

REGIONE SICILIA
PROVINCIA DI TRAPANI
COMUNE DI ALCAMO
LOCALITÀ MONTELEONE

Oggetto:

PROGETTO DEFINITIVO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO AVENTE POTENZA DI PICCO PARI A 25,01 MWp E POTENZA DI IMMISSIONE 22,37 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE

Sezione:

SEZIONE H - ELABORATI PROGETTUALI SISTEMA ELETTRICO

Elaborato:

RELAZIONE DI CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI

Nome file stampa:

FV.ALC01.PD.H.04.pdf

Codifica Regionale:

RS06REL0011A0

Scala:

-

Formato di stampa:

A4

Nome elaborato:

FV.ALC01.PD.H.04

Tipologia:

R

Proponente:

E-WAY 8 S.r.l.

Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4
00186 ROMA (RM)
P.IVA. 16771051006



E-WAY 8 S.R.L.
Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4
00186 - Roma
G.E./P.Iva 16771051006
PEC: e-way8srl@legalmail.it

Progettazione:

E-WAY 8 S.r.l.

Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4
00186 ROMA (RM)
P.IVA. 16771051006



CODICE	REV. n.	DATA REV.	REDAZIONE	VERIFICA	VALIDAZIONE
FV.ALC01.PD.H.04	00	11/2023	A.Bottone	A.Bottone	A.Bottone

E-WAY 8 S.r.l.

Sede legale
Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4
00186 ROMA (RM)
PEC: e-way8srl@legalmail.it tel. +39 0694414500

INDICE

1	PREMESSA	4
2	RIFERIMENTI NORMATIVI e BIBLIOGRAFICI	5
3	DESCRIZIONE E CARATTERISTICHE DELL'OPERA	6
4	RISCHIO FULMINAZIONE DEL SISTEMA DI GENERAZIONE	11
5	GENERATORE FOTOVOLTAICO	19
5.1	Layout e configurazione campo PV (lato DC).....	22
5.2	Dimensionamento cavi DC.....	31
6	Gruppo di conversione e trasformazione	35
7	Linee di interconnessione AT interne	38
7.1	Tipologia Cavi.....	40
7.2	Tipologia Posa.....	41
7.3	DIMENSIONAMENTO CAVI AT	43
7.3.1	Wps3_ps2.....	44
7.3.2	Wps2_ps4.....	45
7.3.3	Wps1_ps4.....	46
7.3.4	Wps4_CR.....	47
7.3.5	Wps8_ps9.....	48
7.3.6	Wps9_CR.....	49
7.3.7	Wps11_ps5.....	50
7.3.8	Wps5_CR.....	51
7.3.9	Wps10_ps7.....	52
7.3.10	Wps7_ps6.....	53
7.3.11	Wps6_CR.....	54
7.3.12	RIEPILOGO tratte interne.....	55
8	Cabina di raccolta e smistamento	56
8.1	Sala quadri AT.....	57
8.2	Locale Trasformatore S.A. e locale misura.....	58
8.3	Locale Gruppo elettrogeno.....	59
8.4	Control Room e sistemi di comunicazione con TSO.....	59
9	Linea di interconnessione AT esterna	61
10	RIEPILOGO	64

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1 Inquadramento Generale su IGM</i>	<i>7</i>
<i>Figura 2 Inquadramento Generale su ortofoto</i>	<i>8</i>
<i>Figura 3 Layout Impianto PV (CAMPI)</i>	<i>9</i>
<i>Figura 4 Schema a blocchi di connessione elettrica</i>	<i>10</i>
<i>Figura 5 Procedura per la valutazione della necessità delle misure di protezione per R1</i>	<i>11</i>
<i>Figura 6 (Procedura per valutare la convenienza economica delle misure di protezione)</i>	<i>12</i>
<i>Figura 7 Coordinate geografiche luogo installazione (PVGIS)</i>	<i>19</i>
<i>Figura 8 Anno meteorologico tipico (PVGIS)</i>	<i>20</i>
<i>Figura 9 Tmin [°C]</i>	<i>21</i>
<i>Figura 10 Tmax [°C]</i>	<i>21</i>
<i>Figura 11 Tmedia [°C]</i>	<i>21</i>
<i>Figura 12 Coordinamento inverter-moduli</i>	<i>25</i>
<i>Figura 13 Collegamento elettrico LATO DC</i>	<i>31</i>
<i>Figura 14 Gruppo di conversione e trasformazione "INGECON SUN - FSK B Series"(tipologico)</i>	<i>35</i>
<i>Figura 15 Schema elettrico Power Station tipologico</i>	<i>36</i>
<i>Figura 16. "Entra esce" della PS</i>	<i>36</i>
<i>Figura 17 Configurazione "entra-esce" dalle PS</i>	<i>37</i>
<i>Figura 18 Tratte interne AT "36kV"</i>	<i>38</i>
<i>Figura 19 Cavo unipolare ARE4H5E 20,8/36 kV</i>	<i>40</i>
<i>Figura 20: Modalità di Posa (CEI 11-17)</i>	<i>41</i>
<i>Figura 21 Sezione scavo per cavi direttamente interrati (prof. posa 1,25m)</i>	<i>42</i>
<i>Figura 22 Layout della CR (pianta e sezione)</i>	<i>56</i>
<i>Figura 23 Quadri AT (tipologico)</i>	<i>57</i>
<i>Figura 24 Locale trasformatore S.A. e locale misura</i>	<i>58</i>
<i>Figura 25 Schema di principio dell'apparecchiatura di Misura Energia scambiata</i>	<i>58</i>
<i>Figura 26 Locale GE</i>	<i>59</i>
<i>Figura 27 Control ROOM</i>	<i>60</i>
<i>Figura 28 Interfaccia locale di un impianto eolico o fotovoltaico</i>	<i>60</i>
<i>Figura 29 Tratta esterna AT "36kV"</i>	<i>61</i>



