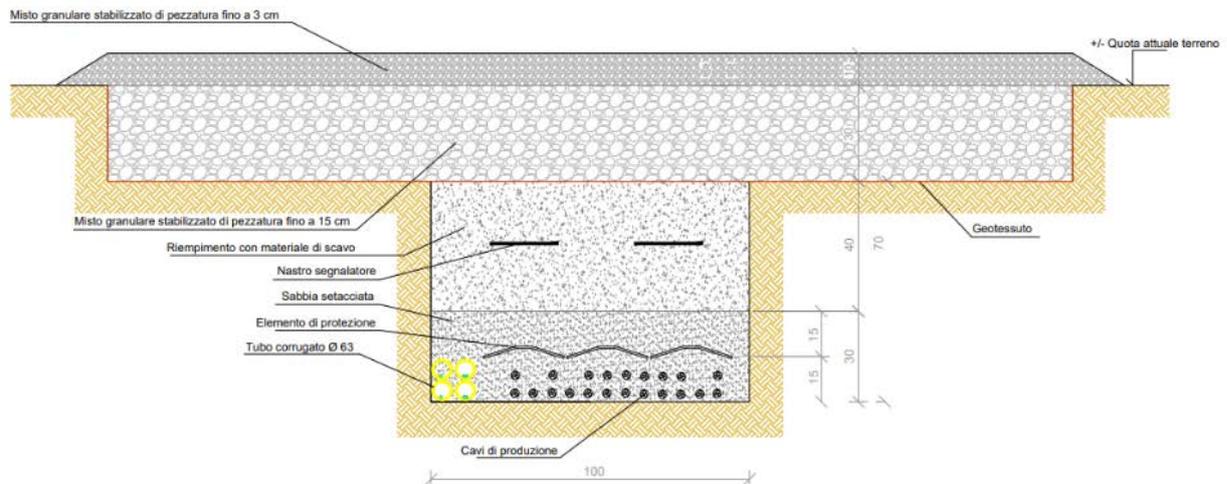
Scheda tecnica – armatura stradale 60W 140lm/W, Bridgelux

3.10 I cavidotti BT e MT

Cavidotti BT interni all'impianto fotovoltaico

All'interno dell'impianto fotovoltaico i collegamenti tra gli inverter e le cabine di trasformazione (o cabine di campo), saranno realizzati in cavo interrato, con tensione di esercizio di 800 V, seguendo le modalità di

posa riportate nella norma CEI 11-17.



Sezione della viabilità di servizio e del sottostante cavidotto BT

La posa del cavidotto interno all'impianto verrà eseguita al di sotto della viabilità di servizio e contemporaneamente alla realizzazione della stessa.

Il cavidotto BT verrà posato in uno scavo realizzato a sezione obbligata di larghezza variabile (da un minimo di 0,50 m ad un massimo di 1,00 m) in base al numero di conduttori presenti, ad una profondità di circa 1,00 metro dal piano di campagna, come mostrato nella figura che segue.

La sequenza di posa dei vari materiali all'interno dello scavo sarà la seguente (a partire dal fondo dello scavo fino in superficie):

- Strato di sabbia di 10 cm;
- Cavi posati direttamente sullo strato di sabbia;
- Lastra di protezione supplementare (tegiolo);
- Ulteriore strato di sabbia per complessivi 30 cm;
- Tubo/i PE corrugato da 63 mm di diametro esterno per l'alloggiamento della linea in cavo di telecomunicazione (fibra ottica) e per i servizi;
- Materiale di risulta dello scavo di 20 - 30 cm;
- Nastro segnalatore "cavi elettrici" (posato a non meno di 20 cm dai cavi);
- Materiale di risulta dello scavo (riempimento finale).

Infine si procederà con la realizzazione della viabilità con geo tessuto e materiali stabilizzati e permeabili, per uno spessore complessivo di 30 - 40 cm secondo le specifiche di progetto.

Cavidotti MT interni all'impianto fotovoltaico

All'interno dell'impianto fotovoltaico le cabine di trasformazione (o di campo) saranno collegate tra loro e con il locale di raccolta, presente nella sottostazione di trasformazione 30/36 kV, tramite la realizzazione di cavidotti realizzati in cavo interrato, con tensione di esercizio di 30kV, seguendo le modalità di posa riportate nella norma CEI 11-17.

Le n. 8 cabine di trasformazione dell'impianto saranno collegate a due a due tra loro e successivamente con la cabina di consegna tramite n. 4 linee ad antenna; la sezione utilizzabile per tali linee sarà di un cavo per fase da 120 mm² o da 50 mm²;

La posa del cavidotto interno all'impianto verrà eseguita al di sotto della viabilità di servizio e contemporaneamente alla realizzazione della stessa.

