



REGIONE BASILICATA

COMUNE DI GENZANO DI L. (PZ)



Progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto Agrivoltaico, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili, denominato DERRICO, da realizzarsi in agro del Comune di Genzano di L.

Progetto Definitivo



Elaborato

Tav n°

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

A.5

Data: Ottobre 2021

Scala:

Rev.	Data	Descrizione	Eseguito	Verificato	Approvato

Progettazione

Ing. Francesco ABBATE

Via degli Oleandri, 32
85100 Potenza (PZ)
cell.: 347 3452951
e-mail: abbate.francesco@gmail.com



Proponente

Luminora Derrico S.r.l.

Via Tevere, 41
00198 Roma
e-mail: roberto.capuzzo@powertis.com
PEC: luminoraderricosrl@legalmail.it

Powertis

Luminora Derrico S.r.l.
Via Tevere 41/00198 Roma
C.F. e P.IVA 16073241008

Visti

Powertis.com

Luminora Derrico S.r.l.

Progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto agrivoltaico, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili, denominato "DERRICO", da realizzarsi in agro del Comune di Genzano di L., per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica e della potenza nominale di 19.989,90 kW.

Proponente: LUMINORA DERRICO S.r.l.

Progetto Definitivo

**RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA
DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

INDICE

1. DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI CON LA RELATIVA ILLUSTRAZIONE ANCHE SOTTO IL PROFILO ARCHITETTONICO	3
2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO	3
3. DIMENSIONAMENTO IMPIANTO	5
3.1. SITO DI INSTALLAZIONE	5
3.2. DATI DI IRRAGGIAMENTO SOLARE E PREVISIONE DI PRODUZIONE ENERGETICA	6
4. CRITERI ADOTTATI PER LE SCELTE PROGETTUALI	10
5. REQUISITI TECNICI MINIMI DEI COMPONENTI E DEGLI IMPIANTI	10
6. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO: DIMENSIONI E CARATTERISTICHE	11
7. OPERE CIVILI IMPIANTO FOTOVOLTAICO	13
7.1. STRUTTURA DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI	13
7.2. CABINE ELETTRICHE	14
7.3. ALTRI LOCALI ACCESSORI	14
7.4. IMPIANTO GENERALE DI TERRA	14
7.5. RECINZIONE E CANCELLO	15
7.6. VIABILITÀ INTERNA E PIAZZALI	15
7.7. PREDISPOSIZIONI PER LA POSA IN OPERA DELLE CABINE ELETTRICHE	15
7.8. OPERE DI COMPLETAMENTO	16
8. OPERE IMPIANTISTICHE IMPIANTO FOTOVOLTAICO	16
8.1. DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA	16
8.2. DESCRIZIONE DEI COMPONENTI	17
8.2.1. <i>Moduli fotovoltaici</i>	17
8.2.2. <i>Convertitori di potenza</i>	18
8.2.3. <i>Trasformatore</i>	21
8.2.4. <i>Strutture di supporto</i>	23
8.2.5. <i>Quadri MT</i>	24
8.2.6. <i>Cavi</i>	25
9. CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO I FULMINI, CON L'INDIVIDUAZIONE E LA CLASSIFICAZIONE DEL VOLUME DA PROTEGGERE	39
9.1. DEFINIZIONI	39
9.2. SIMBOLI E ABBREVIAZIONI	40
9.3. VALUTAZIONE DEL RISCHIO FULMINE	41
9.3.1. <i>Metodo di valutazione</i>	43
9.3.2. <i>Componenti di rischio</i>	44
9.4. DETERMINAZIONE DEL RISCHIO DI PERDITA DI VITE UMANE (R1)	47
9.5. DETERMINAZIONE DEL RISCHIO DI PERDITA DI SERVIZIO PUBBLICO (R2)	48
9.6. DETERMINAZIONE DEL RISCHIO DI PERDITA DI PATRIMONIO CULTURALE INSOSTITUIBILE (R3)	48
9.7. DETERMINAZIONE DEL RISCHIO DI PERDITA ECONOMICA (R4)	48
9.8. STRUTTURA IN ESAME	49
9.9. SCELTA SPD	51
9.10. CONCLUSIONI	52

1. DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI CON LA RELATIVA ILLUSTRAZIONE ANCHE SOTTO IL PROFILO ARCHITETTONICO

L'impianto fotovoltaico "Derrico" verrà realizzato nel territorio del Comune di Genzano di L. (PZ) in località "Cartella" e sarà allacciato alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) nel futuro ampliamento della Stazione Elettrica TERNA denominata "Genzano".

I terreni su cui è progettato l'impianto ricadono nella porzione nord-est del territorio comunale di Genzano di L., a circa 7 km direzione nord-est del centro abitato, in una zona occupata da terreni agricoli e distante da agglomerati residenziali o case sparse. Il sito risulta accessibile dalla viabilità locale, costituita da strade provinciali e comunali.

L'impianto occuperà complessivamente un'area di estensione pari a circa 23,5 ha e la sua potenza complessiva sarà pari a 19.989,90 kWp; sarà suddiviso in due campi vicini tra loro della potenza rispettivamente di 6'942,60 KW (campo A) e 13'047,30 (campo B).

Il parco fotovoltaico, sarà composto da 5 sottoimpianti distinti interconnessi tra loro (2 nel campo A e 3 nel campo B), che saranno realizzati seguendo la naturale orografia del sito di progetto.

Saranno installati 2 trasformatori MT/BT nel campo A e 3 nel campo B collegati in uscita alle cabine di consegna situate in prossimità dell'ingresso di ogni campo; dalla cabina di consegna del campo B partirà il cavidotto interrato, della lunghezza di circa 1,8 km ed alla tensione di 30 kV, per il collegamento alla sezione a 30 kV della stazione di utenza.

La stazione di utenza verrà realizzata in prossimità della stazione di rete di "Genzano" nel Comune di Genzano di Lucania.

Nel presente documento vengono descritte le attività ed i processi che saranno posti in essere sul sito, le caratteristiche prestazionali dell'impianto nel suo complesso e nelle sue componenti elementari, la sua producibilità annua e le modalità impiantistiche con cui si intende effettuare il collegamento con la RTN.

2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione sarà realizzato in conformità alle vigenti Leggi/Normative tra le quali si segnalano le seguenti principali:

- Legge 186/68. Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici;
- D.lgs 37/08. Norme per la sicurezza degli impianti;
- D.lgs. 81/08 Attuazione delle direttive CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro;
- DM 17 gennaio 2018. Norme tecniche per le costruzioni (NTC 2018);
- Circolare 21 gennaio 2019. Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche per le costruzioni di cui al DM 17gennaio 2018 (NTC 2018);
- CEI 0-2. Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;

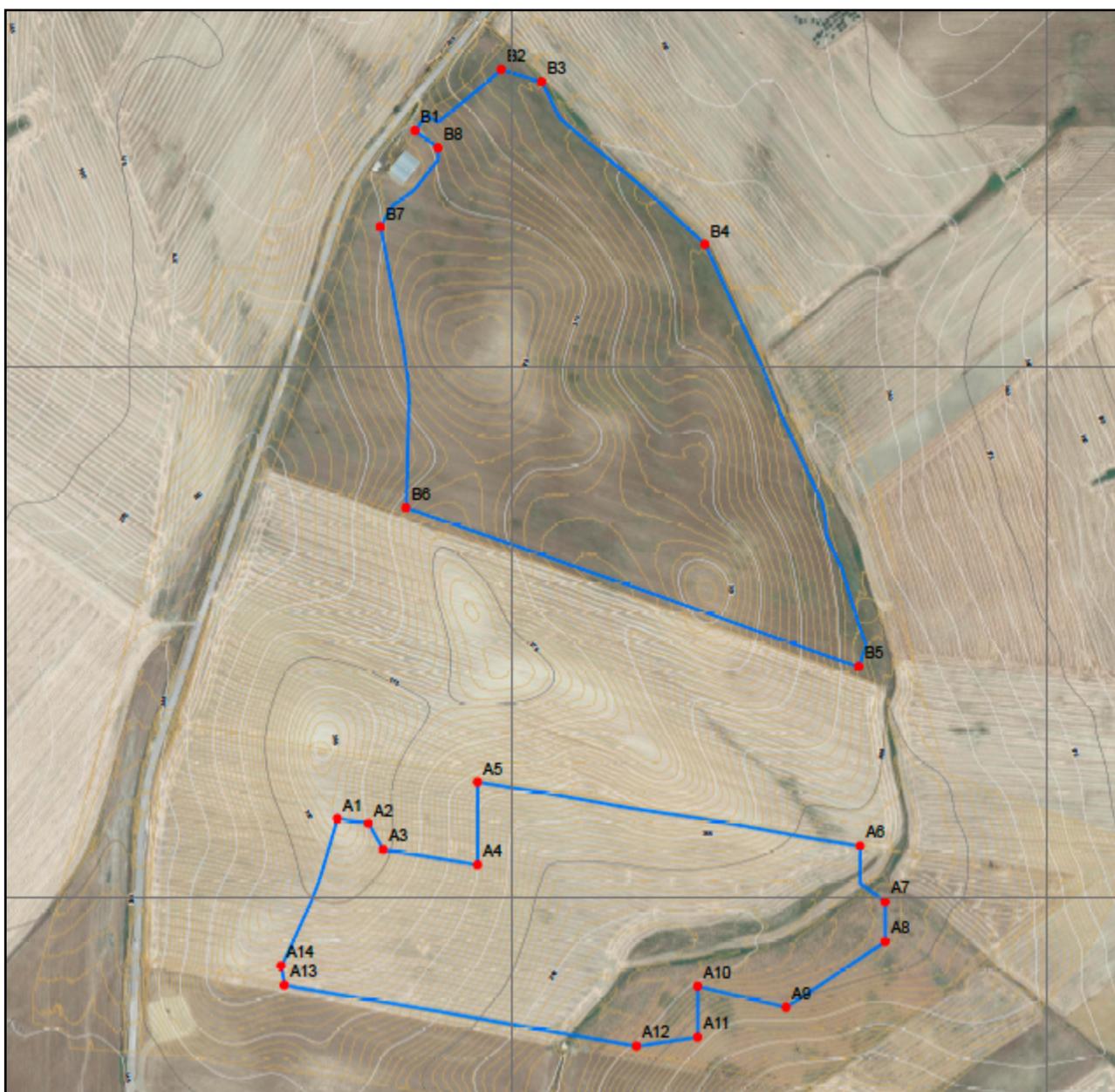
- CEI 0-3 Guida per la compilazione della documentazione per la Legge 46/90 – CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- Norma CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese di energia elettrica.
- CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20 Cavi isolati con PVC con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI 81-10/1: Protezione contro i fulmini. Principi generali;
- CEI 81-10/2: Protezione contro i fulmini. Valutazione del rischio;
- CEI 81-10/3: Protezione contro i fulmini. Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;
- CEI 81-10/4: Protezione contro i fulmini. Impianti elettrici ed elettronici nelle CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
- CEI EN 60439-1-2-3 Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa pressione;
- CEI EN 60445 Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfa numerico;
- CEI EN 60529 Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 61215 Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 60904-1 Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2 Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3 Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727 Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61000-3-2 Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1 Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili -Parte 1: Definizioni;
- UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici: Dati climatici;
- CEI EN 61724 Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

3. DIMENSIONAMENTO IMPIANTO

3.1. SITO DI INSTALLAZIONE

L'impianto fotovoltaico "DERRICO" verrà realizzato nel territorio del Comune di Genzano di L. (PZ) in località "Cartella", lungo la S.P. 105 di Taccone. Nella cartografia del Nuovo Catasto Terreni del Comune di Genzano di Lucania l'area dell'intero impianto, suddivisa in due campi vicini tra loro, è ricompresa nelle P.lle 38, 112, 116 (per il campo A) e 214 (per il campo B) del Foglio 19, con un ingombro complessivo pari a circa 23,5 ha.

I terreni interessati dal progetto sono iscritti in due poligoni individuati nel sistema di riferimento UTMWGS84-ETRS89 fuso 33N; si riportano nella figura di seguito i poligoni d'iscrizione dei due campi costituenti l'intero impianto, con le coordinate dei vertici all'interno della tabella che segue, nel sistema di coordinate di cui sopra:

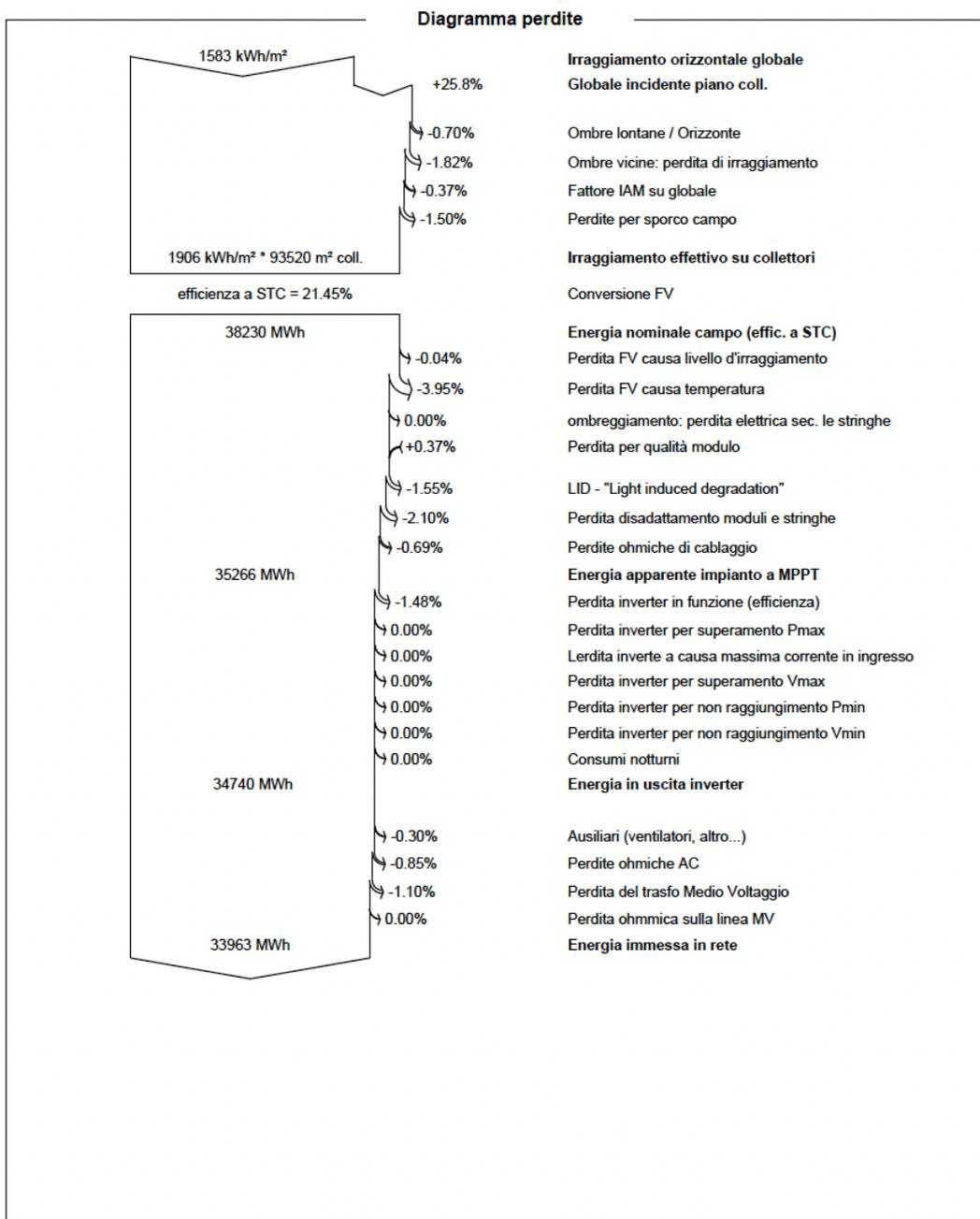


N°	UTM - ETRS 89		GAUS-BOAGA Roma 40 fuso est	
	EST	NORD	EST	NORD
CAMPO A				
A1	594838	4524075	2614842	4524154
A2	594867	4524070	2614871	4524149
A3	594880	4524046	2614885	4524124
A4	594969	4524031	2614973	4524110
A5	594969	4524109	2614973	4524188
A6	595326	4524049	2615331	4524128
A7	595350	4523997	2615354	4524075
A8	595350	4523959	2615354	4524037
A9	595257	4523897	2615261	4523976
A10	595174	4523917	2615179	4523996
A11	595174	4523869	2615179	4523948
A12	595117	4523861	2615121	4523939
A13	594788	4523918	2614792	4523997
A14	594785	4523936	2614789	4524015
CAMPO B				
B1	594910	4524723	2614914	4524802
B2	594991	4524780	2614995	4524859
B3	595028	4524769	2615033	4524848
B4	595181	4524616	2615185	4524695
B5	595325	4524218	2615329	4524297
B6	594901	4524368	2614906	4524447
B7	594877	4524633	2614882	4524711
B8	594931	4524707	2614936	4524785

I terreni su cui insiste il progetto, già nella disponibilità della committenza, hanno una destinazione d'uso agricola, e sono liberi da vincoli archeologici, naturalistici, paesaggistici, di tutela del territorio, del suolo, del sottosuolo e dell'ambiente idrico superficiale e profondo, non ricadono in vincolo idrogeologico.