**RELAZIONE DI CALCOLO
PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI**

CODICE

FV.ALC01.PD.H.04

REVISIONE n.

00

DATA REVISIONE

11/2023

PAGINA

3 di 66

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1 Componenti di rischio da considerare per ciascun tipo di perdita</i>	<i>13</i>
<i>Tabella 2 Tipici valori di rischio tollerabile</i>	<i>13</i>
<i>Tabella 3 dati ambientali</i>	<i>21</i>
<i>Tabella 4 Datasheet modulo (tipologico)</i>	<i>22</i>
<i>Tabella 5 Datasheet inverter (tipologico)</i>	<i>24</i>
<i>Tabella 6 Caratteristiche elettriche del modulo a $T_{amb_{min}}$</i>	<i>26</i>
<i>Tabella 7 Caratteristiche elettriche della stringa a $T_{amb_{min}}$</i>	<i>26</i>
<i>Tabella 8 Caratteristiche elettriche del modulo a $T_{amb_{max}}$</i>	<i>27</i>
<i>Tabella 9 Caratteristiche elettriche della stringa a $T_{amb_{max}}$</i>	<i>27</i>
<i>Tabella 10 Riepilogo coordinamento moduli-inverter (tipologico)</i>	<i>29</i>
<i>Tabella 11 Datasheet quadri di campo – QdS (tipologico)</i>	<i>30</i>
<i>Tabella 12 Caratteristiche elettriche cavo solare “H1Z2Z2-K”</i>	<i>31</i>
<i>Tabella 13 Caratteristiche elettriche cavo BT “FG16R16”</i>	<i>32</i>
<i>Tabella 14 Tensioni del generatore fotovoltaico</i>	<i>32</i>
<i>Tabella 15 Dati costruttivi “cavo di stringa”</i>	<i>34</i>
<i>Tabella 16 Dati costruttivi “cavo QdS”</i>	<i>34</i>
<i>Tabella 17 Elenco tratte elettriche di progetto (interne al campo PV)</i>	<i>39</i>
<i>Tabella 18 Caratteristiche elettriche cavo ARE4H5E 20,8/36 kV</i>	<i>40</i>
<i>Tabella 19 Riepilogo tratte interne</i>	<i>55</i>
<i>Tabella 20 Caratteristiche meccaniche cavi</i>	<i>55</i>
<i>Tabella 21 Tratta elettrica di progetto (esterna al campo)</i>	<i>61</i>
<i>Tabella 22 Caratteristiche meccaniche cavo per tratta esterna</i>	<i>63</i>
<i>Tabella 23 Riepilogo tratte in cavo dell’intero impianto</i>	<i>64</i>



**RELAZIONE DI CALCOLO
PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI**

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	4 di 66

1 PREMESSA

IL PRESENTE ELABORATO È RIFERITO AL PROGETTO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO, SITO IN ALCAMO (TP), LOCALITÀ MONTELEONE.

In particolare, l'impianto in progetto ha una potenza installata pari a 25,01 MWp e una potenza nominale di 22,37 MW e presenta la seguente configurazione:

1. Un generatore fotovoltaico suddiviso in 11 sottocampi, costituiti da moduli fotovoltaici bifacciali aventi potenza unitaria pari a 710 Wp cadauno ed installati su strutture ad inseguimento solare mono-assiali (tracker);
2. Una stazione integrata per la conversione e trasformazione dell'energia elettrica detta "Power Station" per ogni sottocampo dell'impianto;
3. Una Cabina di Raccolta e Misura;
4. Elettrodotto interno in cavo interrato per l'interconnessione delle Power Station di cui al punto 2, con la Cabina di Raccolta e Misura;
5. Elettrodotto esterno in cavo interrato per l'interconnessione della Cabina di Raccolta e Misura in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) della RTN a 220/36 kV, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV "Partinico - Partanna";