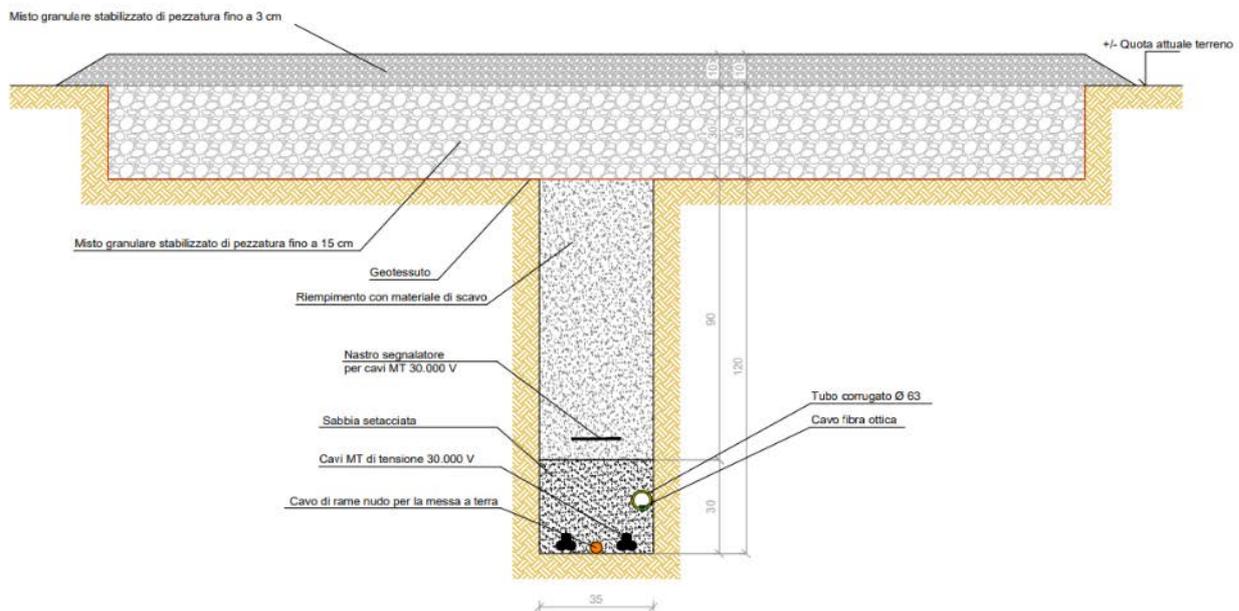
Il cavidotto verrà posato in uno scavo realizzato a sezione obbligata di larghezza pari a 35 cm, ad una profondità di 1,20 - 1,50 m, come mostrato nella figura che segue.

Ove, per particolari esigenze, non fosse possibile posizionare il cavidotto alla profondità suddetta, lo stesso verrà posto a profondità inferiore prevedendo, in tal caso, la realizzazione di un bauletto in calcestruzzo di protezione.

La sequenza di posa dei vari materiali all'interno dello scavo sarà la seguente (a partire dal fondo dello scavo fino in superficie):

- Strato di sabbia di 10 cm;
- Cavi posati a trifoglio direttamente sullo strato di sabbia;
- Corda nuda in rame (messa a terra);
- Lastra di protezione supplementare (tegolo);
- Ulteriore strato di sabbia per complessivi 30 cm;
- Tubo/i PE corrugato da 63 mm di diametro esterno per l'alloggiamento della linea in cavo di telecomunicazione (fibra ottica) e per i servizi;
- Materiale di risulta dello scavo di 20 - 30 cm;
- Nastro segnalatore "cavi elettrici" (posato a non meno di 20 cm dai cavi);
- Materiale di risulta dello scavo (riempimento finale).

Infine, dove previsto, si procederà con la realizzazione della viabilità con geo tessuto e materiali stabilizzati e permeabili, per uno spessore complessivo di 30 - 40 cm secondo le specifiche di progetto.



Sezione della viabilità di servizio e del sottostante cavidotto MT (con due tratti di cavidotto)

3.11 La sottostazione di trasformazione 30/36 kV

Il collegamento alla RTN necessita della realizzazione di una stazione AT di utenza che serve ad elevare la tensione di impianto al livello di 36 kV, per il successivo smistamento alla nuova Cabina Primaria, che sarà realizzato con connessione in cavo.