3.2. DATI DI IRRAGGIAMENTO SOLARE E PREVISIONE DI PRODUZIONE ENERGETICA

Il sito in esame si trova ad una Latitudine di 40,866°N ed una Longitudine di 16,128°E; inserendo questi dati nell'applicativo di stima della producibilità di un impianto PVsyst V7.2.6 otteniamo i seguenti dati di radiazione solare sul piano dei moduli, che saranno ancorati sul tracking monoassiale (come da specifiche tecniche allegate). Per i dati di producibilità si sono ipotizzate le perdite del sistema come da grafico seguente:

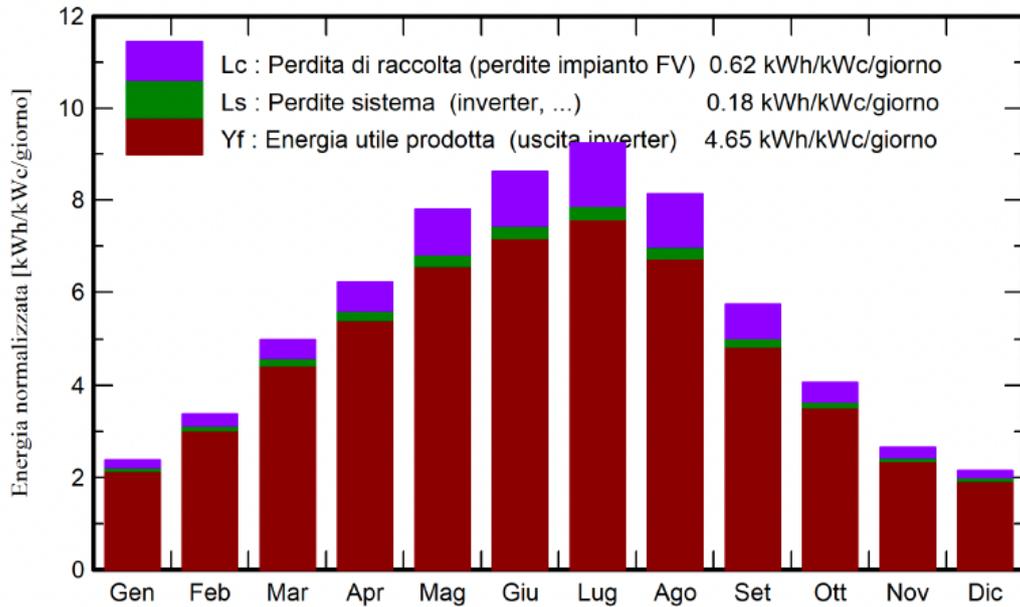


Impostando la potenza d'impianto pari a 19.989,90 Kwp è stata stimata una produzione annuale pari a 33.963 MWh/anno pari ad una produzione specifica 1.699 kWh/kWp annui.

Di seguito alcuni grafici riepilogativi di quanto sopra esposto, il primo mostra l'irraggiamento mensile nel piano del sistema FV, mentre il secondo mostra l'energia elettrica (stimata) che si può aspettare ogni mese da un sistema fotovoltaico (della potenza di 1 kWp) con i parametri scelti.

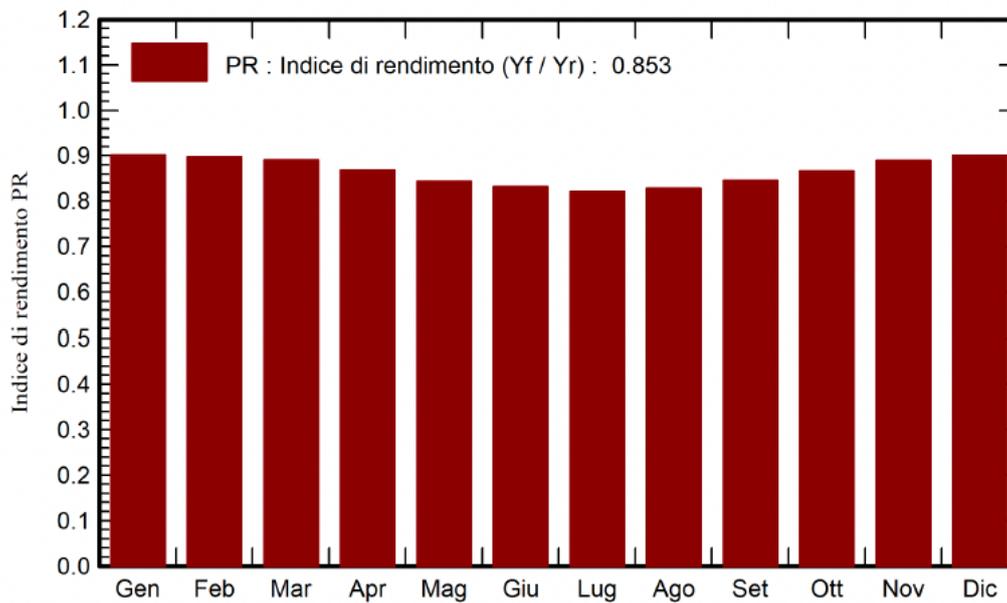
L'applicativo mostra anche il profilo dell'orizzonte a giugno e a dicembre per il sito di progetto in modo da valutare le perdite di producibilità dovute a dovuti ad eventuali ombreggiamenti; nel relativo paragrafo verrà valutato e dimostrato che con la distanza di progetto tra portali non ci saranno ombreggiamenti.

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Produzione normalizzata (per kW installato): Potenza nominale 19.989,90 kWp

Indice di rendimento PR



Indice di rendimento

Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	59.0	27.00	5.90	73.7	70.0	1378	1329	0.901
Febbraio	75.0	33.00	6.20	94.4	89.9	1756	1694	0.898
Marzo	122.0	50.00	8.90	154.6	148.0	2853	2754	0.891
Aprile	151.0	64.00	12.20	186.5	178.3	3360	3237	0.868
Maggio	195.0	78.00	17.10	241.7	231.2	4234	4075	0.843
Giugno	207.0	78.00	21.60	258.7	247.8	4470	4302	0.832
Luglio	224.0	72.00	24.20	286.4	275.0	4888	4700	0.821
Agosto	197.0	65.00	24.00	252.1	242.6	4336	4172	0.828
Settembre	137.0	56.00	19.30	172.0	164.3	3018	2908	0.846
Ottobre	101.0	43.00	15.20	126.0	120.2	2264	2183	0.866
Novembre	63.0	30.00	10.60	79.5	75.5	1465	1414	0.890
Dicembre	52.0	24.00	6.80	66.5	63.1	1241	1197	0.900
Anno	1583.0	620.00	14.38	1992.0	1905.8	35265	33963	0.853

Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale

DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Globale incidente piano coll.

GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

EArray Energia effettiva in uscita campo

E_Grid Energia immessa in rete

PR Indice di rendimento

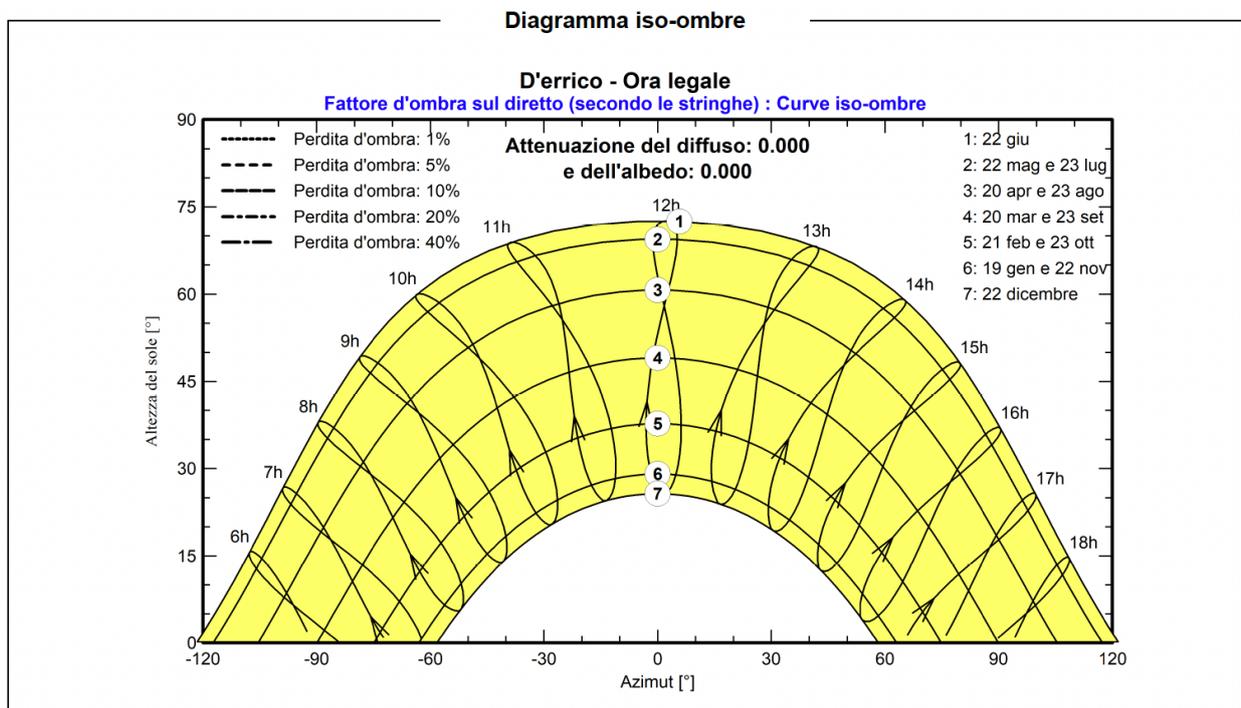


Diagramma ISO-OMBRE

4. CRITERI ADOTTATI PER LE SCELTE PROGETTUALI

I criteri con cui è stata realizzata la progettazione definitiva dell'impianto fotovoltaico in progetto sono:

- Rispetto delle Leggi e delle normative di buona tecnica vigenti;
- Conseguimento delle massime economie di gestione e di manutenzione degli impianti progettati;
- Ottimizzazione del rapporto costi/benefici ed impiego di materiali componenti di elevata qualità, efficienza, lunga durata e facilmente reperibili sul mercato;
- Riduzione delle perdite energetiche connesse al funzionamento dell'impianto, al fine di massimizzare la quantità di energia elettrica immessa in rete.

5. REQUISITI TECNICI MINIMI DEI COMPONENTI E DEGLI IMPIANTI

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato con componenti che assicurano l'osservanza delle due seguenti condizioni:

$$P_{cc} > 0.85 P_{nom} \cdot \frac{I}{I_{stc}}$$

$$P_{ca} > 0.9 P_{cc}$$

(Tale condizione deve essere verificata per PC > 90% della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata).

Dove:

P_{cc} = Potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico con precisione migliore del ±2%;

P_{nom} = Potenza nominale del generatore fotovoltaico;

I = Irraggiamento in W/m² misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del ±3%;

I_{stc} = 1000 W/m², è l'irraggiamento in condizioni di prova standard;

P_{ca} = Potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del ±2%.

Al fine del rispetto delle condizioni sopra descritte l'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione sarà realizzato utilizzando moduli fotovoltaici ad elevate prestazioni e gruppi di conversione della corrente continua in alternata ad elevata efficienza.

Al termine dei lavori saranno effettuate tutte le verifiche tecnico-funzionali, in particolare:

- Esame a vista per accertare la rispondenza dell'opera e dei componenti alle prescrizioni tecniche e di installazione previste dal progetto definitivo;
- Verifica delle stringhe fotovoltaiche;

- Misura dell'uniformità della tensione a vuoto;
- Misura dell'uniformità della corrente di cortocircuito;
- Misura della resistenza di isolamento dei circuiti tra le due polarità lato Corrente continua e terra e lato alternata tra conduttori e terra;
- Verifica del grado di protezione dei componenti installati;
- Verifica della continuità elettrica del circuito di messa a terra e scaricatori;
- Verifica e controllo tramite battitura dei cavi di collegamento del circuito elettrico di tutto il sistema;
- Isolamento dei circuiti elettrici e delle masse;
- Corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dai gruppi di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete).

6. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO: DIMENSIONI E CARATTERISTICHE

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico della potenza di 19.989,90 kWp per la produzione di energia elettrica mediante tecnologia fotovoltaica.

L'impianto fotovoltaico in progetto prevede l'installazione, su due lotti di terreno poco distanti tra loro e nella completa disponibilità della committenza, attualmente a destinazione agricola e condotti a seminativo, di pannelli fotovoltaici (moduli) in silicio monocristallino della potenza unitaria di 665 Wp.

I pannelli fotovoltaici saranno montati su strutture dedicate orientabili noti anche come tracker monoassiali. Si tratta di strutture innovative caratterizzate da un inseguitore monoassiale che orienta i moduli in direzione Est-Ovest in funzione della posizione del sole, garantendo così un aumento della producibilità di oltre il 30%.

Le strutture di supporto, chiamati tracker, saranno ciascuno strutturalmente composti da strutture a telaio metallico, in acciaio zincato a caldo, costituito da pali infissi nel terreno e da una trave di collegamento superiore rotante ove sono fissati i pannelli fotovoltaici, senza la realizzazione di fondazioni in calcestruzzo o di tipo invasivo. I particolari della struttura sono riportati nella tavola di progetto A.12.b.9_Particolari pannelli e strutture.

Il progetto prevede la posa in opera di 501 tracker monoassiali che saranno dimensionati per alloggiare ciascuno 60 pannelli fotovoltaici per un totale di 30'060 moduli da installare per una potenza complessiva di 19.989,90 kWp. Nel campo A è prevista l'installazione di 174 inseguitori in grado di ospitare 10'440 moduli mentre nel campo B saranno alloggiati i restanti 327 tracker contenenti 19'620 pannelli fotovoltaici.

L'impianto sarà corredato di:

- 92 inverter (30 nel campo A e 62 nel campo B) per la conversione dell'energia prodotta dai pannelli da corrente continua in corrente alternata e per elevarne la tensione ad 800 V;

- 5 cabine di campo con trasformatore MT/BT (30'000/800V) ed apparecchiature MT e BT (2 nel campo A e 3 nel B);
- 2 cabine di sezionamento e consegna contenenti le apparecchiature MT (una per ogni campo);
- 2 cabine di controllo (control room) contenenti tutte le apparecchiature di comando e di controllo dell'impianto (una per ogni campo);
- viabilità interna al parco per le operazioni di costruzione e manutenzione dell'impianto e per il passaggio dei cavidotti interrati MT e BT;
- il cavidotto di collegamento interrato in MT (30 KV) tra cabina di consegna del campo A e cabina di consegna del campo B;
- il cavidotto di collegamento interrato in MT (30 KV) tra cabina di consegna del campo B e la SSE – stazione d'utenza;
- SSE –Stazione di Utenza per l'elevazione della tensione di consegna da 30 kV 150 kV ubicata nei pressi della Stazione Elettrica Terna denominata "GENZANO";
- Cavidotto AT (150 KV) per la connessione dell'Impianto allo stallo di consegna assegnato da TERNA.

Le cabine di campo saranno dei moduli prefabbricati che contengono al loro interno il vano BT, il vano trasformatore e il vano MT ed avranno dimensioni pari a circa 6,06 (L) x 2,44 (P) x 2,89 (H) m. Le cabine di consegna saranno costituite da due moduli prefabbricati ciascuno avente dimensioni pari 7,50x 2,50 x 2,6 m all'interno verranno alloggiati gli arredi di cabina quali interruttori, quadri, cave, ecc., mentre le control room (una per ogni campo), di tipo containerizzato, avranno dimensioni 6,9 x 2,8 x 2,6 m e conterranno al loro interno il locale wc per il personale addetto alla manutenzione dell'impianto e i pc di comando e controllo di tutte le stringhe.

Dal punto di vista elettrico, l'impianto nel suo complesso è funzionalmente diviso in 92 blocchi; ogni blocco, costituito da diversi moduli costituenti le stringhe, è collegato ad un inverter, avente la funzione di trasformare la corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata ed elevarne la tensione ad 800 V (BT). I blocchi, raggruppati in sottocampi saranno poi collegati a 5 trasformatori per elevare ulteriormente la tensione della corrente da 800 V a 30 KV (MT). La corrente sarà quindi inviata ad una Sottostazione elettrica dove verrà trasformata da media ad alta tensione (AT/MT) per poterla immettere in rete alla tensione di 150 KV.

La sottostazione di utenza per la trasformazione MT/AT occuperà un'area fuori dal perimetro dell'impianto e nelle immediate vicinanze della SE di trasformazione "Genzano". Il cavidotto esterno per il collegamento tra la cabina di consegna e la SSE di utenza avrà una lunghezza di circa 1,8 km.

7. OPERE CIVILI IMPIANTO FOTOVOLTAICO

7.1. STRUTTURA DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI

La struttura di sostegno per i moduli FV sarà costituita da tracker monoassiali. Si tratta di strutture innovative caratterizzate da un inseguitore monoassiale che orienta i moduli in direzione Est-Ovest in funzione della posizione del sole, garantendo così un aumento della producibilità di oltre il 30%. I tracker monoassiali sono costituiti da strutture a telaio metallico, in acciaio zincato a caldo, costituito da pali infissi nel terreno e da una trave di collegamento superiore rotante ove sono fissati i pannelli fotovoltaici. Non sono pertanto previste fondazioni in calcestruzzo o di tipo invasivo.

Le strutture sono dimensionate per supportare i carichi trasmessi dai pannelli e le sollecitazioni esterne a cui sono sottoposti (vento, neve,.....)

Tali strutture innovative, utilizzano il sistema di backtracking che controlla e assicura che una serie di pannelli non ombreggi gli altri pannelli adiacenti quando l'angolo di elevazione del sole è basso nel cielo, all'inizio o alla fine della giornata. L'auto-ombreggiamento automatico tra le file dei tracker potrebbe, infatti, potenzialmente ridurre l'output del sistema (produzione globale annuale).