Titolare dell'iniziativa proposta è la società E-Way 8 S.R.L., avente sede legale in Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4 – 00186 Roma (RM), P.IVA 16771051006

2 RIFERIMENTI NORMATIVI E BIBLIOGRAFICI

- CEI 0-16; V2 (2023-05) “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione, distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo”;
- CEI 11-60 (2002-06) “Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne con tensione maggiore di 100 kV”;
- CEI 20-13 e varianti (IEC 60502) Cavi per energia isolati con mescola elastomerica con e senza particolari caratteristiche di reazione al fuoco rispondenti al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR) - Tensioni nominali da U0/U 0,6/1 a U0/U 18/30 kV in c.a.;
- CEI 20-21 “Calcolo della portata di corrente” (IEC 60287);
- CEI 20-91 “Cavi elettrici per impianti fotovoltaici” (CEI EN 50618);
- CEI 20-67 Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV;
- CEI 82-22 “Requisiti per la marcatura e la documentazione dei moduli fotovoltaici” (CEI EN 50380);
- CEI 82-25 (2010) “Guida alla progettazione, realizzazione e gestione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione”;
- CEI 82-91 “Dispositivi fotovoltaici Parte 1-2: Misura delle caratteristiche corrente-tensione di dispositivi fotovoltaici (FV) bifacciali” (CEI IEC/TS 60904-1-2);
- CEI-UNEL 00721 “Colori di guaina dei cavi elettrici”;
- CEI-UNEL 00722 “Identificazione delle anime dei cavi”;
- CEI-UNEL 35027 “Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV Portate di corrente in regime permanente - Posa in aria ed interrata”;
- CEI-UNEL 35024/1 e CEI-UNEL 35024/2 e Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1 000 V in corrente alternata e a 1 500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;
- CEI-UNEL 35026 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata;
- Codice di rete **Terna** e relativi allegati;
- Deliberazione ARG/elt 99/08 e s.m.i. – “TESTO INTEGRATO DELLE CONDIZIONI TECNICHE ED ECONOMICHE PER LA CONNESSIONE ALLE RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE (**TESTO INTEGRATO DELLE CONNESSIONI ATTIVE – TICA**)”.
- CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1) "Protezione contro i fulmini. Principi generali";
- CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2) "Protezione contro i fulmini. Valutazione del rischio";
- CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3) "Protezione contro i fulmini. Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone";
- CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4) "Protezione contro i fulmini. Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture";
- CEI 81-28 “Guida alla protezione contro i fulmini degli impianti fotovoltaici”;
- CEI 81-29 “Linee guida per l’applicazione delle Norme CEI EN 62305”;
- ABB Quaderni di applicazione tecnica N.10;
- ABB Quaderni di applicazione tecnica N.13;
- DEHN “GUIDA ALLA PROTEZIONE CONTRO I FULMINI” terza edizione Par. 9.19;
- IL RISCHIO DI FULMINAZIONE DEI SISTEMI DI GENERAZIONE FOTOVOLTAICA (Prevenzione Oggi Vol. 5, n. 1/2, 51-65) Giovanni Luca Amicucci, Fabio Fiamingo (ISPESL);

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	6 di 66

3 DESCRIZIONE E CARATTERISTICHE DELL'OPERA

Oggetto del presente studio è la descrizione dei criteri di calcolo dell'impianto elettrico necessario per l'interconnessione dell'impianto Agro-Fotovoltaico alla RTN.

La Soluzione Tecnica Minima Generale prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV "Partinico - Partanna".

La tecnologia relativa alle opere previste in progetto (moduli fotovoltaici ed inverter), e adottate per il dimensionamento del campo Agro-Fotovoltaico sono da intendersi come indicative e tipologiche.

In fase esecutiva potranno di fatto essere adottati elementi tecnologici di fornitori differenti da quelli indicati, con caratteristiche comunque non dissimili a quelle proposte.

La relazione tratterà e analizzerà dettagliatamente le seguenti parti:

- a. Generatore fotovoltaico (lato DC) = accoppiamento moduli ed inverter, linee in cavo DC interne al campo;
- b. Gruppo di conversione e trasformazione = caratteristiche elettriche e meccaniche delle power station (PS);
- c. Linee di interconnessione AT interne (36 kV) = linee in cavo interrato in AT interne al campo;
- d. Cabina di raccolta e smistamento = pianta e sezione con apparecchiature elettromeccaniche;
- e. Linea di interconnessione AT esterna (36kV) = linea in cavo interrato in AT esterna al campo, congiungente l'impianto di produzione FER con la SE – RTN.

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	7 di 66

Le opere di progetto ricadono nel comune di ALCAMO loc. Monteleone (TP).