La sottostazione di consegna 30/36 kV, che occuperà un'area di 880 m² (28,50 m x 30,90 m), verrà realizzata nel perimetro dell'impianto fotovoltaico.

L'accesso alla stazione è previsto da un ingresso posto in adiacenza ad un breve tratto di viabilità di servizio da realizzare e che si collega alla viabilità comunale esistente.

La stazione sarà costituita da una sezione a 36 kV con isolamento in aria.

I servizi ausiliari in c.a. saranno alimentati da un trasformatore MT/BT alimentati mediante cella MT dedicata su sbarra MT.

La sezione in alta tensione a 36 kV è composta da:

- Sezione sbarre in AT;
- n. 1 montante linea 36 kV completo;
- n. 1 montanti macchina completo con n. 1 TR 36/30 kV da 30 MVA;
- Sistema di Protezione Comando e Controllo – SPCC.

Lo stallo è comprensivo di interruttore, scaricatore di sovratensione, sezionatori e trasformatori di misura (TA e TV) per le protezioni e le misure fiscali, secondo quanto previsto dagli standard e dalle prescrizioni Terna.

La sezione in media tensione è composta dal quadro MT a 30 kV, che prevede:

- Quattro montanti arrivo linea da campo fotovoltaico
- Montante partenza trasformatore
- Montante alimentazione trasformatore ausiliari

Nella stazione di utenza verrà installato un cabinato, suddiviso come da tavole allegate, per contenere sezioni MT e sezioni AT, si prevede di posizionare un trasformatore in aria.

3.12 Il cavidotto AT 36 kV

Il progetto prevede, per la connessione dell'impianto alla RTN, la realizzazione di un cavidotto AT interrato alla tensione di 36 kV ed interrato dalla sottostazione di trasformazione 30/36 kV, posta in prossimità dell'impianto agrovoltaiico, alla SSE di Terna S.p.A. in costruzione.

Il cavidotto AT suddetto, il cui percorso viene dettagliatamente descritto nell'elaborato "Planimetria del tracciato dell'elettrodotta", può essere schematicamente suddiviso in due tratti:

1. Cavidotto AT 36 kV di collegamento tra la sottostazione di trasformazione 30/36 kV e la cabina di consegna 36 KV, suddivisibile in due ulteriori tratti, ovvero:
 - Primo tratto, della lunghezza pari a circa 9.010 metri, dalla sottostazione di trasformazione 30/36 kV alla cabina di sezionamento;
 - Secondo tratto, della lunghezza pari a circa 7.790 metri, dalla cabina di sezionamento alla cabina di consegna 36 KV.

2. Cavidotto AT 36 kV di collegamento tra cabina di consegna 36 kV e la SSE Terna S.p.A. in costruzione, della lunghezza pari a circa 1.030 metri.

I cavidotti AT suddetti saranno posati in uno scavo realizzato a sezione obbligata di larghezza pari a 35 cm, ad una profondità di 1,20 - 1,50 m.

La sequenza di posa dei vari materiali all'interno dello scavo sarà la seguente (a partire dal fondo dello scavo fino in superficie):

- Strato di sabbia di 10 cm;
- Cavi posati a trifoglio direttamente sullo strato di sabbia;
- Corda nuda in rame (messa a terra);
- Tubo PE corrugato da 63 mm di diametro esterno per l'alloggiamento della linea in cavo di telecomunicazione (fibra ottica);
- Ulteriore strato di sabbia per complessivi 30 cm;
- Materiale di risulta dello scavo di 20 - 30 cm;
- Nastro segnalatore "cavi elettrici" (posato a non meno di 20 cm dai cavi);
- Materiale di risulta dello scavo (riempimento finale).

Infine si procederà al ripristino dello strato superficiale (terreno, viabilità in terra battuta o asfaltata) secondo le specifiche di progetto e secondo le indicazioni riportate nelle concessioni degli enti proprietari. Si precisa che sui tratti di cavidotto per i quali non è prevista la realizzazione della viabilità soprastante verranno apposti, ad una distanza di circa 50 metri l'uno d'altro, dei paletti segnalatori riportanti la dicitura "attenzione, presenza di linea interrata AT".

Per i tratti di cavidotto sui quali è prevista la realizzazione della viabilità "permeabile" la composizione della stessa seguirà lo schema e la descrizione riportati nei precedenti paragrafi e relativi ai cavidotti MT interni all'impianto fotovoltaico.