Per l'impianto in oggetto verranno utilizzati i tracker ad inseguimento monoassiale. La configurazione della struttura tracker è: 2 file x 30 pannelli/cad. in disposizione verticale. Ogni tracker è dotato di un attuatore lineare e un clinometro elettronico. L'attuatore lineare viene mosso da un motore 12 Vdc con un assorbimento di corrente di 10 A. Il motore è un motore a corrente continua ad alta efficienza, a basso riscaldamento, senza condensatore elettrolitico.

Nella versione cablata, l'alimentazione del tracker è monofase 230 AC.

La classe di isolamento è: Classe II.

Il controllo del dispositivo elettronico, è una scheda elettronica protetta da una scatola di materiale resistente ai raggi UV, grado IP 65. Ogni unità di controllo è concepita per gestire 4 tracker. I tracker lavorano tramite un algoritmo che fornisce una fase di backtracking mattutino da 0° a + 60° e analogamente una fase di backtracking serale da -60° a 0°. Il sistema calcola l'angolo ottimale evitando l'ombreggiatura dei pannelli. Durante la fase centrale "Tracking Diretto" da +60° a -60°, il sistema insegue l'angolo ottimale per il tracker con un errore massimo uguale al valore impostato. Il controllo in opera serve per preservare la vita delle spazzole del motore e la vita dei relè e garantire il numero di fermate necessarie durante la vita utile dell'impianto. È possibile modificare e impostare i parametri di controllo per adattare il sistema alle caratteristiche del sito locale e per ottimizzare la produzione di energia solare. La soluzione di supporto per la posizione dell'attuatore è realizzata con boccola in bronzo a basso attrito, fissata da dadi su un supporto in acciaio. I perni di rotazione sono realizzati in acciaio inossidabile.

L'accoppiamento dei materiali è esente da corrosione elettrochimica. La soluzione costruttiva della struttura del tracker consente l'installazione su un suolo con pendenza al 20%, l'asse di rotazione è molto vicino all'asse del baricentro della struttura. Ciò consente di ridurre la coppia sulla struttura e il carico sull'attuatore. Il dimensionamento torsionale della struttura è realizzato al fine di evitare fenomeni di instabilità dovuti all'aumento del coefficiente "fattore di forma".

Il fissaggio dei pannelli fotovoltaici viene eseguito con viti in acciaio inossidabile e rondella in acciaio inossidabile per evitare fenomeni di corrosione. Le fondazioni sono realizzate con sistema di

martellatura o, dove non possibile, preforatura + martellatura. I pali sono realizzati in acciaio S 355 JR più adatto per essere martellato senza deformazioni, la profondità delle fondamenta è stimata in prima analisi pari a circa 2 metri.

La struttura di sostegno ed il relativo ancoraggio saranno dimensionati in modo da rispondere alle caratteristiche strutturali definite dalle Norme Tecniche per le Costruzioni mentre i carichi agenti sui portali saranno:

- peso proprio (Pp);
- neve (Pn);
- vento (Pv).

Altri carichi quali il sisma e la temperatura vengono trascurati perché meno gravosi e non cumulabili con i carichi considerati (vento e neve) o perché non comportano significativi stati tensionali (strutture isostatiche). I carichi da neve e da vento vengono combinati secondo quanto previsto dalla normativa vigente per il calcolo delle sollecitazioni agenti sulle strutture. Le misure dei sostegni e il dimensionamento totale sono stati scelti in modo tale che la superficie del terreno rimanga sempre accessibile.

7.2. CABINE ELETTRICHE

Per il progetto de quo si prevedono due tipologie di cabine, le cabine di campo e le cabine di sezionamento e consegna.

Si prevede la realizzazione di 5 cabine di campo aventi dimensioni 6,06 x 2,44 x 2,89 m che saranno di tipo prefabbricato, così come le 2 cabine di sezionamento e consegna previste nei due campi costituenti l'impianto. Queste ultime avranno dimensione pari a 7,50x 2,50 x 2,60 m ed al loro interno verranno alloggiati gli arredi di cabina quali interruttori, quadri, cavi, ecc.

7.3. ALTRI LOCALI ACCESSORI

Oltre alle cabine elettriche, sono previste due control room di dimensioni 6,90 x 2,40 comprensivo di un piccolo locale con wc chimico, le control room saranno realizzate una in adiacenza alle cabine di sezionamento e consegna. I due bagni in container saranno equipaggiati con un apposito serbatoio di scarico. L serbatoi delle acque reflue uno per ogni control room ciascuno avente capacità da 1m³ e realizzati in plastica, non necessitano di collegamento fognario e i liquami vengono pompati all'interno direttamente dalla pompa liquami sita sotto il wc. La gestione e lo svuotamento dei serbatoi di scarico sarà affidata ad apposita ditta operante nel settore.

7.4. IMPIANTO GENERALE DI TERRA

Il sito verrà provvisto di un impianto generale di terra di protezione costituito da un sistema di dispersori a corda nuda in rame direttamente interrata interconnessa con un collettore generale di terra dal quale poi mediante collegamento con conduttore di terra in rame di colore giallo-verde posato all'interno di un tubo in PVC verranno collegate le varie utenze.

7.5. RECINZIONE E CANCELLO

Lungo tutto il perimetro del campo sarà realizzata una recinzione che si interromperà solo in corrispondenza della cabina di consegna e dei cancelli di accesso. In particolar modo, perimetralmente a tutto l'impianto sarà installata una recinzione in rete elettrosaldata, zincata con altezza complessiva di 2,5m. Per la recinzione si utilizzeranno dei montanti metallici di altezza da terra pari a circa 2.5 m ancorati al suolo mediante infissione con macchina battipalo, dello stesso tipo delle strutture di supporto dei pannelli fotovoltaici, limitando al minimo i getti di fondazione. Si prevede la realizzazione un accesso carrabile al sito, mediante la realizzazione di un cancello metallico di dimensioni pari a circa 500 x 230 cm con montanti scatolari in acciaio zincato, con interposti dei pannelli in grigliato. Lungo la recinzione ogni 50 metri saranno previsti pali di altezza pari ad h = 5 m, attrezzati con telecamere. I cancelli di accesso avranno ubicazione in prossimità delle strada pubblica di accesso al parco, così come meglio visibile negli elaborati grafici allegati.

7.6. VIABILITÀ INTERNA E PIAZZALI

In corrispondenza delle cabine di campo saranno realizzati dei piazzali a servizio delle stesse, sagomati secondo le pendenze di progetto e di dimensioni idonee a garantire la manovra degli automezzi di servizio.

La viabilità interna e i piazzali saranno realizzati nella modalità a seguito:

- Scavo di sbancamento della profondità di 80 cm;
- Posa di geotessuto previa modellazione e compattazione del terreno sottostante;
- Posa di misto di cava con pezzatura grossa di spessore medio 30 cm;
- Posa di materiale di cava stabilizzato con pezzatura fine di spessore medio 20 cm.

Non si rendono necessarie opere di drenaggio delle acque superficiali in quanto non sono previste aree impermeabilizzate.

Lungo tutto il perimetro sarà realizzata una viabilità di servizio di larghezza ml 5; unitamente ad una siepe alberata tra la recinzione e il confine posti ad una distanza di 5 metri.

7.7. PREDISPOSIZIONI PER LA POSA IN OPERA DELLE CABINE ELETTRICHE

Le cabine elettriche sia di campo che di consegna e sezionamento saranno realizzate assemblando dei monoblocchi prefabbricati (consegna e sezionamento) in stabilimento completi di fondazioni del tipo a vasca, anch'esse prefabbricate.

Pertanto, le lavorazioni necessarie per montaggio di entrambi i tipi di cabina saranno le seguenti:

- Scavo e costipazione del terreno fino ad una profondità di circa 30 cm rispetto alla quota finita;
- Getto di una soletta di sottofondazione in cls armato con rete elettrosaldata spianata e lisciata in modo da garantire una base in piano idonea al montaggio dei monoblocchi;
- Rinterro lungo il perimetro con il terreno di matrice ghiaiosa e sabbio-ghiaiosa proveniente dagli sbancamenti.

7.8. OPERE DI COMPLETAMENTO

Tali opere riguardano una serie di lavorazioni da eseguirsi dopo la modellazione del terreno e consistono essenzialmente in:

- Scavi a sezione obbligata per la posa in opera di corda di rame nudo, pozzetti e tubi passacavi secondo le quantità, diametri e dimensioni previsti in progetto, posa in opera dei suddetti elementi e successivo rinterro con terra vagliata;
- Come sopra ma senza scavo a sezione obbligata in quei tratti che fiancheggiano le cabine e la recinzione;
- Realizzazione dei basamenti in cls per i pali d'illuminazione.

8. OPERE IMPIANTISTICHE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

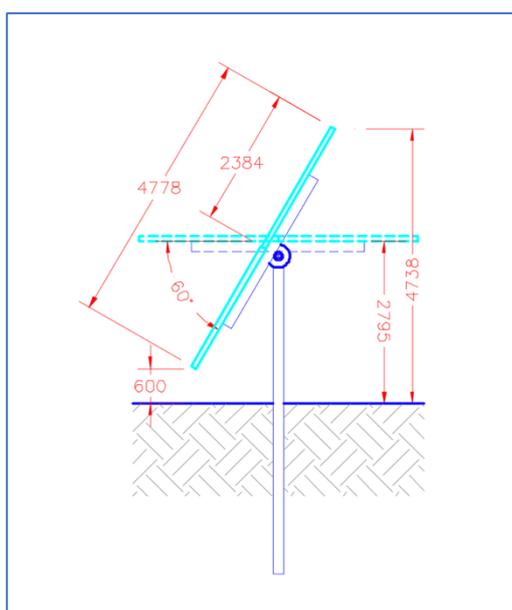
8.1. DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA

I moduli fotovoltaici scelti per la realizzazione dell'impianto sono in silicio monocristallino con potenza di picco di 665 Wp.

Il generatore fotovoltaico è costituito complessivamente da 30'060 pannelli raggruppati in 1002 stringhe da 30 pannelli. Ogni tracker a sua volta sostiene 60 moduli fotovoltaici per cui ogni portale costituirà due stringhe.

Data la grandezza dell'impianto seguendo la conformazione geometrica del terreno il generatore sarà suddiviso in 5 sottocampi e 92 inverter.

I moduli sono disposti secondo file parallele sul terreno, con una distanza tra le file calcolata in modo che l'ombra della fila antistante non interessi la fila retrostante (interasse tracker 9 metri).



Struttura di supporto pannelli

Le stringhe sono costituite da 30 moduli connessi in serie in modo da non superare una tensione a vuoto di 1500 Vcc anche in condizioni di basse temperature (a -10 °C la tensione massima in circuito aperto è pari a 1149,5V).

Il generatore fotovoltaico è gestito come sistema TT, ovvero con il polo negativo connesso a terra. I valori minimi e massimi della tensione di uscita del generatore fotovoltaico nelle condizioni operative limite previste sono compatibili con il range di funzionamento dell'inverter, che assicura l'inseguimento della massima potenza. Analogamente la corrente massima di parallelo delle stringhe è inferiore alla corrente massima tollerata in ingresso dall'inverter.

8.2. DESCRIZIONE DEI COMPONENTI

8.2.1. Moduli fotovoltaici

I moduli scelti per la realizzazione del progetto sono in silicio policristallino, con standard qualitativo conforme alla norma CEI EN 61646, con Potenza Nominale di 665 Wp.

Si prevede l'installazione di 30'060 pannelli complessivamente, di cui 10'440 nel campo A e 19'620 nel campo B.

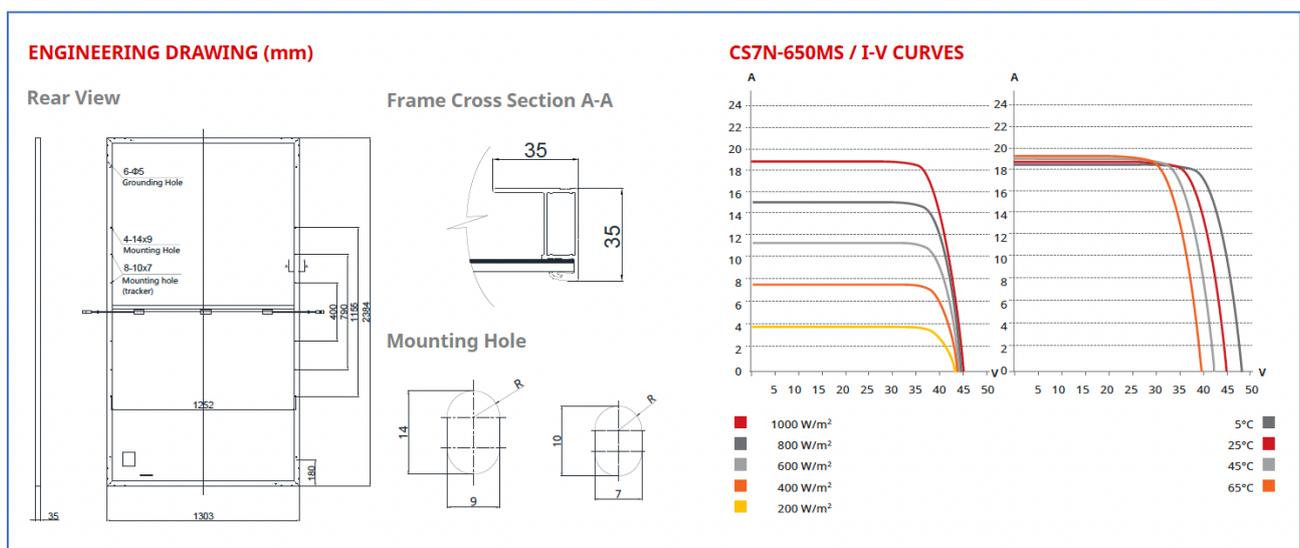
Le caratteristiche dei moduli di progetto sono le seguenti:

Marca: CANADIAN SOLAR o equivalente

Modello: HiKu7 Mono-665WP o equivalente

Caratteristiche geometriche e dati meccanici

Nella figura sottostante si riportano la vista posteriore del pannello di progetto, il particolare costruttivo della struttura di supporto e la curva I-V



Vista posteriore pannello, particolare struttura supporto, curva I-V del modulo di progetto

Caratteristiche elettriche, dati meccanici e prestazioni termiche del pannello di progetto

Nella figura sottostante si riportano le caratteristiche elettriche, i dati meccanici e le prestazioni termiche del modulo fotovoltaico previsto in progetto.

ELECTRICAL DATA STC*							MECHANICAL DATA	
CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS	Specification	Data
Nominal Max. Power (Pmax)	640 W	645 W	650 W	655 W	660 W	665 W	Cell Type	Mono-crystalline
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V	Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Opt. Operating Current (Imp)	17.07 A	17.11 A	17.16 A	17.20 A	17.24 A	17.28 A	Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Open Circuit Voltage (Voc)	44.6 V	44.8 V	45.0 V	45.2 V	45.4 V	45.6 V	Weight	35.7 kg (78.7 lbs)
Short Circuit Current (Isc)	18.31 A	18.35 A	18.39 A	18.43 A	18.47 A	18.51 A	Front Cover	3.2 mm tempered glass
Module Efficiency	20.6%	20.8%	20.9%	21.1%	21.2%	21.4%	Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C						J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1000V (IEC)						Cable	4 mm ² (IEC)
Module Fire Performance	CLASS C (IEC 61730)						Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Max. Series Fuse Rating	30 A						Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Application Classification	Class A						Per Pallet	30 pieces
Power Tolerance	0 ~ + 10 W						Per Container (40' HQ)	480 pieces
* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m ² , spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.							* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.	
ELECTRICAL DATA NMOT*							TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS	Specification	Data
Nominal Max. Power (Pmax)	478 W	482 W	486 W	489 W	493 W	497 W	Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.0 V	35.2 V	35.4 V	35.6 V	35.8 V	36.0 V	Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Opt. Operating Current (Imp)	13.66 A	13.70 A	13.73 A	13.75 A	13.78 A	13.81 A	Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Open Circuit Voltage (Voc)	42.0 V	42.2 V	42.4 V	42.6 V	42.8 V	43.0 V	Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C
Short Circuit Current (Isc)	14.77 A	14.80 A	14.84 A	14.87 A	14.90 A	14.93 A		
* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m ² , spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.								

Dati tecnici del modulo fotovoltaico di progetto

8.2.2. Convertitori di potenza

La conversione da corrente continua a corrente alternata sarà realizzata mediante n° 92 convertitori statici trifase (inverter) della HUAWEY, modello SUN2000-215KTL-H3 o equivalente, alloggiati all'interno del campo fotovoltaico in maniera baricentrica rispetto alla sezione di impianto che andranno a servire. Sono previsti 30 inverter nel campo A a cui verranno collegati, complessivamente, 10'440 moduli fotovoltaici (montati su 174 tracker), mentre sui restanti 62 inverter previsti nel campo B saranno collegati, complessivamente, 19'620 moduli (montati su 327 tracker). Più in dettaglio avremo:

DATI RIEPILOGATIVI IMPIANTO						
Campo	Sottocampo	Inverter			Pannelli	Traker
		10 stringhe da 30 moduli (300 pannelli)	12 stringhe da 30 moduli (360 pannelli)	Totali		
CAMPO A	1	3	11	14	4860	81
	2	3	13	16	5580	93
	Subtotale Campo A	6	24	30	10440	174
CAMPO B	3	16	4	20	6240	104
	4	13	7	20	6420	107
	5	16	6	22	6960	116
	Subtotale Campo B	45	17	62	19620	327
TOTALE IMPIANTO		51	41	92	30060	501

I principali dati tecnici relativi all'inverter sono riportati nelle figure seguenti.