L'ubicazione complessiva delle opere e della SE 220/36 kV, si rileva dall'allegato FV.ALC01.PD.H.01 – "INQUADRAMENTO GENERALE SU IGM DELLE OPERE DI RETE E STAZIONE ELETTRICA":

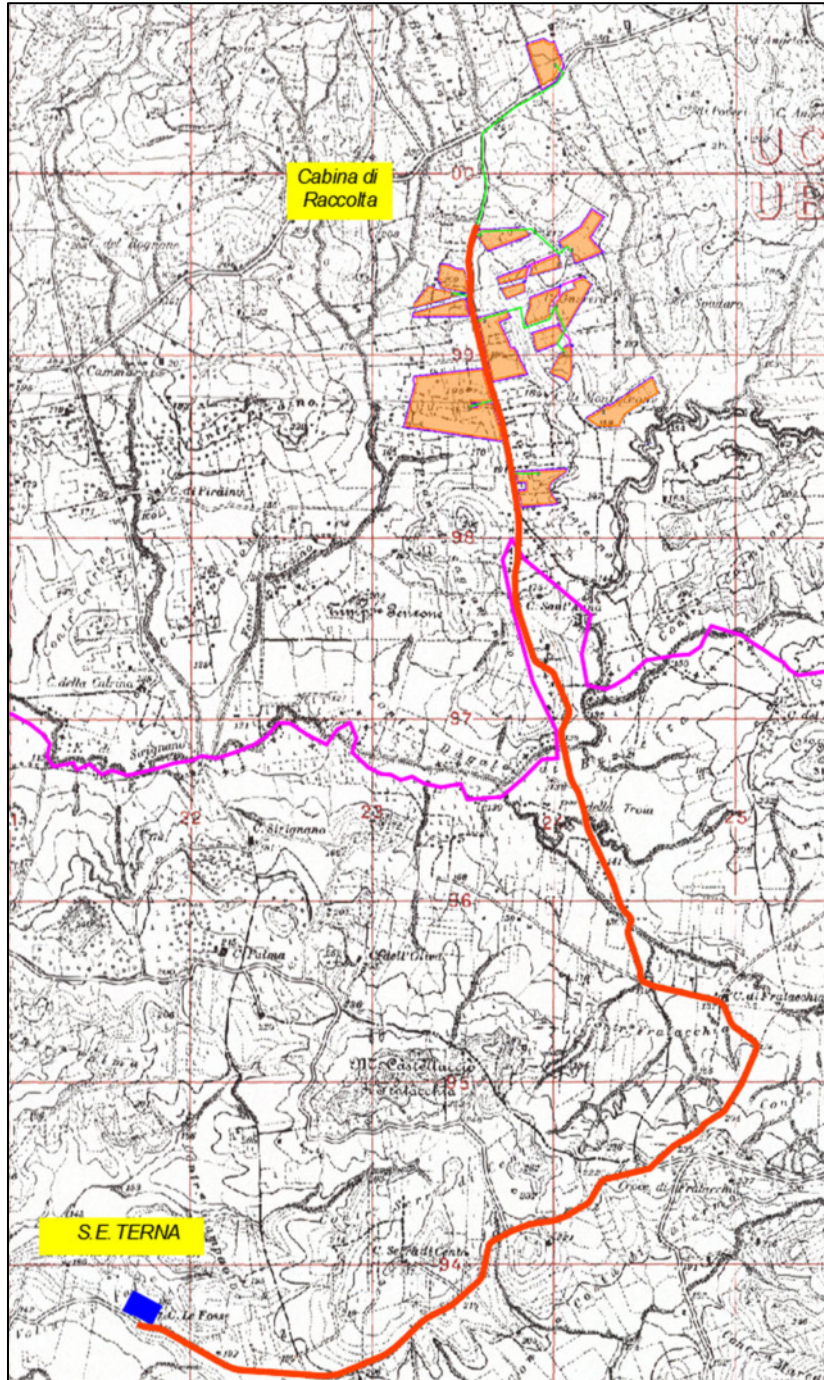


Figura 1 Inquadramento Generale su IGM

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	8 di 66