Per tutta la lunghezza del cavidotto il progetto prevede la realizzazione di giunti ispezionabili, posti a distanza di circa 600 metri l'uno dall'altro, la cui posizione sarà definita in fase esecutiva ed in relazione alle interferenze in sottosuolo.

In corrispondenza dell'intersezione tra il cavidotto ed il reticolo idrografico o le infrastrutture esistenti (rete idrica, rete gas, etc.) o in caso di eventuali attraversamenti stradali, ferroviari, fluviali o di altra natura richiesti dagli enti concessionari, il cavidotto verrà posato mediante l'uso della tecnica con trivellazione orizzontale controllata (TOC).

Per la realizzazione di eventuali incroci e parallelismi con altri servizi (cavi di telecomunicazione, tubazioni, etc.) saranno rispettate le distanze previste dalle norme, tenendo conto delle prescrizioni che saranno dettate dagli enti proprietari delle opere interessate.

Gli attraversamenti delle opere interferenti saranno eseguiti in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.

3.13 La cabina di sezionamento

In considerazione della lunghezza del cavidotto AT di collegamento tra la sottostazione di trasformazione 30/36 kV e la cabina di consegna 36 kV, di lunghezza pari a 16.800 metri, il progetto prevede l'installazione di n. 1 cabina di sezionamento della linea elettrica AT di utenza.

La cabina di sezionamento sarà posizionata a circa 9.010 metri dalla sottostazione di trasformazione 30/36 kV e occuperà un'area di circa 150 m² (area catastale).

La cabina di sezionamento avrà dimensioni 7,90 x 6,70 x 4,60 m (lunghezza x larghezza x altezza), costituita da una struttura prefabbricata in cls precompresso.

La cabina verrà posizionata su una soletta di sottofondazione in cls armato che garantirà un piano di posa idoneo all'installazione del monoblocco.

La parte sottostante della cabina, denominata vasca, sarà adibita per il passaggio dei cavi provenienti dalla sottostazione di trasformazione 30/36 kV posta in prossimità dell'impianto e quelli in uscita per la cabina di consegna 36 kV.

All'interno della cabina, saranno posizionate le celle di AT, una in ingresso ed una in uscita, per permettere il sezionamento della linea elettrica.

Per maggiori approfondimenti si rimanda agli elaborati grafici di progetto.

3.14 La cabina di consegna 36 kV

Il progetto prevede, in prossimità della Stazione Elettrica a 380/150/36 kV di Terna S.p.A. in costruzione, la realizzazione di una cabina di consegna 36 Kv.

La cabina di consegna 36 Kv sarà posizionata circa 200 metri di distanza (in linea d'aria) dalla SSE di Terna S.p.A. e occuperà un'area di circa 610 m² (area catastale).

La cabina di consegna 36 kV avrà dimensioni 26,60 x 6,70 x 4,30 m (lunghezza x larghezza x altezza), costituita da una struttura prefabbricata in cls precompresso.

La cabina verrà posizionata su una soletta di sottofondazione in cls armato che garantirà un piano di posa idoneo all'installazione del monoblocco.

La parte sottostante della cabina, denominata vasca, sarà adibita per il passaggio dei cavi provenienti dalla cabina di sezionamento e quelli in uscita verso la connessione alla SSE di Terna.

4. Metodologie di Calcolo

4.1 Protezione contro i contatti diretti

La protezione contro i contatti diretti consiste nel proteggere le persone contro i pericoli risultanti dal contatto con le parti in tensione di un impianto elettrico.

Protezione mediante isolamento

Le parti in tensione saranno completamente ricoperte con un isolamento che possa essere rimosso solo mediante distruzione.

Protezione mediante involucri o barriere

Le parti in tensione saranno poste entro involucri o dietro barriere tali da assicurare almeno il grado di protezione IPXXB (dito di prova) o IPXXD (filo di prova di 1 mm) se a portata di mano. Gli involucri o le barriere devono essere rimossi solo con l'uso di chiavi o attrezzi.

4.2 Protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti consiste nel proteggere le persone contro i pericoli risultanti dal contatto con parti metalliche accessibili normalmente non in tensione, ma che potrebbero esserlo per cause accidentali o per cedimento dell'isolamento principale.

Guasti in media tensione

In caso di guasto monofase a terra sulla media tensione, a monte del dispositivo generale, l'interruzione della corrente di guasto I_F è garantita dalle protezioni installate a monte sulla prima cabina di consegna.

Per il corretto dimensionamento dell'impianto di terra, dai valori di:

- Corrente di guasto monofase a terra MT (I_F)
- Tempo di eliminazione del guasto (t_F)

I guasti a terra sulle linee di media tensione presenti nell'impianto fotovoltaico saranno interrotti dalle protezioni presenti nell'impianto.