SUN2000-215KTL-H3

Smart String Inverter



100A
Per MPPT



99.0%
Max. Efficiency



String-Smart
Switch



Smart I-V Curve
Diagnosis Supported



MBUS
Supported



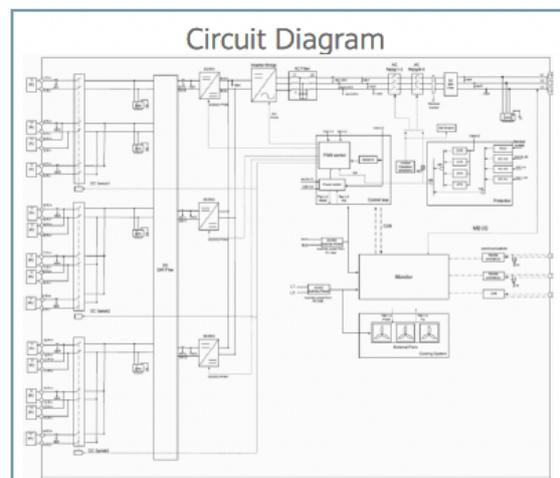
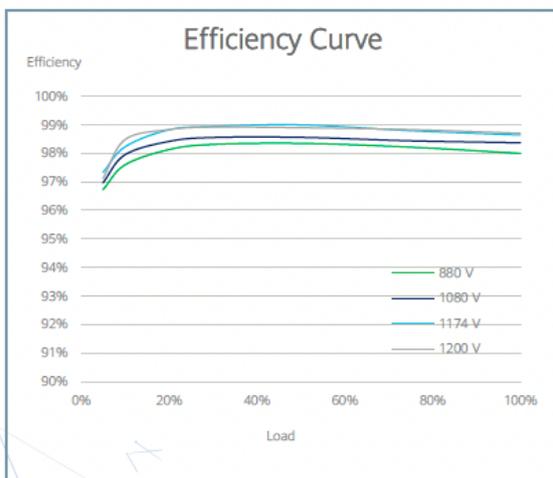
Fuse Free
Design



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection



SOLAR.HUAWEI.COM

SUN2000-215KTL-H3
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	< 1%
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

SOLAR.HUAWEI.COM

8.2.3. Trasformatore

I due campi fotovoltaici costituenti l'impianto, verranno suddivisi elettricamente in 5 sottocampi (2 nel campo A e 3 nel campo B) ognuno dei quali sarà collegato elettricamente ad un trasformatore BT/MT di elevazione della potenza. Tutti e 5 i trasformatori elevatori saranno a singolo secondario con tensione di 800V ed avranno una tensione al primario di 30kV.

I trasformatori individuati in progetto sono della HUAWEI, modello TS-6000K-H1 o equivalente.

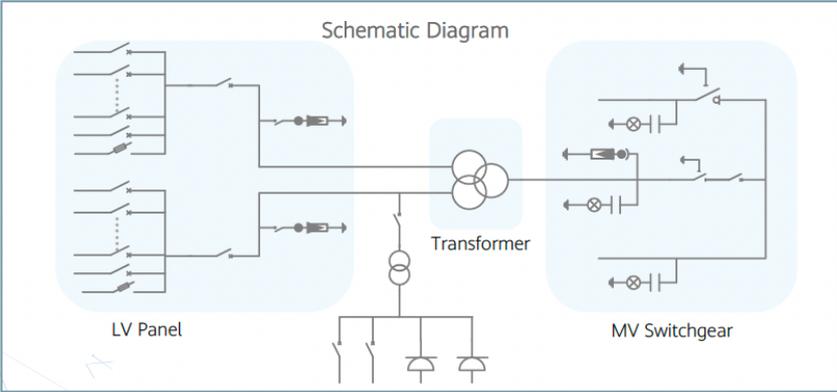
I principali dati tecnici relativi ai trasformatori sono riportati nelle figure seguenti:

STS-6000K-H1
Smart Transformer Station



- Simple**
Prefabricated and Pre-tested, No Internal Cabling Needed Onsite
Compact 20' HC Container Design for Easy Transportation
- Efficient**
Eco-design Transformer Suitable for All
Lower Self-consumption for Higher Yields
- Smart**
Real-time Monitoring of Transformer, LV Panel and MV Switchgear
0.2% High Precision Sensor of LV Electricity Parameters
Remote Control of ACB and MV Circuit Breaker
- Reliable**
Robust Design against Harsh Environments
Optimal Cooling Design for High Availability and Easy O&M
Comprehensive Tests from Components, Device to Solution

Schematic Diagram



SOLAR.HUAWEI.COM

STS-6000K-H1
Technical Specifications

Input		
Available Inverters	SUN2000-185KTL-H1	
AC Power	6,300 kVA @40°C / 5,760 kVA @50°C ¹	
Max. Inverters Quantity	36	
Rated Input Voltage	800 V	
Max. Input Current at Nominal Voltage	2,428 A x 2	
LV Main Switches	ACB (2500 A / 800 V / 3P, 2*1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 2*18 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	10 kV, 11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 23 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV ²	13.8 kV, 34.5 kV ²
Frequency	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type	
Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11-y11	
Minimum Peak Efficiency Index	In Accordance with EN 50588-1	
Transformer Load Losses	49.7 kW	41 kW
Transformer No-load Losses	4.8 kW	5.8 kW
Impedance(HV-LV1, LV2)	7.5% (0 ~ +10%) @6,300 kVA	
MV Switchgear Type	SF6 Gas Insulated, 3 Units	
MV Switchgear Configuration	1 Transformer Unit with Circuit Breaker 1 Cable Unit with Load Breaker Switch 1 Cable Direct Connection Unit	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Dyn11	
Output Voltage of Auxiliary Transformer	400 / 230 Vac	220 / 127 Vac
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arcing Fault MV Switchgear	IAC A 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
MV Surge Arrester	Equipped	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 22 t (48,502 lb.)	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ³ (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	2,000 m (6,562 ft.)	2,500 m (8,202 ft.)
Enclosure Color	RAL 9003	
Communication	Modbus 485, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	
Features		
Auxiliary Transformer(50 kVA, Dyn11)	Optional ⁴	
1.5 kVA UPS	Optional ⁴	
MV Switchgear: 1 transformer unit with circuit breaker 2 cable units with load breaker switch	Optional ⁴	
Updated to 25kA 1s MV Switchgear	Optional ⁴	
IMD	Optional ⁴	
STS Interlocking	Optional ⁴	

1 - More detailed AC power of STS, please refer to the de-rating curve.
2 - Rated output voltage from 10 kV to 35 kV, more available upon request
3 - When ambient temperature ≥55°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.
4 - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain.

8.2.4. Strutture di supporto

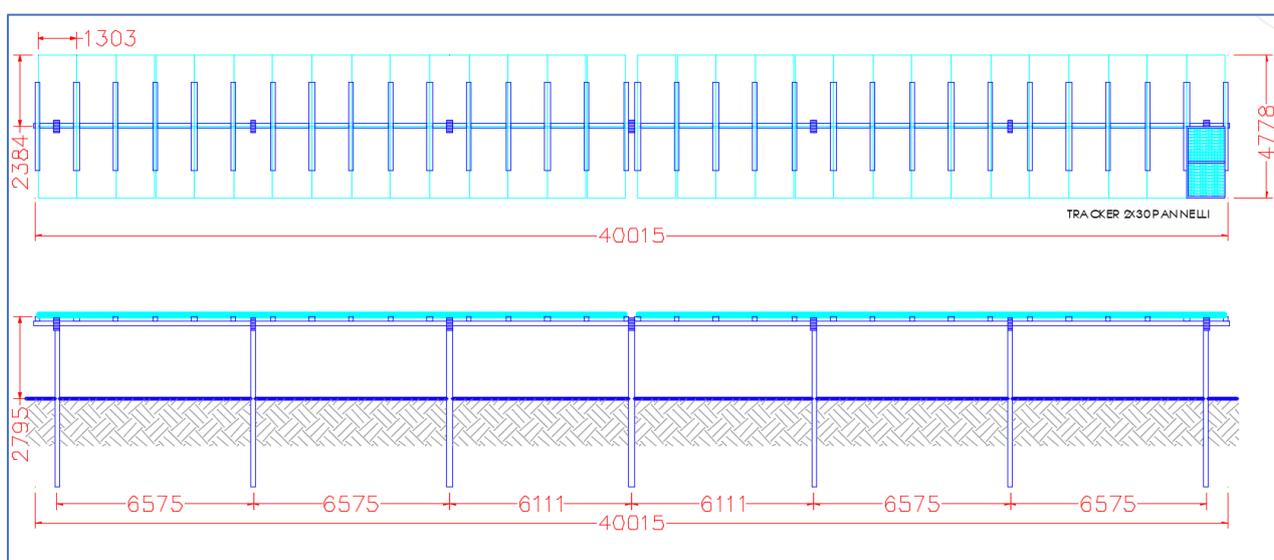
Le strutture di sostegno per i 30060 moduli FV saranno costituite da 501 supporti dedicati orientabili noti anche come tracker monoassiali. Si tratta di strutture innovative caratterizzate da un inseguitore monoassiale che orienta i moduli in direzione Est-Ovest in funzione della posizione del sole, garantendo così un aumento della producibilità di oltre il 30%.

I tracker monoassiali sono costituiti da strutture a telaio metallico, in acciaio zincato a caldo, costituito da pali infissi nel terreno e da una trave di collegamento superiore rotante ove sono fissati i pannelli fotovoltaici. Non sono pertanto previste fondazioni in calcestruzzo o di tipo invasivo.

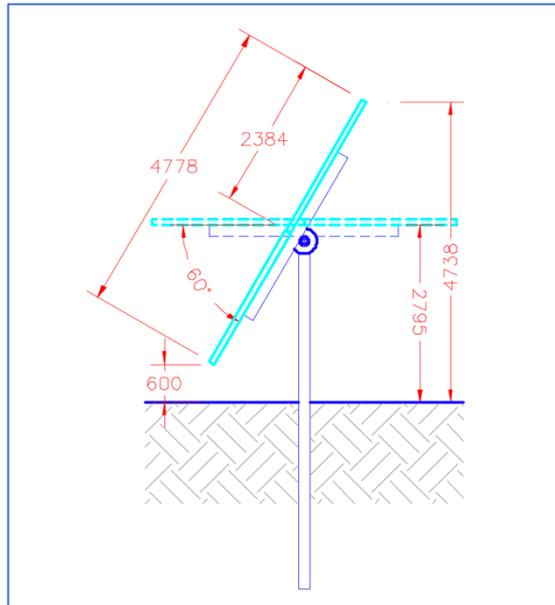
Le strutture sono dimensionate per supportare i carichi trasmessi dai pannelli e le sollecitazioni esterne a cui sono sottoposti (vento, neve,.....)

Tali strutture innovative, utilizzano il sistema di backtracking che controlla e assicura che una serie di pannelli non ombreggi gli altri pannelli adiacenti quando l'angolo di elevazione del sole è basso nel cielo, all'inizio o alla fine della giornata. L'auto-ombreggiamento automatico tra le file dei tracker potrebbe, infatti, potenzialmente ridurre l'output del sistema (produzione globale annuale).

Per l'impianto in oggetto verranno utilizzati i tracker ad inseguimento monoassiale. La configurazione della struttura tracker è del tipo a 2 file x 30 pannelli/cad. in disposizione verticale, secondo le dimensioni sotto riportate.



Viste in pianta ed in prospettiva della struttura di sostegno moduli fotovoltaici



Vista laterale della struttura di sostegno moduli fotovoltaici

La bulloneria utilizzata per la struttura in alluminio sarà tutta in acciaio. La collocazione dei moduli sarà tale da garantire le migliori condizioni di sicurezza, di agevole esecuzione dell'installazione dei moduli stessi e di realizzazione dei collegamenti elettrici.

La struttura di sostegno ed il relativo ancoraggio saranno dimensionati in modo da rispondere alle caratteristiche strutturali definite dalle Norme Tecniche per le Costruzioni mentre i carichi agenti sui portali saranno:

- peso proprio (P_p);
- neve (P_n);
- vento (P_v).

Altri carichi quali il sisma e la temperatura vengono trascurati perché meno gravosi e non cumulabili con i carichi considerati (vento e neve) o perché non comportano significativi stati tensionali (strutture isostatiche). I carichi da neve e da vento vengono combinati secondo quanto previsto dalla normativa vigente per il calcolo delle sollecitazioni agenti sulle strutture. Le misure dei sostegni e il dimensionamento totale sono stati scelti in modo tale che la superficie del terreno rimanga sempre accessibile.

8.2.5. Quadri MT

Si prevede l'impiego di quadri MT di tipo protetto (METAL ENCLOSED), i quadri di progetto sono di tipo modulare in modo da formare quadri di distribuzione e trasformazione per quanto in progetto, la tensione nominale dei quadri MT sarà a 36kV. Opportuni dispositivi di interblocco meccanico e blocchi a chiave fra gli apparecchi impediranno errate manovre, garantendo comunque la sicurezza per il personale.

Gli scomparti verranno predisposti completi di bandella in piatto di rame interna ed esterna per il collegamento equipotenziale all'impianto di terra.

Gli interruttori di media tensione saranno di tipo isolato in gas e realizzati secondo le indicazioni della norma IEC 298 e secondo le prescrizioni ANSI/IEEE serie C37 per gli impianti di specie.

Il dispositivo generale sarà equipaggiato con un'unità di interfaccia che interverrà e comanderà l'apertura per anomalie sulla rete di distribuzione dell'energia interna al parco o per anomalie sul circuito interno al generatore.

Unità di media tensione

Interruttore di media tensione isolato in gas SF6

Tensione nominale 36 kV

Corrente nominale 51 A

Massima corrente interrotta 20 kA

Tempo di aperture /corrente 1 s / 20 kA

Peso approx. 400 kg

Dimensioni (L x H x W) 680 mm x 1,380 mm x 720 mm

Rete di protezione con controllo di:

- massima tensione;
- minima tensione;
- massima frequenza;
- minima frequenza;
- massima corrente;
- protezione direzionale di terra.

8.2.6. Cavi

Per il cablaggio dei moduli e per il collegamento tra le stringhe e i quadri di parallelo degli inverter sono previsti conduttori di tipo unipolare flessibile stagnato in doppio isolamento o equivalenti appositamente progettati per l'impiego in campi FV per la produzione di energia, con le seguenti caratteristiche tecniche:

- Conduttore: Corda flessibile di rame stagnato, classe 5
- Isolante: Mescola LSOH di gomma reticolata speciale di qualità G21 LSOH = Low Smoke Zero Halogen
- Max. tensione di funzionamento 1800 Vc.c.
- Intervallo di temperatura Da - 40°C a + 90°C
- Durata di vita attesa pari a 30 anni
- Verifica del comportamento a lungo termine conforme alla Norma IEC 60216
- Resistenza alla corrosione
- Ampio intervallo di temperatura di utilizzo
- Resistenza ad abrasione
- Ottimo comportamento del cavo in caso di incendio: bassa emissione di fumi, gas tossici e corrosivi
- Resistenza ad agenti chimici
- Facilità di assemblaggio
- Compatibilità ambientale e facilità di smaltimento.

La sezione dei cavi per i vari collegamenti dovrà essere tale da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio e tali da garantire in ogni sezione una caduta di tensione non superiore al 2%.

Per un primo dimensionamento dei cavidotti BT e di quelli MT sia interni che esterni, sono state utilizzate le seguenti formule applicate alle varie sezioni dell'impianto:

$$I = \frac{P}{\cos \phi * \sqrt{3} * V}$$

dove:

- I è la Corrente, espressa in Ampere (A)
- P è la Potenza, espressa in watt (W)
- V è la Tensione, espressa in Volt (V)

$$s = \frac{2 * \rho * l * I}{\Delta V}$$

dove:

- s è la sezione dei cavi, espressa in mm^2
- ρ è la resistività del materiale ($\Omega mm^2/m$)
- l è la lunghezza del cavo, espressa in metri (m)
- I è la Corrente, espressa in Ampere (A)
- ΔV è la differenza di Tensione, espressa in Volt (V)

Tramite le formule sopra indicate, partendo dai dati di progetto dei vari componenti dell'impianto e determinate le lunghezze approssimative di ciascun tratto, si è provveduto ad effettuare un primo dimensionamento elettrico dei principali tratti significativi dell'impianto.

Tutti i calcoli di seguito riportati e la relativa scelta di materiali, sezioni e dimensioni andranno verificati in sede di progettazione esecutiva e potranno pertanto subire variazioni per mantenere i necessari livelli di sicurezza.

Cavidotti interni in Bassa Tensione

Per la determinazione della corrente circolante nel tratto interessato, nota la potenza (P) e la tensione (V) in uscita dell'inverter si ha:

$$I = \frac{P}{\cos \phi * \sqrt{3} * V} = 144,34 \text{ A}$$

dove

$P = 200'000 \text{ VA}$ (Potenza nominale dell'inverter)

$V = 800 \text{ V}$ (Tensione in uscita dall'inverter)

$\cos \phi = 1$

In prima approssimazione, per la determinazione della sezione minima dei cavi,

- noto il valore della tensione (V) e della corrente circolante (I) nel tratto in esame, ed assumendo la caduta di tensione pari all'1,5%,
- note le lunghezze approssimative tra i vari inverter e le relative cabine di campo,
- noto il valore caratteristico della resistività del materiale (alluminio o rame),

si è provveduto a calcolare la sezione minima dei cavi, per ogni sottocampo in cui è stato suddiviso l'impianto e per ogni inverter. Si è riportata anche una possibile sezione commerciale, puramente indicativa, prendendo a riferimento i dati desunti dalle schede tecniche di un produttore.