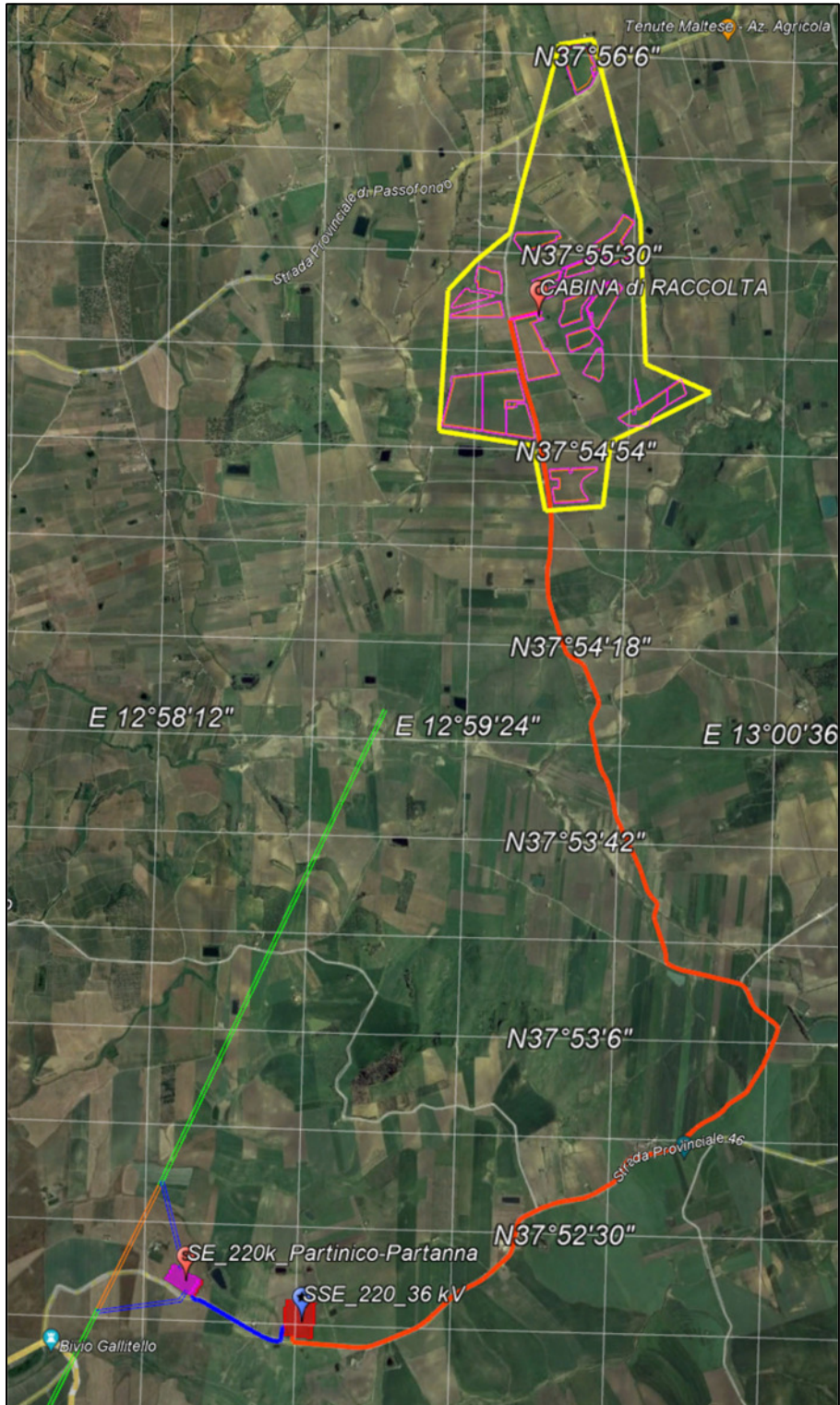


Figura 2 Inquadramento Generale su ortofoto

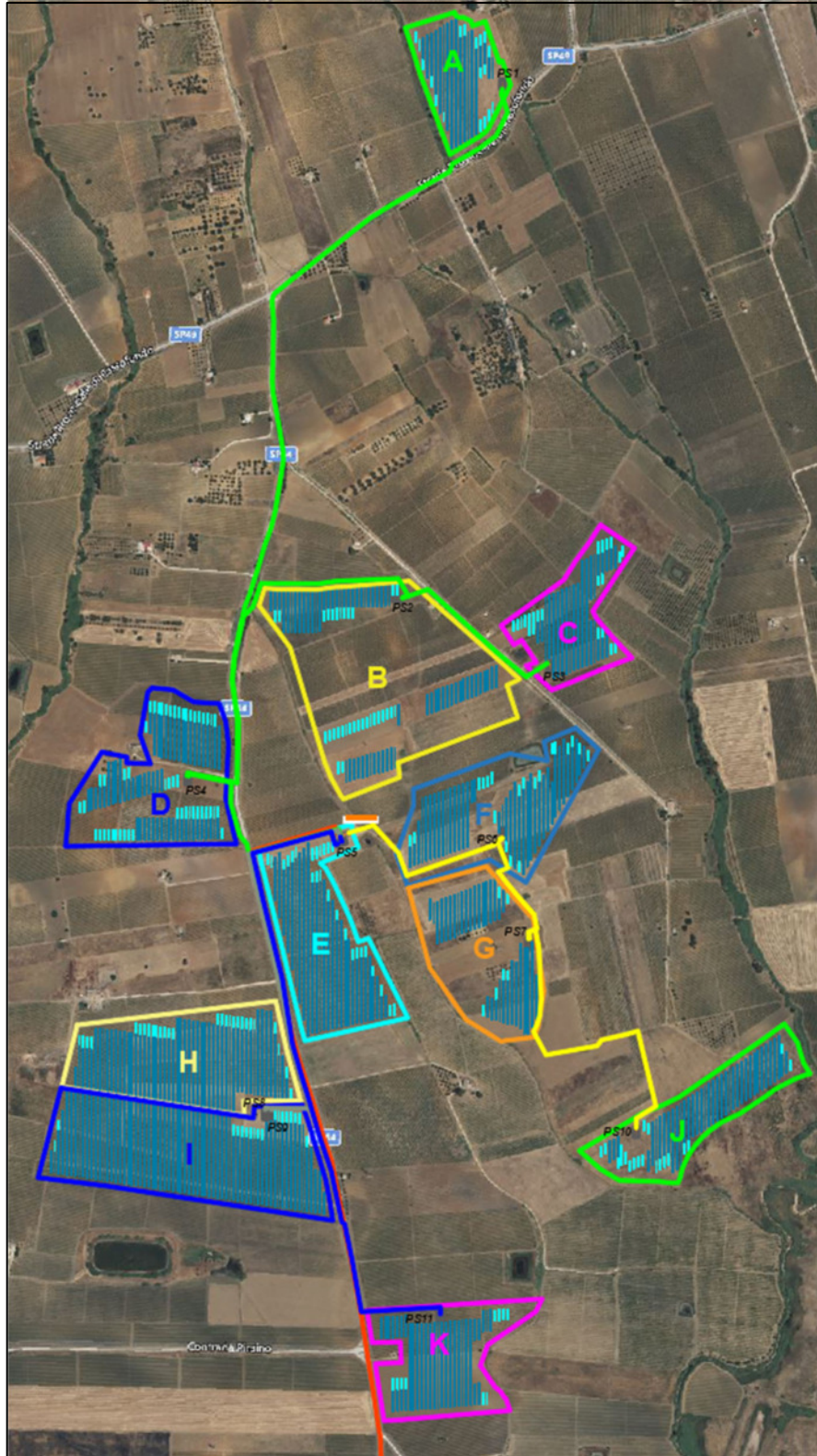


Figura 3 Layout Impianto PV (CAMPI)