La sicurezza delle persone sarà sicuramente garantita se l'impianto di terra dell'impianto fotovoltaico garantirà una resistenza di terra R_E tale per cui (CEI 11-1, art. 9.9):

$$R_E I_{k1} \leq U_{Tp}$$

Dove I_{k1} è la massima corrente di guasto monofase a terra e U_{Tp} è la tensione di contatto ammissibile corrispondente al tempo di eliminazione del guasto delle protezioni MT.

I valori di U_{Tp} , indicati dalla norma CEI 99-3 e dalla guida CEI 11-37, sono riportati nella tabella sottostante.

Tabella 1: Valori UTp da norma CEI 99-3 e della guida CEI 11-37

tF (s)	UTp (V)	tF (s)	UTp (V)
0.04	800	0.55	185
0.06	758	0.60	166
0.08	700	0.64	150
0.10	660	0.65	144
0.14	600	0.70	135
0.15	577	0.72	125
0.20	500	0.80	120
0.25	444	0.90	110
0.29	400	0.95	108
0.30	398	1.00	107
0.35	335	1.10	100
0.39	300	3.00	85
0.40	289	5.00	82
0.45	248	7.00	81
0.49	220	10.00	80
0.50	213	> 10.00	75

Se la suddetta relazione $R_E I_{k1} \leq U_{Tp}$, non potrà essere garantita, occorrerà procedere alla misura delle tensioni di contatto e di passo e verificare che esse rispettino i limiti ammessi.

Nel caso ciò non avvenga, si dovranno mettere in atto le misure di protezione di cui alla norma CEI 99-3 (equipotenzializzazione, asfaltatura, ecc.).

Guasti in bassa tensione

La protezione contro i contatti indiretti lato bassa tensione verrà realizzata con interruzione automatica del circuito secondo quanto prescritto dalla norma CEI 64-8, art. 413.1.

Le relazioni che regolano la scelta delle caratteristiche che dovranno possedere i dispositivi di protezione, cambiano in funzione dei modi di collegamento a terra definiti TN, TT e IT.

Sistema TN = Il sistema ha un punto collegato direttamente a terra mentre le masse dell'impianto sono collegate allo stesso punto per mezzo di un conduttore di protezione. In maniera più specifica, si ha sistema TN-S quando il conduttore di neutro e il conduttore di protezione sono separati, sistema TN-C quando il conduttore di neutro e il conduttore di protezione sono combinati in un unico conduttore (PEN), sistema TN-C-S quando il sistema TN-C è limitato ad una parte dell'impianto.

Sistema TT = Il sistema ha un punto collegato direttamente a terra mentre le masse dell'impianto sono collegate ad un impianto di terra elettricamente indipendente da quello del collegamento a terra del sistema di alimentazione.

Sistema IT = Il sistema ha le parti attive separate da terra (flottante) mentre le masse dell'impianto sono collegate a terra individualmente, a gruppi o collettivamente.

Il sistema TN è relativo agli impianti in bassa tensione lato CA posti all'interno e all'esterno del locale tecnico le cui alimentazioni sono derivate dal quadro ausiliari. Il comune (neutro) è collegato alla terra del locale tecnico e le masse sono collegate ai dispersori di terra posti nelle vicinanze dei quadri di controllo. I singoli dispersori e la terra del locale tecnico sono collegati tramite conduttori di terra.

Il sistema pertanto è riconducibile al tipo TN-S.

Il sistema IT è relativo all'impianto di produzione fotovoltaico lato c.c. in cui le masse (cornici) dei moduli sono collegate a terra tramite le strutture di sostegno a loro volta francamente a terra.

I dispositivi di protezione dovranno interrompere automaticamente l'alimentazione al circuito quando, in caso di guasto, tra una parte attiva ed una massa o un conduttore di protezione sia presente una tensione di contatto superiore a 50 V in c.a e 120 V in c.c.

La tensione di contatto dovrà essere eliminata in tempi sufficientemente bassi, stabiliti convenzionalmente, individuabili dalla "curva di sicurezza" e comunque mai superiori a 5s.