Si riportano qui di seguito i risultati ottenuti.

Dati di Input:

Dati Inverter	
Fornitore	Huawei
Modello	SUN2000-215KTL
Potenza AC (kVA)	200
Cos (φ)	1
Potenza AC (kW)	200
Tensione AC (V)	800

Temperatura massima ammessa dal cavo (°C)	90
α Rame	0,00392
α Alluminio	0,00403
ρ_{20} Rame	0,018
ρ_{20} Alluminio	0,029

Normativa IEC 60364-5-52 (BT):

Tabella 1.1 (K1)		
Temperatura del terreno (°C)	PVC	EPR/XLPE
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	----	0,60
70	----	0,53
75	----	0,46
80	----	0,38

Tabella 1.2 (K2)					
Numero di Tubi interrati (Istallazione D1) adiacenti con ognuno un cavo tripolare o terna di cavi unipolari a trifoglio (in Orizzontale)	Distanza Tra i tubi (cm)				
	0	20	25	50	100
2	0,85	0,89	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,83	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,78	0,80	0,85	0,90
5	0,66	0,77	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,76	0,80	0,80	0,90

Sono valori interpolati tra i 0 e 25 centimetri, ergo non presenti direttamente nella normativa

Tabella 1.3 (K2)					
Numero di cavi direttamente interrati (Istallazione D2) adiacenti con ognuno un cavo tripolare o terna di cavi unipolari a trifoglio (in Orizzontale)	Distanza Tra i cavi direttamente interrati (cm)				
	0	1D	12,5	25	50
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80

Tabella 1.4 (K3)	
Profondità di posa (m)	Cavi unipolari o multipolari
0,5	1,02
0,8	1
1	0,98
1,2	0,96
1,5	0,94

Tabella 1.5 (K4)		
Resistività Termica (K m/W)	Tipo di interrimento	
	D1	D2
0,5	1,28	1,88
0,7	1,2	1,62
1	1,18	1,5
1,5	1,1	1,28
2	1,05	1,12
2,5	1	1
3	0,96	0,9

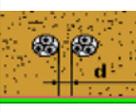
Tabella 1.6 (Io)																					
Tipo di Posa (Direttamente Interrato)	Isolante	Numero di conduttori caricati	Portata del Cavo (A)																		
			Sezione (mm2) (Alluminio)																		
			1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630
	PVC	2	21	27	36	45	61	78	101	123	153	187	222	256	292	328	385				
		3	18	23	30	38	51	66	86	104	129	158	187	216	246	277	325				
	EPR/XLPE	2						76	98	117	139	170	204	233	261	296	343	386	595	671	767
		3						64	82	98	117	144	172	197	220	250	290	326	500	565	645
Dati presi da cavo commerciale																					

Tabella 1.7 (Io)																				
Tipo di Posa (Interrato in tubo)	Isolante	Numero di conduttori caricati	Portata del Cavo (A)																	
			Sezione (mm2) (Cobre)																	
			1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500
	PVC	2	22	29	37	46	60	78	99	119	140	173	204	231	261	292	336	379		
	EPR/XLPE	2	25	33	43	53	71	91	116	139	164	203	239	271	306	343	395	446		

Dimensionamento e verifica sezione cavi:

	DATI LINEA				LINEA ELETTRICA			CRITERIO DI INTENSITA'					CRITERIO CADUTA DI TENSIONE								
	Denominazione	lunghezza (m)	Potenza Apparente (VA)	Tensione (V)	Intensità nominale (A)	Sezione XZ1 Al (S)	Iz (A)	Coefficienti				Iz' (A)	Verifica I _{reg.} < Iz'	Massima caduta di tensione permessa (%)	Valore d'allerta caduta di Tensione (%)	Tensione (V)	Temperatur a conduttore (°C)	Resistività conduttiva a temperatura corretta (V)	Cdt (V)	Cdt (%)	Verifica
								k1	k2	k3	k4										
STS 1 (14)	INVERTER 1	110	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	6,49	0,81%	OK
	INVERTER 2	101	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	5,96	0,74%	OK
	INVERTER 3	92	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	5,43	0,68%	OK
	INVERTER 4	75	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	4,42	0,55%	OK
	INVERTER 5	57	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	3,36	0,42%	OK
	INVERTER 6	50	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	2,95	0,37%	OK
	INVERTER 7	27	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	1,59	0,20%	OK
	INVERTER 8	37	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	2,18	0,27%	OK
	INVERTER 9	51	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	3,01	0,38%	OK
	INVERTER 10	97	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	5,72	0,72%	OK
	INVERTER 11	168	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	9,91	1,24%	OK
	INVERTER 12	143	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	8,44	1,05%	OK
	INVERTER 13	98	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	5,78	0,72%	OK
	INVERTER 14	48	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	2,83	0,35%	OK
STS 2 (16)	INVERTER 15	78	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	4,60	0,58%	OK
	INVERTER 16	105	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	6,19	0,77%	OK
	INVERTER 17	123	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	7,26	0,91%	OK
	INVERTER 18	135	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	7,96	1,00%	OK
	INVERTER 19	86	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	5,07	0,63%	OK
	INVERTER 20	68	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	4,01	0,50%	OK
	INVERTER 21	50	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	2,95	0,37%	OK
	INVERTER 22	32	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	1,89	0,24%	OK
	INVERTER 23	14	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	0,83	0,10%	OK
	INVERTER 24	6	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	0,35	0,04%	OK
	INVERTER 25	24	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	1,42	0,18%	OK
	INVERTER 26	42	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	2,48	0,31%	OK
	INVERTER 27	60	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	3,54	0,44%	OK
	INVERTER 28	87	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	5,13	0,64%	OK
	INVERTER 29	96	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	5,66	0,71%	OK
	INVERTER 30	114	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	6,73	0,84%	OK

	DATI LINEA				LINEA ELETTTRICA			CRITERIO DI INTENSITA'						CRITERIO CADUTA DI TENSIONE							
	Denominazione	lunghezza (m)	Potenza Apparente (VA)	Tensione (V)	Intensità nominale	Sezione	lz	Coefficienti				Iz' (A)	Verifica	Massima caduta di tensione permessa (%)	Valore d'allerta caduta di Tensione (%)	Tensione (V)	Temperatur a conduttore (°C)	Resistività conduttiva a temperatura corretta (V)	Cdt (V)	Cdt (%)	Verifica
					(A)	KX1 Al (S)	(A)	k1	k2	k3	k4										
STS3 (20)	INVERTER 31	85	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	5,01	0,63%	OK
	INVERTER 32	77	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	4,54	0,57%	OK
	INVERTER 33	68	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	4,01	0,50%	OK
	INVERTER 34	41	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	2,42	0,30%	OK
	INVERTER 35	117	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	6,90	0,86%	OK
	INVERTER 36	108	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	6,37	0,80%	OK
	INVERTER 37	99	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	5,84	0,73%	OK
	INVERTER 38	90	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	5,31	0,66%	OK
	INVERTER 39	81	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	4,78	0,60%	OK
	INVERTER 40	72	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	4,25	0,53%	OK
	INVERTER 41	63	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	3,72	0,46%	OK
	INVERTER 42	54	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	3,19	0,40%	OK
	INVERTER 43	45	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	2,65	0,33%	OK
	INVERTER 44	36	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	2,12	0,27%	OK
	INVERTER 45	27	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	1,59	0,20%	OK
	INVERTER 46	18	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	1,06	0,13%	OK
	INVERTER 47	73	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	4,31	0,54%	OK
	INVERTER 48	91	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	5,37	0,67%	OK
	INVERTER 49	140	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	8,26	1,03%	OK
	INVERTER 50	198	200000	800	144,34	185	250	1	0,75	1	1	187,5	OK	1,50%	1,45%	800	63,52	0,034086009	9,12	1,14%	OK
STS4 (20)	INVERTER 51	209	200000	800	144,34	185	250	1	0,75	1	1	187,5	OK	1,50%	1,45%	800	63,52	0,034086009	9,63	1,20%	OK
	INVERTER 52	200	200000	800	144,34	185	250	1	0,75	1	1	187,5	OK	1,50%	1,45%	800	63,52	0,034086009	9,21	1,15%	OK
	INVERTER 53	182	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	10,74	1,34%	OK
	INVERTER 54	173	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	10,21	1,28%	OK
	INVERTER 55	155	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	9,14	1,14%	OK
	INVERTER 56	146	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	8,61	1,08%	OK
	INVERTER 57	128	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	7,55	0,94%	OK
	INVERTER 58	110	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	6,49	0,81%	OK
	INVERTER 59	216	200000	800	144,34	185	250	1	0,75	1	1	187,5	OK	1,50%	1,45%	800	63,52	0,034086009	9,95	1,24%	OK
	INVERTER 60	207	200000	800	144,34	185	250	1	0,75	1	1	187,5	OK	1,50%	1,45%	800	63,52	0,034086009	9,53	1,19%	OK
	INVERTER 61	198	200000	800	144,34	185	250	1	0,75	1	1	187,5	OK	1,50%	1,45%	800	63,52	0,034086009	9,12	1,14%	OK
	INVERTER 62	189	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	11,15	1,39%	OK
	INVERTER 63	180	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	10,62	1,33%	OK
	INVERTER 64	171	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	10,09	1,26%	OK
	INVERTER 65	162	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	9,56	1,19%	OK
	INVERTER 66	153	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	9,03	1,13%	OK
	INVERTER 67	144	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	8,50	1,06%	OK
	INVERTER 68	135	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	7,96	1,00%	OK
	INVERTER 69	126	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	7,43	0,93%	OK
	INVERTER 70	117	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	6,90	0,86%	OK
STS5 (22)	INVERTER 71	20	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	1,18	0,15%	OK
	INVERTER 72	58	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	3,42	0,43%	OK
	INVERTER 73	67	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	3,95	0,49%	OK
	INVERTER 74	76	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	4,48	0,56%	OK
	INVERTER 75	85	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	5,01	0,63%	OK
	INVERTER 76	94	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	5,55	0,69%	OK
	INVERTER 77	112	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	6,61	0,83%	OK
	INVERTER 78	121	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	7,14	0,89%	OK
	INVERTER 79	23	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	1,36	0,17%	OK
	INVERTER 80	32	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	1,89	0,24%	OK
	INVERTER 81	41	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	2,42	0,30%	OK
	INVERTER 82	50	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	2,95	0,37%	OK
	INVERTER 83	59	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	3,48	0,44%	OK
	INVERTER 84	68	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	4,01	0,50%	OK
	INVERTER 85	77	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	4,54	0,57%	OK
	INVERTER 86	86	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	5,07	0,63%	OK
	INVERTER 87	95	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	5,60	0,70%	OK
	INVERTER 88	104	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	6,14	0,77%	OK
	INVERTER 89	113	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	6,67	0,83%	OK
	INVERTER 90	122	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	7,20	0,90%	OK
INVERTER 91	131	200000	800	144,34	150	220	1	0,75	1	1	165	OK	1,50%	1,45%	800	74,74	0,035397443	7,73	0,97%	OK	
INVERTER 92	273	200000	800	144,34	240	290	1	0,75	1	1	217,5	OK	1,50%	1,45%	800	53,63	0,032929816	9,36	1,17%	OK	

Pertanto, le sezioni dei cavi risultano essere pari a 150 mm² a meno delle seguenti eccezioni, dovute essenzialmente ad una lunghezza superiore del tratto interessato tra Inverter e relativo Trasformatore di Campo

Inverter n. 50, 51 nel Campo 3 e 52, 59, 60, 61 nel Campo 4: Cavo sezione 185 mm²;

Inverter n. 92 nel Campo 5: Cavo sezione 240 mm².

Cavidotti interni in Media Tensione

Avendo ipotizzato uno schema del tipo entra-esce tra le varie sezioni dell'impianto con conseguente progressivo aumento della potenza immessa nei vari tratti, per la determinazione della corrente circolante nel tratto interessato, nota la potenza (P) e la tensione (V), per ciascun tratto di cavidotto si ha:

$$I = \frac{P}{\cos \phi * \sqrt{3} * V}$$

(N.B. Per tutti i tratti si ha sempre $V = 30 \text{ KV}$ e $\cos \phi = 1$)

TRATTO DI CAVIDOTTO	MAX POTENZA ELETTRICA DEL TRATTO (P)	MAX CORRENTE DEL TRATTO (I)
COLLEGAMENTO TRA LE CABINE DI CAMPO SC1 ED SC2 DEL CAMPO A	3 MVA	57,74 A
COLLEGAMENTO TRA LA CABINA DI CAMPO SC2 DEL CAMPO A E LA CABINA DI CONSEGNA NEL CAMPO B (passando per la cabina di sezionamento presente all'uscita del Campo A)	6,5 MVA	125,09 A
COLLEGAMENTO TRA LE CABINE DI CAMPO SC3 ED SC4 DEL CAMPO B	4,3 MVA	82,75 A
COLLEGAMENTO TRA LE CABINE DI CAMPO SC4 ED SC5 DEL CAMPO B	8,6 MVA	165,51 A
COLLEGAMENTO TRA LA CABINA DI CAMPO SC5 E LA CABINA DI CONSEGNA DEL CAMPO B	13,5 MVA	255,96 A
COLLEGAMENTO TRA LA CABINA DI CONSEGNA DEL CAMPO B E LA SOTTOSTAZIONE ELETTRICA MT/AT	20 MVA	384,90 A

In prima approssimazione, per la determinazione della sezione minima dei cavi,

- noto il valore della tensione (V) e della corrente circolante (I) nel tratto in esame, ed assumendo la caduta di tensione pari al 1,5%,
- note le lunghezze approssimative tra le cabine di campo e quella di consegna,
- noto il valore caratteristico della resistività del materiale (alluminio o rame),

si è provveduto a calcolare la sezione minima dei cavi, per ogni sottocampo in cui è stato suddiviso l'impianto. Si è riportata anche una possibile sezione commerciale, puramente indicativa, prendendo a riferimento i dati desunti dalle schede tecniche di un produttore.

Si riporta qui di seguito una tabella con i risultati ottenuti.

Dati di Input:

Temperatura Considerata (°)	25
Temperatura Massima (°)	90
ρ 20°C	0,029
α	0,00403

Normativa IEC 60364-5-52 (MT)

Tabella 1.1 (K1)	
Temperatura del terreno (°C)	Isolamento
	XLPE e EPR
10	1,07
15	1,04
20	1
25	0,96
30	0,93
35	0,89
40	0,85
45	0,8
50	0,76

Numero di Tubi interrati adiacenti con ognuno un cavo tripolare o terna di cavi unipolari a trifoglio (in Orizzontale)	Tabella 1.2 (K2)				
	Distanza tra i tubi (cm)				
	0	20	25	60	80
2	0,78	0,85	0,86	0,91	0,93
3	0,66	0,75	0,76	0,85	0,88
4	0,59	0,7	0,72	0,82	0,86
5	0,55	0,66	0,68	0,8	0,84
6	0,51	0,64	0,66	0,78	0,83
7	0,48	0,61	0,63	0,77	0,82
8	0,46	0,6	0,62	0,76	--
9	0,44	0,58	--	--	--
10	0,43	0,57	--	--	--
11	0,42	0,56	--	--	--
12	0,4	0,55	--	--	--

* Single-core cables



Numero di cavi direttamente interrati adiacenti con ognuno un cavo tripolare o terna di cavi unipolari a trifoglio (in Orizzontale)	Tabella 1.2 (K2)				
	Distanza tra le Terne (cm)				
	0	20	25	60	80
2	0,73	0,83	0,84	0,9	0,92
3	0,6	0,73	0,74	0,83	0,86
4	0,54	0,68	0,70	0,8	0,84
5	0,49	0,63	0,65	0,78	0,82
6	0,46	0,61	0,63	0,76	0,81
7	0,43	0,58	0,60	0,75	0,8
8	0,41	0,57	0,59	0,74	--
9	0,39	0,56	0,58	0,73	--
10	0,37	0,54	--	--	--
11	0,36	0,53	--	--	--
12	0,35	0,52	--	--	--

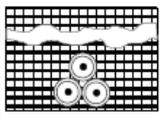
* Single-core cables



Tabella 1.4 (K3) (direttamente interrato)		
Profondità di posa (m)	Cavi unipolari (<185 mm2)	Cavi unipolari (>185 mm2)
0,5	1,04	1,06
0,6	1,02	1,04
1	0,98	0,97
1,2	0,96	0,95
1,25	0,96	0,95
1,5	0,95	0,93
1,75	0,94	0,91
2	0,93	0,9
2,5	0,91	0,88
3	0,9	0,86

Sezione (mm2)	Tabella 1.5 (K4)							
	Cavo Unipolare direttamente interrato							
	Resistività Termica (Km/W)							
	0,7	0,8	0,9	1	1,5	2	2,5	3
16	1,29	1,24	1,19	1,15	1	0,89	0,82	0,75
25	1,3	1,25	1,2	1,16	1	0,89	0,81	0,75
35	1,3	1,25	1,21	1,16	1	0,89	0,81	0,75
50	1,32	1,26	1,22	1,16	1	0,89	0,81	0,74
70	1,33	1,27	1,22	1,17	1	0,89	0,81	0,74
95	1,34	1,28	1,22	1,18	1	0,89	0,8	0,74
120	1,34	1,28	1,22	1,18	1	0,88	0,8	0,74
150	1,35	1,28	1,23	1,18	1	0,88	0,8	0,74
185	1,35	1,29	1,23	1,18	1	0,88	0,8	0,74
240	1,36	1,29	1,23	1,18	1	0,88	0,8	0,73
300	1,36	1,3	1,24	1,19	1	0,88	0,8	0,73
400	1,37	1,3	1,24	1,19	1	0,88	0,79	0,73