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	10 di 66

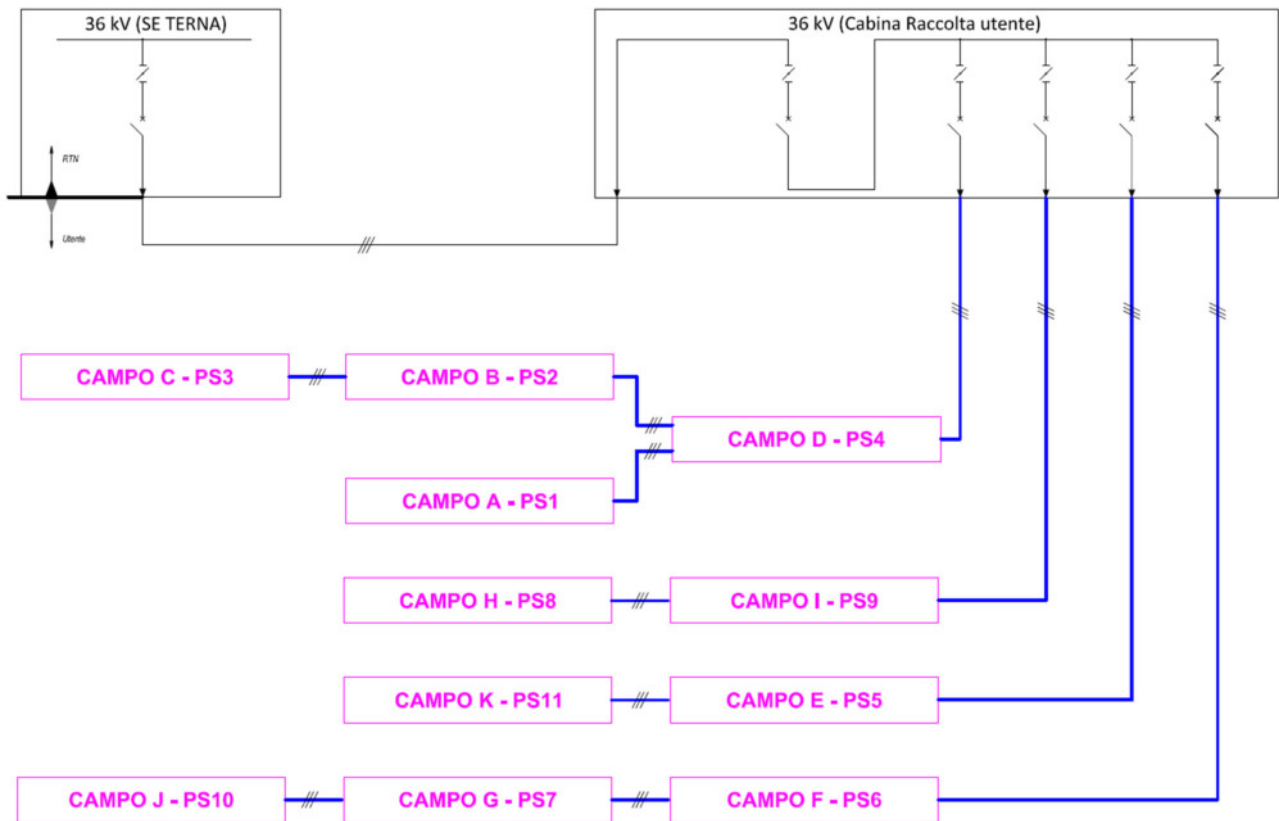


Figura 4 Schema a blocchi di connessione elettrica

Per lo schema unifilare di dettaglio fare riferimento al documento FV.ALC01.PD.H.04.

4 RISCHIO FULMINAZIONE DEL SISTEMA DI GENERAZIONE

I sistemi di generazione fotovoltaica possono essere colpiti dai fulmini diretti o risentire degli effetti dovuti ai fulmini vicini. In caso di fulmini diretti, possono aversi gravi danni e malfunzionamenti degli apparati di tali sistemi. Tuttavia, anche i fulmini vicini, per mezzo dell'impulso elettromagnetico (LEMP), possono provocare danni non trascurabili.

In tale contesto è evidente che una protezione inadeguata dai danni provocati dai fulmini può accrescere il tempo necessario per il ritorno dell'investimento (ROI) e per il recupero energetico (energy pay-back).

Si assume che le strutture siano isolate, che non abbiano alcun sistema di protezione dai fulmini (LPS) e che nessuna persona sia presente nelle loro vicinanze per tempi rilevanti. Le persone presenti all'esterno delle strutture sono "non rilevanti", poiché si suppone che le strutture di tipo industriale, siano site in zone rurali e recintate; pertanto le persone stazionano nei loro pressi per tempi brevissimi e a una certa distanza.

Inoltre, si prevede di installare sistemi coordinati di SPD (sia sul lato DC che sul lato AC).

È stata quindi sviluppata una procedura per la gestione del rischio secondo la Norma CEI 81-10/2:2013 (CEI EN 62305-2), per la valutazione del rischio di perdita di vite umane (**R1**) e per la valutazione del rischio di perdite economiche (**R4**).