Per il sistema TN la condizione da soddisfare è la seguente:

$$Z_s \cdot I_a = U_0 \quad \text{dove:}$$

Z_s = è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, il conduttore attivo fino al punto di guasto ed il conduttore di protezione tra il punto di guasto e la sorgente

I_a = è la corrente che provoca l'interruzione automatica dell'alimentazione entro il tempo definito nella tabella 41A dell'art. 413.1.3.3 delle norme C.E.I. 64-8 in funzione della tensione nominale U_0

U_0 = è la tensione nominale in c.a. valore efficace trifase e terra che corrisponde alla tensione fase-neutro

La scelta del dispositivo nel sistema TN può essere fatta fra:

- dispositivo di protezione a corrente differenziale;
- dispositivo di protezione contro le sovracorrenti;

Più specificatamente:

- nel sistema TN-C, quando cioè le funzioni di neutro e di protezione sono combinate in un solo conduttore detto PEN, non si devono usare dispositivi di protezione a corrente differenziale;
- nel sistema TN-C-S, quando cioè le funzioni di neutro e di protezione sono combinate in un solo conduttore in una parte del sistema, se si usano dispositivi di protezione differenziale, non si deve utilizzare un conduttore PEN a valle degli stessi.

Per il sistema IT la condizione da soddisfare è la seguente:

$$RE \cdot Id = UL \quad \text{dove:}$$

RE = è la resistenza del dispersore al quale sono collegate le masse

Id = è la corrente di guasto del primo guasto di impedenza trascurabile tra un conduttore di linea ed una massa

UL = è la tensione limite convenzionale assunta a 50V per i sistemi in c.a e a 120V per i sistemi in c.c.

L'utilizzo di inverter grid connected permette la realizzazione di un sistema assimilabile al tipo IT. Nel caso di cedimento dell'isolamento nella parte c.c. si crea una debole corrente di primo guasto, dovuta unicamente alla generazione fotovoltaica c.c., che fluisce attraverso lo stesso inverter. La protezione interna nell'inverter rileva l'abbassamento del livello d'isolamento dell'impianto c.c. e genera un allarme sul pannello dell'inverter stesso. In caso di secondo guasto il sistema si trasforma nel tipo TNS e i fusibili di protezione intervengono aprendo il circuito c.c.

Si precisa che per l'impianto in questione, in cui sono adottati moduli fotovoltaici, apparecchiature e sistemi di cablaggio in classe II, si realizza una protezione di tipo passivo che non necessita di interruzione automatica del circuito secondo CEI 64-8 art. 413.2.

Resta inteso che, nonostante l'intervento dei dispositivi di protezione (fusibili), ai capi delle stringhe permangono tensioni pericolose (>120V) mentre ai morsetti dei moduli fotovoltaici permane un livello di tensione al di sotto delle tensioni di contatto limite stabilite dalle norme.

In conclusione occorre che prima di ogni operazione di manutenzione all'impianto fotovoltaico si rilevino eventuali segnalazioni di allarme emesse dagli inverter e si operi con dovuta cautela sul circuito in corrente continua soprattutto lungo e ai capi delle linee di collegamento delle stringhe agli inverter.

4.3 Protezione delle condutture contro le sovracorrenti

I conduttori attivi devono essere protetti da uno o più dispositivi al verificarsi di sovracorrenti che possono essere causate da sovraccarichi o da corto circuiti.

I dispositivi che assicurano tali protezioni sono:

- interruttori automatici provvisti di sganciatori di sovracorrente;
- fusibili.

Protezione contro i sovraccarichi

Al fine di evitare le correnti di sovraccarico che provocherebbero un riscaldamento nocivo all'isolamento o all'ambiente circostante, una conduttura, avente corrente di impiego I_b e portata I_z ($I_b \leq I_z$), deve essere protetta da un dispositivo avente corrente nominale I_n e corrente convenzionale di funzionamento I_f tali che soddisfino le condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 \times I_z$$

Gli interruttori conformi alle norme C.E.I. 23-3 e 17-5 soddisfano la seconda condizione.

Protezione contro i corto circuiti

I dispositivi di protezione devono interrompere le correnti di corto circuito che possono verificarsi nell'impianto in modo tale da garantire che nel conduttore non si raggiungano temperature pericolose secondo la relazione:

$$I^2t \leq K^2 S^2 \quad \text{dove:}$$

I^2t = Integrale di Joule, cioè l'energia specifica passante in un tempo uguale alla durata del corto circuito;

K = Coefficiente caratteristico di ogni cavo;

S = Sezione del conduttore.

Protezione lato c.c.

I cavi dell'impianto fotovoltaico sono scelti per la massima corrente che i moduli possono generare nella condizione più gravosa, cioè alla corrente di corto circuito I_{sc} , quindi si può ragionevolmente ritenere che essi siano protetti contro i sovraccarichi dovuti a sovracorrenti.