Sezione (mm2)	Tabella 1.6			
	Cavo direttamente interrato	Disposizione a Trifoglio		
		Portata (A)	Dext Cavo	D cond
IEC 60502-2 (Tab. B.3)	16	84	0	0
	25	108	0	0
	35	129	0	0
	50	152	34	8,11
	70	186	36	9,85
	95	221	38	11,47
	120	252	39,5	12,9
	150	281	41	14,3
	185	317	43	16,15
	240	367	45,5	18,6
	300	414	48	20,65
	400	470	51	23,41
X-VOLT RH5ZI	500	541	54	26,55
	630	615	65	32



Dimensionamento e verifica sezione cavi:

IMPIANTO FOTOVOLTAICO	PCUs Gruppi	Tipo di cavo	Materiale del cuore del cavo	LINEA ELETTRICA										CRITERIO DI INTENSITA'					CRITERIO CADUTA DI TENSIONE					PERDITE DI POTENZA (W)							
				Potenza Attiva (MW)	Cosφ	Potenza Appareta (MVA)	Tensione Nominale (V)	Longhezza per cavo (m)	N° Cavi per fase	Sezione (mm ²)	Intensità nominale I _n (A)	Intensità normativa IZ (A)	K1	K2	K3	K4	Corrente Ammissibile I _c (A)	Fattore di Carico	Convalida del Criterio di corrente	T ₁ del cavo	Resistività @T	Resistenza della Linea (Ohm/km)	Reattanza della Linea (Ohm/km)	Caduta di Tensione (V)	Caduta di Tensione (%)	Limite Caduta di Tensione	Valutazione del Criterio della Caduta di Tensione (%)	Perdite di Potenza (W)	Perdite di Potenza (%)	Limite Perdite di Potenza	Media delle Perdite di Potenza per impianto fotovoltaico (%)
Circuito 1	PCU 1 a 2	Cavo di alluminio di media tensione, tipo HEPZ21 o simile	AL	3	1	3	30000	300,00	1	70	57,74	186	1	1	1	186,00	31%	OK	31,2628	0,03031628	0,433	0,1405524	12,99	0,043%	0,50%	OK	1.299,27	0,043%			
	PCU 2 a Cdc		AL	6,5	1	6,5	30000	978,00	1	95	125,09	221	1	1	1	221,00	57%	OK	45,8253	0,03201821	0,337	0,1343895	71,42	0,238%	0,50%	OK	15.473,78	0,238%	1,00%	0,153%	OK
	Cdc a SSE		AL	20	1	20	30000	1.540,00	1	630	384,90	615	1	1	1	615,00	63%	OK	50,4601	0,03255987	0,052	0,1036867	53,06	0,177%	0,50%	OK	35.373,68	0,177%			
Circuito 2	PCU 3 a 4	Cavo di alluminio di media tensione, tipo HEPZ21 o simile	AL	4,3	1	4,3	30000	5,00	1	70	82,75	186	1	1	1	186,00	44%	OK	37,8665	0,03108806	0,444	0,1405524	0,32	0,001%	0,50%	OK	45,62	0,001%			
	PCU 4 a 5		AL	8,6	1	8,6	30000	360,00	1	120	165,51	252	1	1	1	252,00	66%	OK	53,0379	0,03286114	0,274	0,1294453	28,26	0,094%	1,00%	OK	8.101,37	0,094%	1,00%	0,146%	OK
	PCU 5 a Cdc		AL	13,3	1	13,3	30000	145,00	1	240	255,96	367	1	1	1	367,00	70%	OK	56,617	0,03327943	0,139	0,1153540	8,91	0,030%	1,00%	OK	3.951,79	0,344%			
Nota:																															
Cdc: cabina di consegna																															
PCUs power conversion unit																															

Pertanto, per i vari tratti le sezioni dei cavi risultano essere le seguenti:

- Tratto tra la cabina di sottocampo 1 e la cabina di sottocampo 2 nel campo A: 70 mm²
- Tratto tra la cabina di sottocampo 2 nel campo A e la cabina di consegna nel campo B: 95mm²
- Tratto tra la cabina di sottocampo 3 e la cabina di sottocampo 4 nel campo B: 70 mm²
- Tratto tra la cabina di sottocampo 4 e la cabina di sottocampo 5 nel campo B: 120 mm²
- Tratto tra la cabina di sottocampo 5 la cabina di consegna nel campo B: 240 mm²
- Tratto tra la cabina di consegna nel campo B e la Sottostazione elettrica MT/AT: 630mm²

Caratteristiche dei cavi

I cavi in MT prescelti dovranno essere del tipo unipolari cordati ad elica visibile.

Si fa presente che il presente dimensionamento è puramente preliminare. Le varie sezioni, le tipologie e materiali dei conduttori, nonché le modalità di posa saranno determinati con esattezza in fase di progettazione esecutiva, così come la sequenza di collegamento tra le varie cabine di campo e la cabina di consegna, con possibilità di diversi collegamenti tra i vari tratti di cavidotto.

A titolo esemplificativo si riportano nelle pagine seguenti alcune schede tecniche di cavi commerciali BT ed MT.

ARE4R 0,6/1 kV



Norma di riferimento IEC 60502-1

Descrizione del cavo

Anima

Conduttore a corda compatta a fili di alluminio in accordo alla norma IEC 60228, classe 2

Isolante

Mescola di polietilene reticolato

Colori delle anime

- nero

Guaina

In PVC speciale di qualità ST2, colore nero

Marcatura

Stampigliatura ad inchiostro speciale ogni 1 m:
PRYSMIAN (*) ARE4R 0,6/1 KV 1X50 MM2 <anno>

(*) sigla sito produttivo

Standard IEC 60502-1

Cable design

Core

Aluminium rigid compact conductor, class 2, IEC 60228

Insulation

Cross-linked polyethylene compound

Core identification

- black

Sheath

Special PVC black outer sheath, ST2 type

Marking

Special ink marking each meter:

PRYSMIAN (*) ARE4R 0,6/1 KV 1X50 MM2 <year>

(*) production site label

Conforme ai requisiti essenziali delle direttive BT 2006/95/CE

Applicazioni

Adatti per alimentazione e trasporto di energia nell'industria/artigianato e dell'edilizia residenziale.

Adatti per posa fissa sia all'interno, che all'esterno su passerelle, in tubazioni, canalette o sistemi similari.

Possono essere direttamente interrati.

Compliant with the requirements of the BT 2006/95/CE directives

Applications

For supply and feeding of power in industry, public applications and residential buildings. Suitable for fixed installation both indoor and outdoor, on cable trays, in pipe, conduits or similar systems.

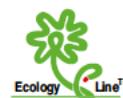
Can be directly buried.



Condizioni di posa / Laying conditions



ARE4R 0,6/1 kV



ARE4R

sezione nominale	diametro conduttore	spessore nominale isolante	diametro esterno nominale	peso indicativo del cavo	resistenza massima a 20 °C in c. c.	portata di corrente (A) con temperatura ambiente di		raggio minimo di curvatura
<i>conductor cross-section</i>	<i>conductor diameter</i>	<i>nominal insulation thickness</i>	<i>nominal outer diameter</i>	<i>approximate weight</i>	<i>maximum DC resistance at 20 °C</i>	<i>permissible current rating (A)</i>		<i>minimum bending radius</i>
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ω/km)	30 °C in aria	20 °C interrato	(mm)
						ρ=1°C m/W		

1 conduttore / Single core

16	4,75	0,7	9,5	110	1,91	78	98	114
25	6,0	0,9	11,0	160	1,20	106	126	132
35	7,0	0,9	12,0	190	0,868	130	151	144
50	8,2	1,0	13,5	240	0,641	158	178	162
70	9,7	1,1	15,0	310	0,443	203	218	180
95	11,4	1,1	17,0	410	0,320	250	261	204
120	12,9	1,2	19,0	500	0,253	294	296	228
150	14,0	1,4	20,5	600	0,206	339	332	246
185	15,8	1,6	22,5	730	0,164	392	374	270
240	18,2	1,7	25,0	930	0,125	470	432	300
300	20,8	1,8	28,0	1150	0,100	544	486	336
400	23,8	2,0	32,0	1470	0,0778	633	549	384
500	26,7	2,2	36,0	1850	0,0605	737	619	432
630	30,5	2,4	40,0	2350	0,0469	853	693	480

Note / Notes:

Le portate dei cavi unipolari sono state calcolate per tre cavi a trifoglio.

Le portate dei cavi interrati sono state calcolate considerando una profondità di posa di 0,8 m.

Current carrying capacities for single core cables are calculated assuming three cables laying in trefoil formation.

Current carrying capacities for buried cables are calculated assuming a laying depth of 0,8 m.

ARE4H5(AR)E AIR BAG™ COMPACT



Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV and 18/30 kV

Norma di riferimento
HD 620/IEC 60502-2

Descrizione del cavo

Anima
Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio
Semiconduttivo interno
Mescola estrusa
Isolante
Mescola di polietilene reticolato (qualità DIX 8)
Semiconduttivo esterno
Mescola estrusa
Rivestimento protettivo
Nastro semiconduttore igroespandente
Schermatura
Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale (Rmax 3Ω/Km)
Protezione meccanica
Materiale Polimerico (Air Bag)
Guaia
Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)
Marcatura
PRYSMIAN (**) ARE4H5(AR)E <tensione>
<sezione> <fase 1/2/3> <anno>

(**) sigla sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro
Marcatura metrica ad inchiostro

Applicazioni

Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

Accessori idonei

Terminali

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132), FMCTxs-630/C (pag. 136)

Giunti

ECOSPEED™ (pag. 140)

Standard
HD 620/IEC 60502-2

Cable design

Core
Compact stranded aluminium conductor
Inner semi-conducting layer
Extruded compound
Insulation
Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8)
Outer semi-conducting layer
Extruded compound
Protective layer
Semiconductive watertight tape
Screen
Aluminium tape longitudinally applied (Rmax 3Ω/Km)
Mechanical protection
Polymeric material (Air Bag)
Sheath
Polyethylene: red colour (DMP 2 type)
Marking
PRYSMIAN (**) ARE4H5(AR)E <rated voltage>
<cross-section> <phase 1/2/3> <year>

(**) production site label

Embossed marking each meter
Ink-jet meter marking

Applications

According to the HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.

Suitable accessories

Terminations

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132), FMCTxs-630/C (pag. 136)

Joints

ECOSPEED™ (pag. 140)

TEMPERATURA FUNZIONAMENTO / OPERATING TEMPERATURE	TEMPERATURA CORTOCIRCUITO / SHORT-CIRCUIT TEMPERATURE	RIGIDO / RIGID
90°C	250°C	

Condizioni di posa / Laying conditions

TEMPERATURA MIN. DI POSA -25 °C / MINIMUM INSTALLATION TEMPERATURE -25 °C	CANALE INTERRATO / BURIED TROUGH	TUBO INTERRATO / BURIED DUCT	DIRETTAMENTE INTERRATO / DIRECTLY BURIED	ARIA LIBERA / OPEN AIR	INTERRATO CON PROTEZIONE / BURIED WITH PROTECTION

ARE4H5(AR)E AIR BAG™ COMPACT

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV and 18/30 kV

Conduttore di alluminio / Aluminium conductor - ARE4H5(AR)E

sezione nominale	diametro conduttore	diametro sull'isolante	diametro esterno nominale	peso del cavo	raggio minimo di curvatura	sezione nominale	posa in aria a trifoglio	posa interrata a trifoglio p=1 °C m/W	p=2 °C m/W
conductor cross-section	conductor diameter	diameter over insulation	nominal outer diameter	weight	minimum bending radius	conductor cross-section	open air installation trefoil	underground installation trefoil p=1 °C m/W	p=2 °C m/W
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)	(mm ²)	(A)	(A)	(A)

Dati costruttivi / Construction charact. - 12/20 kV

50	8,2	19,9	34,5	810	460
70	9,7	20,8	35,5	890	480
95	11,4	22,1	37,0	1000	490
120	12,9	23,2	38,2	1100	510
150	14,0	24,3	39,5	1210	520
185	15,8	26,1	41,3	1370	530
240	18,2	28,5	44,0	1620	590
300	20,8	31,7	47,6	1900	630
400	23,8	34,9	51,3	2300	690
500	26,7	37,8	54,5	2710	730
630	30,5	42,4	59,5	3310	800

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 12/20 kV

50	184	166	129
70	227	203	157
95	275	243	187
120	317	276	212
150	358	309	236
185	411	350	267
240	486	407	309
300	561	461	349
400	655	526	398
500	759	599	452
630	881	682	513

Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV

50	8,2	25,5	40,7	1110	550
70	9,7	25,6	40,8	1150	550
95	11,4	26,5	41,8	1240	560
120	12,9	27,4	42,9	1350	580
150	14,0	28,1	43,6	1440	580
185	15,8	29,5	45,1	1580	600
240	18,2	31,5	47,4	1810	630
300	20,8	34,7	50,9	2120	670
400	23,8	37,9	54,6	2520	730
500	26,7	41,0	58,1	2970	770
630	30,5	45,6	63,0	3590	840

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV

50	187	167	131
70	231	204	159
95	279	244	189
120	321	277	214
150	361	310	238
185	415	351	269
240	489	408	311
300	563	459	350
400	657	526	399
500	761	600	453
630	883	682	515

ARE4H5(AR)EX AIR BAG™ COMPACT



Elica visibile 12/20 kV e 18/30 kV
Triplex 12/20 kV and 18/30 kV

Norma di riferimento
HD 620/IEC 60502-2

Descrizione del cavo

Anima

Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio

Semiconduttivo interno

Miscela estrusa

Isolante

Miscela di polietilene reticolato (qualità DIX 8)

Semiconduttivo esterno

Miscela estrusa

Rivestimento protettivo

Nastro semiconduttore igroespandente

Schermatura

Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale (Rmax 3Ω/Km)

Protezione meccanica

Materiale Polimerico (Air Bag)

Guaina

Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)

Marcatura

PRYSMIAN (**) ARE4H5(AR)EX <tensione>
<sezione> <fase 1/2/3> <anno>

(**) sigla sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro

Marcatura metrica ad inchiostro

Applicazioni

Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

Accessori idonei

Terminali

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128),

FMCE (pag. 130), FMCTS-400 (pag. 132),

FMCTXs-630/C (pag. 136)

Giunti

ECOSPEED™ (pag. 140)

Standard

HD 620/IEC 60502-2

Cable design

Core

Compact stranded aluminium conductor

Inner semi-conducting layer

Extruded compound

Insulation

Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8)

Outer semi-conducting layer

Extruded compound

Protective layer

Semiconductive watertight tape

Screen

Aluminium tape longitudinally applied (Rmax 3Ω/Km)

Mechanical protection

Polymeric material (Air Bag)

Sheath

Polyethylene: red colour (DMP 2 type)

Marking

PRYSMIAN (**) ARE4H5(AR)EX <rated voltage>
<cross-section> <phase 1/2/3> <year>

(**) production site label

Embossed marking each meter

Ink-jet meter marking

Applications

According to the HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.

Suitable accessories

Terminations

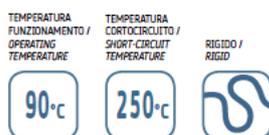
ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128),

FMCE (pag. 130), FMCTS-400 (pag. 132),

FMCTXs-630/C (pag. 136)

Joints

ECOSPEED™ (pag. 140)



Condizioni di posa / Laying conditions



ARE4H5(AR)EX AIR BAG™ COMPACT

Elica visibile 12/20 kV e 18/30 kV
Triplex 12/20 kV and 18/30 kV

Conduttore di alluminio / Aluminium conductor - ARE4H5(AR)EX

sezione nominale	diametro conduttore	diametro sull'isolante	diametro esterno nominale	peso del cavo	raggio minimo di curvatura	sezione nominale	posa in aria	posa interrata
conductor cross-section	conductor diameter	diameter over insulation	nominal outer diameter	weight	minimum bending radius	conductor cross-section	open air installation	underground installation
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)	(mm ²)	(A)	(A)
							p=1 °C m/W	p=2 °C m/W
							p=1 °C m/W	p=2 °C m/W

Dati costruttivi / Construction charact. - 12/20 kV

50	8,2	19,9	34,5	2430	690
70	9,7	20,8	35,5	2660	690
95	11,4	22,1	37,0	3010	730
120	12,9	23,2	38,2	3300	760
150	14,0	24,3	39,5	3640	780
185	15,8	26,1	41,3	4120	820
240	18,2	28,5	44,0	4770	860
300	20,8	31,7	47,6	5750	950

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 12/20 kV

50	184	166	129
70	227	203	157
95	275	243	187
120	317	276	212
150	358	309	236
185	411	350	267
240	486	407	309
300	561	461	349

Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV

50	8,2	25,5	40,7	3350	820
70	9,7	25,6	40,8	3450	820
95	11,4	26,5	41,8	3730	840
120	12,9	27,4	42,9	4050	860
150	14,0	28,1	43,6	4310	860
185	15,8	29,5	45,1	4740	900
240	18,2	31,5	47,4	5440	950
300	20,8	34,7	50,9	6360	1010

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV

50	187	167	131
70	231	204	159
95	279	244	189
120	321	277	214
150	361	310	238
185	415	351	269
240	489	408	311
300	563	459	350

9. CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO I FULMINI, CON L'INDIVIDUAZIONE E LA CLASSIFICAZIONE DEL VOLUME DA PROTEGGERE

Nel presente capitolo si effettua la valutazione del rischio di fulminazione delle strutture facenti parti dell'impianto fotovoltaico in progetto. Per i calcoli e la valutazione del rischio si è fatto riferimento alla norma CEI EN 62305-2 "Protezione contro il fulmine - Parte 2: Valutazione del rischio".

9.1. DEFINIZIONI

Fulmine su una struttura: Fulmine che colpisce una struttura da proteggere.

Fulmine in prossimità di una struttura: Fulmine che colpisce tanto vicino ad una struttura da proteggere da essere in grado di generare sovratensioni pericolose.

Fulmine su una linea: Fulmine che colpisce una linea connessa alla struttura da proteggere.

Fulmine in prossimità di una linea: Fulmine che colpisce tanto vicino ad una linea connessa alla struttura da proteggere, da essere in grado di generare sovratensioni pericolose.

Danni ad esseri viventi: Danni, inclusa la perdita della vita, causati ad uomini o animali per elettrocuzione provocata da tensioni di contatto e di passo generate dal fulmine.

LEMP: Impulso elettromagnetico del fulmine, tutti gli effetti elettromagnetici della corrente di fulmine che possono generare impulsi e campi elettromagnetici mediante accoppiamento resistivo, induttivo e capacitivo

LPL: Livello di protezione, numero, associato ad un gruppo di valori dei parametri della corrente di fulmine, relativo alla probabilità che i correlati valori massimo e minimo di progetto non siano superati in natura.

Misure di protezione: Misure da adottare nella struttura da proteggere per ridurre il rischio.

LP: Protezione contro il fulmine, sistema completo usato per la protezione contro il fulmine delle strutture, dei loro impianti interni, del loro contenuto e delle persone, costituito in generale da un LPS e dalle SPM.

ZS: Zona di una struttura, parte di una struttura con caratteristiche omogenee, in cui può essere usato un gruppo unico di parametri per la valutazione di una componente di rischio.

SL: Sezione di una linea, parte di una linea con caratteristiche omogenee, in cui può essere usato un unico gruppo di parametri per la valutazione di una componente di rischio.

LPS: Sistema di protezione contro il fulmine, impianto completo usato per ridurre il danno materiale dovuto alla fulminazione diretta della struttura.

SPM: Misure di protezione contro il LEMP, misure usate per la protezione degli impianti interni contro gli effetti del LEMP.

SPD: Limitatore di sovratensione, dispositivo che limita le sovratensioni e scarica le correnti impulsive; contiene almeno un componente non lineare.

Sistema di SPD: Gruppo di SPD adeguatamente scelto, coordinato ed installato per ridurre i guasti degli impianti elettrici ed elettronici.

9.2. SIMBOLI E ABBREVIAZIONI

A_D	Area di raccolta dei fulmini su una struttura isolata.
A_{DJ}	Area di raccolta dei fulmini su una struttura adiacente.
A_I	Area di raccolta dei fulmini in prossimità di una linea.
A_L	Area di raccolta dei fulmini su una linea.
A_M	Area di raccolta dei fulmini in prossimità di una struttura.
B	Struttura.
C_D	Coefficiente di posizione.
C_{DJ}	Coefficiente di posizione di una struttura adiacente.
C_E	Coefficiente ambientale.
C_I	Coefficiente di installazione di una linea.
C_L	Costo annuo della perdita totale senza misure di protezione.
C_{LD}	Coefficiente dipendente dalla schermatura, dalle condizioni di messa a terra e di separazione di una linea per fulmini sulla linea stessa.
C_{LI}	Coefficiente dipendente dalla schermatura, dalle condizioni di messa a terra e di separazione di una linea per fulmini in prossimità della linea stessa.
C_T	Coefficiente di correzione per un trasformatore AT/BT sulla linea.
D1	Danno ad esseri viventi per elettrocuzione.
D2	Danno materiale.
D3	Guasto di impianti elettrici ed elettronici.
K_{S1}	Coefficiente relativo all'efficacia dell'effetto schermante della struttura.
K_{S2}	Coefficiente relativo all'efficacia di uno schermo interno alla struttura.
K_{S3}	Coefficiente relativo alle caratteristiche dei circuiti interni alla struttura.
K_{S4}	Coefficiente relativo alla tensione di tenuta ad impulso di un impianto interno.
L_F	Tipica percentuale di perdita per danni materiali in una struttura.
L_O	Tipica percentuale di perdita per guasto di impianti interni in una struttura.
L_T	Tipica percentuale di perdita per danni ad esseri viventi per elettrocuzione.
L1	Perdita di vite umane.
L2	Perdita di servizio pubblico.
L3	Perdita di patrimonio culturale insostituibile.
L4	Perdita economica.
N_G	Densità di fulmini al suolo.
n_z	Numero delle possibili persone danneggiate (vittime o utenti non serviti).
n_t	Numero totale di persone (o utenti serviti).
P	Probabilità di danno.
P_A	Probabilità di danno ad esseri viventi per elettrocuzione (fulmine sulla struttura).
P_B	Probabilità di danno materiale in una struttura (fulmine sulla struttura).
P_C	Probabilità di guasto di un impianto interno (fulmine sulla struttura).
P_M	Probabilità di guasto degli impianti interni (fulmine in prossimità della struttura).
P_U	Probabilità di danno ad esseri viventi (fulmine sulla linea connessa).

P_V	Probabilità di danno materiale nella struttura (fulmine sulla linea connessa).
P_W	Probabilità di guasto di un impianto interno (fulmine sulla linea connessa).
P_X	Probabilità di danno nella struttura.
P_Z	Probabilità di guasto degli impianti interni (fulmine in prossimità della linea connessa).
P_{EB}	Probabilità che riduce P _U e P _V dipendente dalle caratteristiche della linea e dalla tensione di tenuta degli apparati in presenza di EB (equipotenzializzazione al fulmine).
P_{SPD}	Probabilità che riduce P _C , P _M , P _W e P _Z , quando sia installato un sistema di SPD.
P_{TA}	Probabilità che riduce P _A dipendente dalle misure di protezione contro le tensioni di contatto e di passo.
r_t	Coefficiente di riduzione associato al tipo di superficie.
r_f	Coefficiente di riduzione delle perdite dipendente dal rischio di incendio.
R_T	Rischio tollerabile, valore massimo del rischio che può essere tollerato nella struttura da proteggere.
R_A	Componente di rischio (danno ad esseri viventi – fulmine sulla struttura).
R_B	Componente di rischio (danno materiale alla struttura – fulmine sulla struttura).
R_C	Componente di rischio (guasto di impianti interni – fulmine sulla struttura).
R_M	Componente di rischio (guasto di impianti interni – fulmine in prossimità della struttura).
R_U	Componente di rischio (danno ad esseri viventi – fulmine sulla linea connessa).
R_V	Componente di rischio (danno materiale alla struttura – fulmine sulla linea connessa).
R_W	Componente di rischio (danno agli impianti – fulmine sulla linea connessa).
R_Z	Componente di rischio (guasto di impianti interni – fulmine in prossimità di una linea).
R1	Rischio di perdita di vite umane nella struttura.
R2	Rischio di perdita di un servizio pubblico in una struttura.
R3	Rischio di perdita di patrimonio culturale insostituibile in una struttura.
R4	Rischio di perdita economica in una struttura.
S	Struttura.
S1	Sorgente di danno (fulmine sulla struttura).
S2	Sorgente di danno (fulmine in prossimità della struttura).
S3	Sorgente di danno (fulmine sulla linea).
S4	Sorgente di danno (fulmine in prossimità della linea).
t_z	Tempo di permanenza delle persone in un luogo pericoloso (ore/anno).
w_m	Lato di maglia.

9.3. VALUTAZIONE DEL RISCHIO FULMINE

La normativa CEI EN 62305-2 specifica una procedura per la valutazione del rischio dovuto a fulminazione e, se necessario, individua le misure di protezione necessarie da realizzare per ridurre il rischio a valori non superiori a quello ritenuto tollerabile dalla norma.

Sorgente di rischio, S

La corrente di fulmine è la principale sorgente di danno. Le sorgenti sono distinte in base al punto d'impatto del fulmine.

- S1 Fulmine sulla struttura.
- S2 Fulmine in prossimità della struttura.
- S3 Fulmine su una linea.
- S4 Fulmine in prossimità di una linea.

Tipo di danno, D

Un fulmine può causare danni in funzione delle caratteristiche dell'oggetto da proteggere. Nelle pratiche applicazioni della determinazione del rischio è utile distinguere tra i tre tipi principali di danno che possono manifestarsi come conseguenza di una fulminazione. Essi sono le seguenti:

- D1 Danno ad esseri viventi per elettrocuzione.
- D2 Danno materiale.
- D3 Guasto di impianti elettrici ed elettronici.

Tipo di perdita, L

Ciascun tipo di danno, solo o in combinazione con altri, può produrre diverse perdite conseguenti nell'oggetto da proteggere. Il tipo di perdita che può verificarsi dipende dalle caratteristiche dell'oggetto stesso ed al suo contenuto.

- L1 Perdita di vite umane (compreso danno permanente).
- L2 Perdita di servizio pubblico.
- L3 Perdita di patrimonio culturale insostituibile.
- L4 Perdita economica (struttura, contenuto e perdita di attività).

Rischio, R

Il rischio R è la misura della probabile perdita media annua. Per ciascun tipo di perdita che può verificarsi in una struttura può essere valutato il relativo rischio.

- R1 Rischio di perdita di vite umane (inclusi danni permanenti).
- R2 Rischio di perdita di servizio pubblico.
- R3 Rischio di perdita di patrimonio culturale insostituibile.
- R4 Rischio di perdita economica (struttura, contenuto e perdita di attività).

Rischio tollerabile, RT

La definizione dei valori di rischio tollerabili RT riguardanti le perdite di valore sociale sono stabilite dalla norma CEI EN 62305-2 e di seguito riportati.

- Rischio tollerabile per perdita di vite umane o danni permanenti (RT = 10⁻⁵ anni⁻¹).
- Rischio tollerabile per perdita di servizio pubblico (RT = 10⁻³ anni⁻¹).
- Rischio tollerabile per perdita di patrimonio culturale insostituibile (RT = 10⁻⁴ anni⁻¹).

Per ogni tipologia di rischio (R1, R2, R3 o R4), nella tabella seguente sono riportate le sue componenti:

Sorgente	S1			S2	S3			S4
								
Danno	D1	D2	D3	D3	D1	D2	D3	D3
								
Comp. di rischio	R _A	R _B	R _C	R _M	R _U	R _V	R _W	R _Z
R ₁	SI	SI	SI ⁽¹⁾	SI ⁽¹⁾	SI	SI	SI ⁽¹⁾	SI ⁽¹⁾
R ₂	NO	SI	SI	SI	NO	SI	SI	SI
R ₃	NO	SI	NO	NO	NO	SI	NO	NO
R ₄	SI ⁽²⁾	SI	SI	SI	SI ⁽²⁾	SI	SI	SI

- (1) Nel caso di strutture con rischio di esplosione, di ospedali o di altre strutture, in cui i guasti di impianti interni provocano immediato pericolo per la vita umana
- (2) Soltanto in strutture in cui si può verificare la perdita di animali

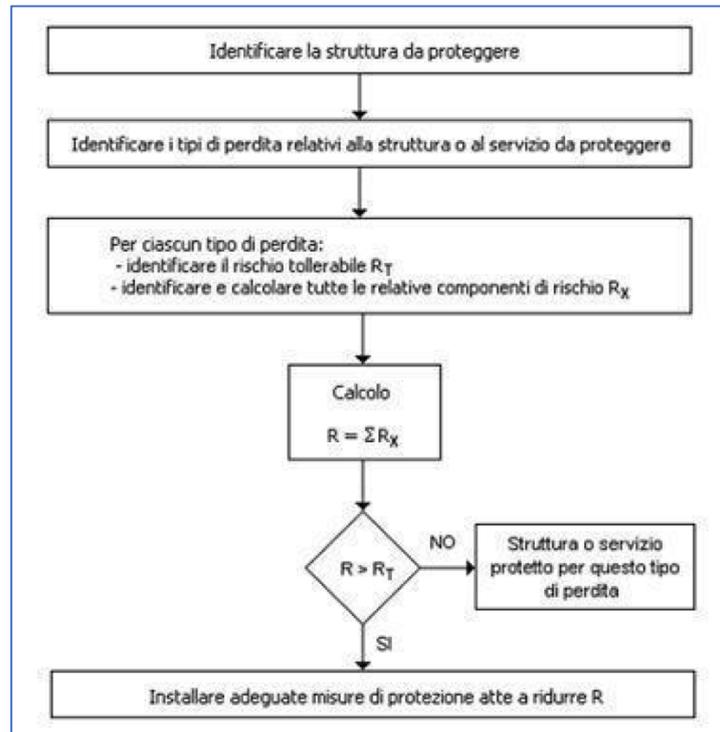
9.3.1. Metodo di valutazione

Ai fini della valutazione del rischio (R₁, R₂, R₃ o R₄) si deve provvedere a:

- determinare le componenti R_A, R_B, R_C, R_M, R_U, R_V, R_W e R_Z che lo compongono;
- determinare il corrispondente valore del rischio R_X;
- confrontare il rischio R_X con quello tollerabile R_T (tranne per R₄)

Per ciascun rischio devono essere effettuati i seguenti passi (vedi anche figura successiva):

- identificazione delle componenti R_X che contribuiscono al rischio;
- calcolo della componente di rischio identificata R_X;
- calcolo del rischio totale R;
- identificazione del rischio tollerabile R_T;
- confronto del rischio R con quello tollerabile R_T.



Se $R_X \leq R_T$ la protezione contro il fulmine non è necessaria.

Se $R_X > R_T$ devono essere adottate misure di protezione al fine di rendere $R_X \leq R_T$ per tutti i rischi a cui è interessato l'oggetto.

Per il rischio R_4 , oltre a determinare le componenti e il valore del rischio R_4 , deve essere effettuata la valutazione della convenienza economica della protezione effettuando il confronto tra il costo totale della perdita con e senza le misure di protezione.

9.3.2. Componenti di rischio

Le componenti di rischio sono raggruppate secondo la sorgente di danno ed il tipo di danno, come si evince dalla precedente tabella.

Ciascuna delle componenti di rischio può essere calcolata mediante la seguente equazione generale:

$$R_X = N_X \times P_X \times L_X$$

dove

N_X è il numero di eventi pericolosi [Allegato A, CEI EN 62305-2].

P_X è la probabilità di danno alla struttura [Allegato B, CEI EN 62305-2].

L_X è la perdita conseguente [Allegato C, CEI EN 62305-2].

Componente di rischio (danno ad esseri viventi - fulmine sulla struttura), R_A

Componente relativa ai danni ad esseri viventi dovuti a tensioni di contatto e di passo in zone fino a 3 m all'esterno della struttura. Possono verificarsi perdite di tipo L1 (perdita di vite umane) e, in strutture ad uso agricolo, anche di tipo L4 (perdita economica) con possibile perdita di animali.

$$R_A = N_D \times P_A \times L_A$$

dove:

R_A	Componente di rischio (danno ad esseri viventi - fulmine sulla struttura);
N_D	Numero di eventi pericolosi per fulminazione diretta della struttura [§ A.2, CEI EN 62305-2].
P_A	Probabilità di danno ad esseri viventi (fulmine sulla struttura) [§ B.2, CEI EN 62305-2].
L_A	Perdita per danno ad esseri viventi [§ C.3, CEI EN 62305-2].

Componente di rischio (danno materiale alla struttura - fulmine sulla struttura), R_B

Componente relativa ai danni materiali causati da scariche pericolose all'interno della struttura che innescano l'incendio e l'esplosione e che possono essere pericolose per l'ambiente. Possono verificarsi tutti i tipi di perdita: L1 (perdita di vite umane), L2 (perdita di un servizio pubblico), L3 (perdita di patrimonio culturale insostituibile) e L4 (perdita economica).

$$R_B = N_D \times P_B \times L_B$$

dove:

R_B	Componente di rischio (danno materiale alla struttura - fulmine sulla struttura).
N_D	Numero di eventi pericolosi per fulminazione diretta della struttura [§ A.2, CEI EN 62305-2].
P_B	Probabilità di danno materiale in una struttura (fulmine sulla struttura) [§ B.3, CEI EN 62305-2].
L_B	Perdita per danno materiale in una struttura (fulmine sulla struttura) [§ C.3, CEI EN 62305-2].

Componente di rischio (guasto di impianti interni - fulmine sulla struttura), R_C

Componente relativa al guasto di impianti interni causata dal LEMP (impulso elettromagnetico del fulmine). In tutti i casi possono verificarsi perdite di tipo L2 (perdita di un servizio pubblico) e L4 (perdita economica), unitamente al rischio L1 (perdita di vite umane) nel caso di strutture con rischio di esplosione e di ospedali o di altre strutture in cui il guasto degli impianti interni provoca immediato pericolo per la vita umana.

$$R_C = N_D \times P_C \times L_C$$

dove:

R_C	Componente di rischio (guasto di apparati del servizio - fulmine sulla struttura);
N_D	Numero di eventi pericolosi per fulminazione diretta della struttura [§ A.2, CEI EN 62305-2].
P_C	Probabilità di guasto di un impianto interno (fulmine sulla struttura) [§ B.4.3, CEI EN 62305-2].
L_C	Perdita per guasto di un impianto interno (fulmine sulla struttura) [§ C.3, CEI EN 62305-2].