I dispositivi di protezione sono scelti perciò per interrompere le correnti di corto circuito che, in un impianto fotovoltaico, possono essere determinate da:

- guasto tra due poli del sistema c.c.;
- guasto a terra nei sistemi con un punto a terra;
- doppio guasto a terra nei sistemi isolati da terra.

I dispositivi sono generalmente fusibili vengono installati sia nel quadro di parallelo stringhe (per proteggere il cavo di stringa contro la sovracorrente dovuta alla somma delle correnti delle altre stringhe in parallelo) che all'ingresso dell'inverter (per proteggere il cavo di collegamento tra questo e il quadro di parallelo stringa).

Protezione lato c.a.

Anche i cavi tra gli inverter ed il punto di parallelo sono dimensionati per la massima corrente prodotta risultando quindi superfluo prevedere una protezione contro le sovracorrenti dovute ai sovraccarichi.

Si prevede pertanto la protezione contro le sovracorrenti dovute ai cortocircuiti che coincide solitamente con l'interruttore generale di bassa tensione in quanto adatto alle forti correnti lato rete.

Infatti, in caso di cortocircuito, l'inverter limita la corrente in uscita ad un valore massimo pari a circa il doppio della propria corrente nominale facendo intervenire le protezioni interne mentre il cortocircuito viene alimentato direttamente dalla rete.

4.4 Metodi di dimensionamento e calcolo**Dimensionamento cavi**

Il dimensionamento dei cavi è tale da garantire la protezione della condotta alle correnti di sovraccarico. In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2) il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la condotta in modo tale che siano soddisfatte le condizioni:

$$a) I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$b) I_f \leq 1.45 I_z$$

Per soddisfare alla condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte.

Dalla corrente I_b viene determinata la corrente nominale della protezione a monte (valori normalizzati) e con questa si procede alla scelta della sezione.

La scelta viene fatta in base alla tabella che riporta la corrente ammissibile I_z in funzione del tipo di isolamento del cavo che si vuole utilizzare, del tipo di posa e del numero di conduttori attivi; la portata che il cavo dovrà avere sarà pertanto:

$$I_z \text{ minima} = I_n/k$$

dove il coefficiente k di declassamento tiene conto anche di eventuali paralleli.

La sezione viene scelta in modo che la sua portata (moltiplicata per il coefficiente k) sia immediatamente superiore a quella calcolata tramite la corrente nominale (I_z minima). Gli eventuali paralleli vengono calcolati, nell'ipotesi che essi abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza, posa, etc. (par. 433.3), considerando la portata minima come risultante della somma delle singole portate (declassate dal numero di paralleli nel coefficiente di declassamento per prossimità).

La condizione b) non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma 23.3 IV Ed. hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento I_f e corrente nominale I_n minore di 1.45 e costante per tutte le tarature inferiori a 125A. Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17.5 e IEC 947 stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1,45. Ne deriva che in base a queste normative la condizione b) sarà sempre soddisfatta.

Le condutture dimensionate con questo criterio sono pertanto protette contro le sovracorrenti.

Dalla sezione del cavo di fase deriva il calcolo dell' I^2t del cavo o massima energia specifica ammessa dal cavo come:

$$I^2t = K^2 S^2$$

La costante K viene data dalla norma 64-8/4 (par. 434.3), in funzione del materiale conduttore e del materiale isolante.

Cadute di tensione

Le cadute di tensione sono valutate in base alle tabelle UNEL 35023-70.

In accordo con queste tabelle la caduta di tensione di un singolo ramo vale:

$$c_{dt}(I_b) = k_{cdt} \times I_b \times (L_c / 1000) \times [R_{cavo} \times \cos\varphi + X_{cavo} \times \sin\varphi] \times 100/V_n [\%]$$

dove:

$k_{cdt} = 2$ per sistemi monofase

$k_{cdt} = 1.73$ per sistemi trifase.

I parametri R_{cavo} e X_{cavo} sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione al tipo di cavo (unipolare/multipolare) e in base alla sezione dei conduttori; i valori della R_{cavo} riportate sono riferiti a 80°C, mentre la X_{cavo} è riferita a 50Hz, entrambe sono espresse in ohm/km.

La caduta di tensione da monte a valle (totale) di un'utenza viene determinata tramite la somma delle cadute di tensione, assolute di un solo conduttore, dei rami a monte all'utenza in esame, da questa viene successivamente determinata la caduta di tensione percentuale riferendola al sistema (trifase o monofase) e alla tensione nominale dell'utenza in esame.