Componente di rischio (guasto di impianti interni - fulmine in prossimità della struttura), R_M

Componente relativa al guasto di impianti interni causata dal LEMP (impulso elettromagnetico del fulmine). In tutti i casi possono verificarsi perdite di tipo L2 (perdita di un servizio pubblico) e L4 (perdita economica), unitamente al rischio L1 (perdita di vite umane) nel caso di strutture con rischio

di esplosione e di ospedali o di altre strutture in cui il guasto degli impianti interni provoca immediato pericolo per la vita umana.

$$R_M = N_M \times P_M \times L_M$$

dove:

- R_M Componente di rischio (guasto di impianti interni - fulmine in prossimità della struttura);
- N_M Numero di eventi pericolosi per fulminazione in prossimità della struttura [§ A.3, CEI EN 62305-2];
- P_M Probabilità di guasto di un impianto interno (fulmine in prossimità della struttura) [§ B.5, CEI EN62305-2];
- L_M Perdita per guasto di un impianto interno (fulmine in prossimità della struttura) [§ C.3, CEI EN62305-2].

Componente di rischio (danno ad esseri viventi - fulmine sul servizio connesso), R_U

Componente relativa ai danni ad esseri viventi dovuti a tensioni di contatto all'interno della struttura dovute alla corrente di fulmine iniettata nella linea entrante nella struttura. Possono verificarsi perdite di tipo L1 (perdita di vite umane) e, in strutture ad uso agricolo, anche di tipo L4 (perdita economica) con possibile perdita di animali.

$$R_U = (N_L + N_{DJ}) \times P_U \times L_U$$

dove:

- R_U Componente di rischio (danno ad esseri viventi - fulmine sul servizio);
- N_L Numero di eventi pericolosi per fulminazione sul servizio [§ A.4, CEI EN 62305-2].
- N_{DJ} Numero di eventi pericolosi per fulminazione diretta della struttura all'estremità "a" della linea [§A.2 della CEI EN 62305-2].
- P_U Probabilità di danno ad esseri viventi (fulmine sul servizio connesso) [§ B.6, CEI EN 62305-2].
- L_U Perdita per danni ad esseri viventi (fulmine sul servizio) [§ C.3, CEI EN 62305-2].

Componente di rischio (danno materiale alla struttura - fulmine sul servizio connesso), R_V

Componente relativa ai danni materiali (incendio o esplosione innescati da scariche pericolose fra installazioni esterne e parti metalliche, generalmente nel punto d'ingresso della linea nella struttura) dovuti alla corrente di fulmine trasmessa attraverso il servizio entrante. Possono verificarsi tutti i tipi di perdita: L1 (perdita di vite umane), L2 (perdita di un servizio pubblico), L3 (perdita di patrimonio culturale insostituibile) e L4 (perdita economica).

$$R_V = (N_L + N_{DJ}) \times P_V \times L_V$$

dove:

- R_V Componente di rischio (danno materiale alla struttura - fulmine sul servizio connesso).
- N_L Numero di eventi pericolosi per fulminazione sul servizio [§ A.4, CEI EN 62305-2].
- N_{Da} Numero di eventi pericolosi per fulminazione diretta della struttura all'estremità "a" della linea [§A.2, CEI EN 62305-2].
- P_V Probabilità di danno materiale nella struttura (fulmine sul servizio connesso) [§ B.7, CEI EN 62305-2].

L_V Perdita per danno materiale in una struttura (fulmine sul servizio)
[§ C.3, CEI EN 62305-2].

Componente di rischio (danno agli impianti - fulmine sul servizio connesso), R_W

Componente relativa al guasto di impianti interni causati da sovratensioni indotte sulla linea e trasmesse alla struttura. In tutti i casi possono verificarsi perdite di tipo L2 (perdita di un servizio pubblico) e L4(perdita economica), unitamente al rischio L1 (perdita di vite umane) nel caso di strutture con rischio di esplosione e di ospedali o di altre strutture in cui il guasto degli impianti interni provoca immediato pericolo per la vita umana.

$$R_W = (N_L + N_{Dj}) \times P_W \times L_W$$

dove:

R_W Componente di rischio (danno agli apparati - fulmine sul servizio connesso).
 N_L Numero di eventi pericolosi per fulminazione sul servizio [§ A.4, CEI EN 62305-2].
 N_{Da} Numero di eventi pericolosi per fulminazione diretta della struttura all'estremità "a" della linea [§A.2, CEI EN 62305-2].
 P_W Probabilità di guasto di un impianto interno (fulmine sul servizio connesso)
[§ B.8, CEI EN 62305-2].
 L_W Perdita per guasto di un impianto interno (fulmine sul servizio)
[§ C.3, CEI EN 62305-2].

Componente di rischio (guasto di impianti interni - fulmine in prossimità di un servizio connesso), R_Z

Componente relativa al guasto di impianti interni causata da sovratensioni indotte sulla linea e trasmesse alla struttura. In tutti i casi possono verificarsi perdite di tipo L2 (perdita di un servizio pubblico) e L4 (perdita economica), unitamente al rischio L1 (perdita di vite umane) nel caso di strutture con rischio di esplosione e di ospedali o di altre strutture in cui il guasto degli impianti interni provoca immediato pericolo per la vita umana.

$$R_Z = N_I \times P_Z \times L_Z$$

dove:

R_Z Componente di rischio (guasto di impianti interni - fulmine in prossimità del servizio).
 N_I Numero di eventi pericolosi per fulminazione in prossimità del servizio
[§ A.4, CEI EN 62305-2].
 P_Z Probabilità di guasto di un impianto interno (fulmine in prossimità del servizio)
[§ B.9, CEI EN62305-2].
 L_Z Perdita per guasto di un impianto interno (fulmine in prossimità del servizio)
[§ C.3, CEI EN 62305-2].

9.4. DETERMINAZIONE DEL RISCHIO DI PERDITA DI VITE UMANE (R_1)

Il rischio di perdita di vite umane è determinato come somma delle componenti di rischio precedentemente definite.

$$R_1 = R_A + R_B + R_C^{(1)} + R_M^{(1)} + R_U + R_V + R_W^{(1)} + R_Z^{(1)}$$

(1) Nel caso di strutture con rischio di esplosione, di ospedali o di altre strutture, in cui guasti di impianti interni provocano immediato pericolo per la vita umana.

dove:

- R_A Componente di rischio (danno ad esseri viventi - fulmine sulla struttura).
- R_B Componente di rischio (danno materiale alla struttura - fulmine sulla struttura).
- R_C Componente di rischio (guasto di impianti interni - fulmine sulla struttura).
- R_M Componente di rischio (guasto di impianti interni - fulmine in prossimità della struttura).
- R_U Componente di rischio (danno ad esseri viventi - fulmine sul servizio connesso).
- R_V Componente di rischio (danno materiale alla struttura - fulmine sul servizio connesso).
- R_W Componente di rischio (danno agli impianti - fulmine sul servizio connesso).
- R_Z Componente di rischio (guasto di impianti interni - fulmine in prossimità di un servizio connesso).

9.5. DETERMINAZIONE DEL RISCHIO DI PERDITA DI SERVIZIO PUBBLICO (R₂)

Il rischio di perdita di servizio pubblico è determinato dalla formula:

$$R_2 = R_B + R_C + R_M + R_V + R_W + R_Z$$

dove:

- R_B Componente di rischio (danno materiale alla struttura - fulmine sulla struttura).
- R_C Componente di rischio (guasto di impianti interni - fulmine sulla struttura).
- R_M Componente di rischio (guasto di impianti interni - fulmine in prossimità della struttura).
- R_V Componente di rischio (danno materiale alla struttura - fulmine sul servizio connesso).
- R_W Componente di rischio (danno agli impianti - fulmine sul servizio connesso).
- R_Z Componente di rischio (guasto di impianti interni - fulmine in prossimità di un servizio connesso).

9.6. DETERMINAZIONE DEL RISCHIO DI PERDITA DI PATRIMONIO CULTURALE INSOSTITUIBILE (R₃)

Il rischio di perdita di patrimonio culturale insostituibile è dato dalla formula:

$$R_3 = R_B + R_V$$

dove:

- R_B Componente di rischio (danno materiale alla struttura - fulmine sulla struttura)
- R_V Componente di rischio (danno materiale alla struttura - fulmine sul servizio connesso)

9.7. DETERMINAZIONE DEL RISCHIO DI PERDITA ECONOMICA (R₄)

Il rischio di perdita economica è determinato secondo la formula:

$$R_4 = R_A^{(1)} + R_B + R_C + R_M + R_U^{(1)} + R_V + R_W + R_Z$$

(1) Solo in strutture in cui si può verificare la perdita di animali

dove:

R _A	Componente di rischio (danno ad esseri viventi - fulmine sulla struttura).
R _B	Componente di rischio (danno materiale alla struttura - fulmine sulla struttura).
R _C	Componente di rischio (guasto di impianti interni - fulmine sulla struttura).
R _M	Componente di rischio (guasto di impianti interni - fulmine in prossimità della struttura).
R _U	Componente di rischio (danno ad esseri viventi - fulmine sul servizio connesso).
R _V	Componente di rischio (danno materiale alla struttura - fulmine sul servizio connesso).
R _W	Componente di rischio (danno agli impianti - fulmine sul servizio connesso).
R _Z	Componente di rischio (guasto di impianti interni - fulmine in prossimità di un servizio connesso).

9.8. STRUTTURA IN ESAME

La struttura in esame è ubicata nel comune di Banzi (Pz), il numero di fulmini all'anno per km² è pari a 2.5 (Vedi CEI EN 62305-3 3° Edizione)

$$N_t = 2,5 \text{ fulmini/km}^2 \text{ anno}$$

Per l'impianto in oggetto le strutture da proteggere sono le seguenti:

- impianto FV (FV)
- cabina di campo (CP)
- cabina di consegna (CC)

Come si evince dagli schemi elettrici allegati, l'impianto fotovoltaico è connesso con le cabine di campo, e tutte le cabine di campo sono collegate a mezzo cavidotto e trafo alla cabina di consegna.

Sulla base delle caratteristiche delle strutture in esame e delle modalità di collegamento tra di esse si può affermare quanto segue:

- relativamente alle cabine campo, la componente N_{Da} che tiene conto del rischio di danno materiale causato da un fulmine che colpisce la struttura connessa a quella in esame, può ritenersi nullo, in quanto le cabine campo sono tra loro separate da due trasformatori. Pertanto, ai fini del calcolo del rischio dovuto a fulminazione indiretta lo schema equivalente da considerare è quello dove la singola cabina di campo è connessa con la cabina di consegna;

- relativamente alla cabina di consegna, poiché le linee che alimentano le cabine di campo sono caratterizzate per buona parte dallo stesso percorso, ai fini del calcolo della probabilità di fulminazione indiretta tali linee sono schematizzate come una unica linea equivalente, di lunghezza pari a 1000 m, ossia alla massima lunghezza da considerare ai fini del calcolo (par.A.4 della Norma);
- ai fini del calcolo delle probabilità PU e PV, per tale linea è stata considerata cautelativamente una tensione di tenuta all'impulso $U_m = 6 \text{ kV}$, anche se, trattandosi di linee con tensione nominale di 30kV, la loro tensione di tenuta all'impulso è senz'altro maggiore;
- sempre ai fini del calcolo delle probabilità PU e PV, tale linea è caratterizzata da uno schermo avente resistenza $R_s < 1 \Omega/\text{km}$;

- per la linea di collegamento tra cabina campo e FV, trattandosi di una linea di bassa tensione, sono stati considerati i seguenti parametri: $U_m=1$ kV e $1 < R_s < 5$ Ω /km
- la resistività del suolo ove è interrata tale linea non è nota quindi si assume 500 Ω m.

Altri parametri in input al software di calcolo sono il tipo di struttura:

Struttura di tipo industriale

- **Tipo di suolo fino a 5m di distanza dalla struttura:**

- o Cabina di consegna, Cabina campo : cemento
- o FV : vegetale

- **Rischio di incendio:**

- o FV: ridotto
- o Cabina di consegna, Cabina campo: ordinario

- **Rischio ammissibile: 10^{-5} (n° morti/anno)**

- **Coefficiente di posizione delle strutture:**

- o Cabina di consegna, Cabina utente: $C_d = 0,5$ (struttura circondata da strutture di altezza uguale o inferiore)
- o FV: $C_d = 0,5$ (struttura circondata da strutture di altezza uguale o inferiore)

		cabina campo	cabina consegna	FV
N_g	numero annuo di fulmini a terra per km ²	2,5	2,5	2,5
L	lunghezza struttura [m]	7,5	15,3	989
W	larghezza struttura [m]	3	4,6	364
H	altezza struttura [m]	3	3	2,45
$A_{d/b}$	Area di raccolta struttura all'estremità "b" [m ²]	465,84	682,92	321069,2117
$C_{d/b}$	Fattore di posizione struttura all'estremità "b"	0,5	0,5	0,5
$A_{d/a1}$	Area di raccolta struttura n°1 all'estremità "a" [m ²]	682,92	465,84	465,84
$A_{d/a2}$	Area di raccolta struttura n°2 all'estremità "a" [m ²]	321069,2117	0	0
$C_{d/a1}$	Fattore di posizione struttura n°1 all'estremità "a"	0,5	0,5	0,5
$C_{d/a2}$	Fattore di posizione struttura n°2 all'estremità "a"	0,5	0	0
C_{t1}	Fattore di correzione per trasf. sulla linea 1	0,2	0,2	1
C_{t2}	Fattore di correzione per trasf. sulla linea 2	0,2	0	0
L_c	Lunghezza linea [m]	1000	1000	1000
H_{a1}	Altezza struttura connessa all'estremità "a" della linea 1 [m]	3	3	3
H_{a2}	Altezza struttura connessa all'estremità "a" della linea 2 [m]	2,45	0	0
H_b	Altezza struttura connessa all'estremità "b" della linea (struttura in oggetto) [m]	3	3	2,45
ρ	resistività del terreno [Ω m]	500	500	500
A_i	Area di raccolta dei fulmini su un servizio [m ²]	379907,0369	379907,0369	379907,0369
N_D	numero di eventi pericolosi per fulminazione diretta della struttura	0,00034938	0,00051219	0,285041048
N_L	numero di eventi pericolosi per fulminazione sulla linea	0,003269075	0,003293728	0,016496312
N_{Da}	numero di eventi pericolosi per fulminazione diretta della struttura all'estremità "a" della linea	0,057110648	0,000069876	0,00034938
P_A	probabilità di danno ad esseri viventi (fulm. sulla struttura)	1,00E-02	1,00E-02	1,00E-02
P_B	probabilità di danno materiale in una struttura (fulm. sulla struttura)	0,20	0,20	0,20
P_U	probabilità di danno ad esseri viventi (fulm. sulla linea connessa)	0,02	0,02	0,03
P_V	probabilità di danno materiale nella struttura (fulm. sulla linea connessa)	0,02	0,02	0,03
r_a	fattore di riduzione associato al tipo di superficie del suolo	1,00E-02	1,00E-02	1,00E-02
r_p	fattore di riduzione delle perdite correlato alle misure antincendio	0,5	0,5	3,21E-06
r_u	fattore di riduzione associato al tipo di pavimentazione	1,00E-02	1,00E-02	1,00E-02
r_f	fattore di riduzione delle perdite correlato al carico di incendio	1,00E-02	1,00E-02	1,00E-03
h_z	fattore che incrementa le perdite in presenza di pericoli particolari	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00
L_f	perdita per danni materiali in una struttura	5,00E-02	5,00E-02	5,00E-02
L_t	perdita per danni ad essere viventi per tensioni di contatto e di passo	1,00E-02	1,00E-02	1,00E-02
R_A	componente di rischio (danno ad esseri viventi - fulm. sulla struttura)	3,49E-10	5,12E-10	2,85E-07
R_B	componente di rischio (danno materiale alla struttura - fulm. sulla struttura)	8,73E-08	1,28E-07	9,00E-06
R_U	componente di rischio (danno ad esseri viventi - fulm. sulla linea)	1,21E-07	6,73E-09	5,05E-08
R_V	componente di rischio (danno materiale alla struttura - fulm. sulla linea)	3,02E-07	1,68E-08	2,53E-08
R	Rischio	5,10E-07	1,52E-07	9,36E-06
R_T	Rischio tollerabile	1,00E-05	1,00E-05	1,00E-05

Il rischio complessivo $R_1 = 9,36E-06$ è inferiore a quello tollerato $R_T = 1E-05$ in quanto sono previsti idonei SPD a vari livelli di tensione che riducono il rischio a un livello inferiore a quello tollerato.

9.9. SCELTA SPD

Al fine di ridurre il rischio complessivo R_1 devono essere previsti SPD su tutte le linee entranti nell'edificio collegate all'impianto utilizzatore (escluse quelle provenienti dall'impianto fotovoltaico), aventi le seguenti caratteristiche:

- classe III

Come protezione dagli effetti di una fulminazione indiretta sulle apparecchiature provenienti dall'impianto fotovoltaico si potrà ricorrere, a dispositivi per l'attenuazione delle sovratensioni (SPD) e lo scaricatore fra le stringhe deve essere di classe II.

9.10. CONCLUSIONI

L'impianto fotovoltaico è protetto contro il fulmine, in relazione alla perdita di vite umane (rischio R1), dagli SPD installati all'arrivo linea e dalli SPD inseriti nelle cassette di parallelo stringhe.

Non è stato invece valutato il rischio di perdite economiche relative all'edificio (rischio R4), e non sono stati adottati i provvedimenti eventualmente necessari, avendo il committente espressamente accettato tale rischio.