Dimensionamento conduttori di protezione

Le norme CEI 64.8 (par. 543.1) prevedono due metodi di dimensionamento dei conduttori di protezione:

- determinazione in relazione alla sezione di fase;
- determinazione tramite calcolo.

Il primo criterio consiste nel calcolare la sezione secondo il seguente schema:

- $S_{pe} = S_f$ se $S_f < 16\text{mm}^2$;
- $S_{pe} = 16\text{ mm}^2$ se $16 \leq S_f \leq 35$;
- $S_{pe} = S_f / 2$ se $S_f > 35\text{ mm}^2$.

Il secondo criterio consiste nel determinarne il valore tramite l'integrale di Joule.

Il metodo adottato in questo progetto è il secondo.

Calcolo dei guasti

Il calcolo dei guasti viene fatto in modo da determinare le correnti di cortocircuito minime e massime immediatamente a valle della protezione (inizio linea) e a valle dell'utenza (fine della linea).

Le condizioni in cui vengono determinate sono:

- guasto trifase (simmetrico);
- guasto fase terra (dissimmetrico).

I parametri alle sequenze di ogni utenza sono inizializzati da quelli della utenza a monte e i primi vanno, a loro volta, ad inizializzare i parametri della linea a valle.

Calcolo delle correnti massime di cortocircuito

Il calcolo viene eseguito nelle seguenti condizioni:

- a) la tensione nominale deve essere moltiplicata per il fattore di tensione pari a 1;
- b) l'impedenza di guasto minima è calcolata alla temperatura di 20 °C.

Calcolo delle correnti di cortocircuito

Il calcolo viene eseguito nelle seguenti condizioni:

- a) la tensione nominale deve essere moltiplicata per il fattore di tensione pari a 1;
- b) l'impedenza di guasto minima è calcolata alla temperatura di 20 °C.

trascurando l'abbassamento della tensione di linea e l'innalzamento della temperatura si avrebbe:

$$I_{cc} = \frac{V}{\sqrt{R^2 + L^2}}$$

La Norma 64-8 propone una formula che tiene conto dei parametri prima trascurati, precisando che “i valori ottenuti con tale formula servono per la verifica della tempestività di intervento dei dispositivi di protezione, ma non per la determinazione del potere di interruzione”:

$$I_{cc} = \frac{0.8 \cdot V \cdot S}{1.5 \cdot \rho \cdot 2l}$$

dove:

I_{cc} = corrente di corto-circuito in A

0.8 = fattore che tiene conto dell'abbassamento di tensione

V = tensione in V

S = sezione del conduttore in mm²

1.5 = fattore che tiene conto dell'aumento di temperatura

ρ = resistività del conduttore a 20°C in mm²/m

2 = fattore per monofase

l = lunghezza della linea in m

4.5 Protezioni contro le sovratensioni

Sui terminali di ogni quadro di parallelo stringhe (QPS) sono stati adottati scaricatori di sovratensione (SPD) tipo CPT CS3 al fine di garantire una protezione contro le sovratensioni indotte dalle scariche di origine atmosferica.

Le caratteristiche degli scaricatori sono riportate nel datasheet allegato

5. Impianto di messa a terra

Messa a terra lato locale tecnico (cabina MT/BT)

L'impianto di messa a terra sarà costituito:

- dagli schermi metallici dei cavi MT, collegati a terra ad entrambe le estremità;
- dagli anelli di terra delle cabine, realizzati con tondino in acciaio di sezione almeno 50 mm²;
- da quattro picchetti in acciaio zincato, lunghezza almeno 1,5 m, posti ai vertici dell'anello;
- dai nodi di terra delle cabine e dai conduttori di protezione ed equipotenziali.

All'impianto di terra dovranno essere collegate tutte le masse, le masse estranee, ed il conduttore neutro.

Messa a terra lato campo fotovoltaico

L'impianto di messa a terra sarà costituito:

- dalle strutture metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici collegate alla terra del capannone;
- dai collegamenti alla terra dell'impianto fotovoltaico posizionati nei quadri di controllo

All'impianto di terra dovranno essere collegate tutte le masse e le masse estranee dell'impianto.

La determinazione della sezione del conduttore di protezione è calcolata con la formula:

$$S_p^2 \cdot K^2 = I^2 \cdot t$$

dove:

S_p = Sezione del conduttore di protezione;

I = Corrente di guasto che percorre il conduttore di protezione per un guasto franco a massa;

t = Tempo di intervento del dispositivo di protezione;

K = Valore caratteristico del conduttore.