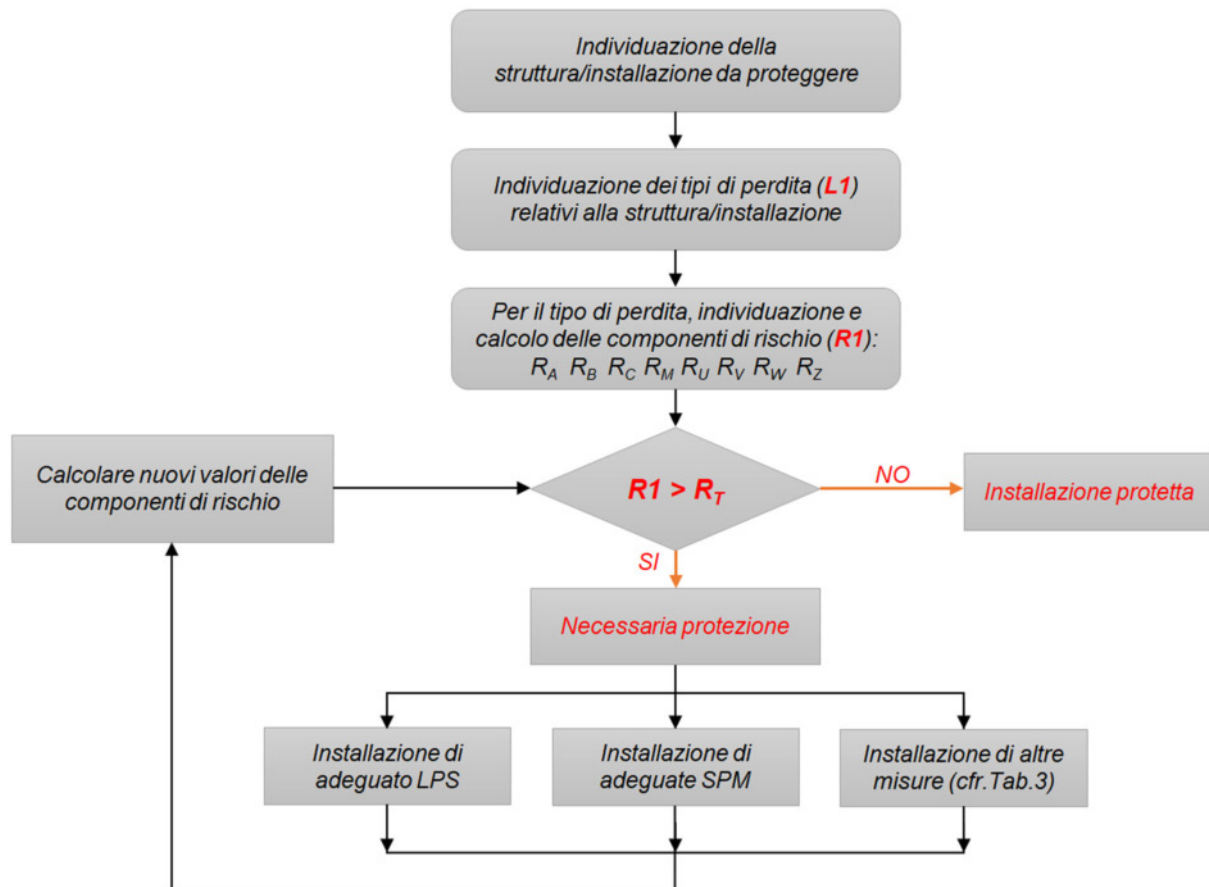


Figura 5 Procedura per la valutazione della necessità delle misure di protezione per R1

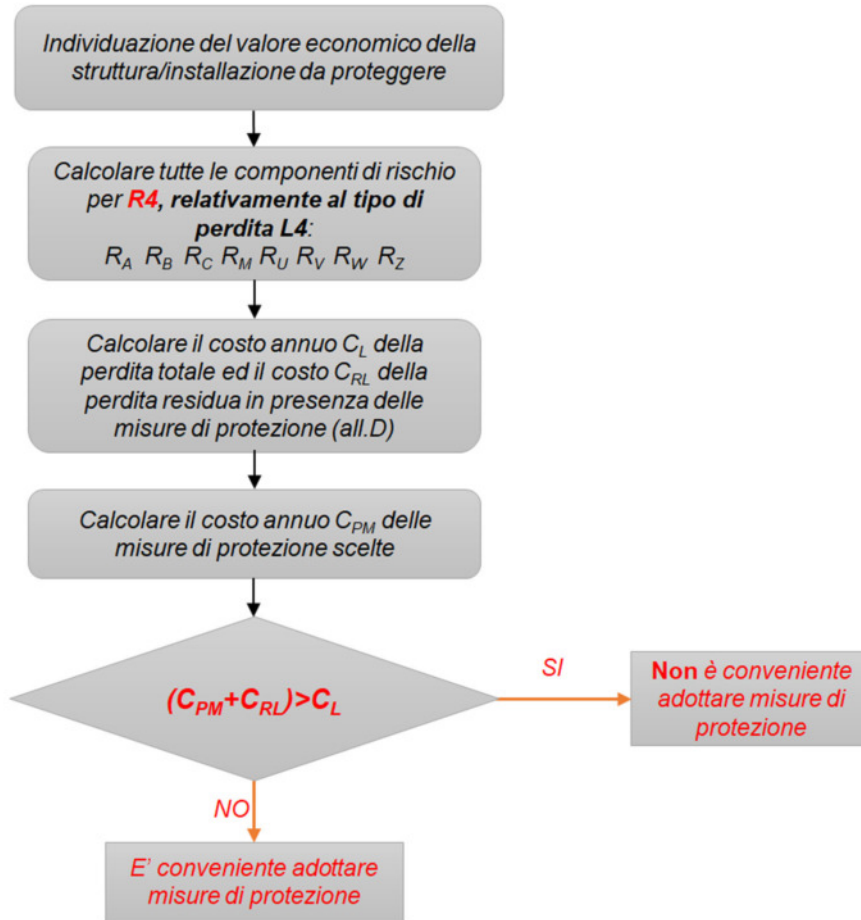


Figura 6 (Procedura per valutare la convenienza economica delle misure di protezione)

Ciascun rischio R è la somma delle sue componenti di rischio. Nell'effettuare la somma, le componenti di rischio possono essere raggruppate secondo la sorgente di danno ed il tipo di danno.

Si assume che l'intera installazione/impianto è costituita da unica ZONA.

Di seguito le definizioni delle singole componenti di rischio:

- **RA:** componente relativa ai danni ad esseri viventi per elettrocuzione dovuta a tensioni di contatto e di passo all'interno della struttura e all'esterno in zone fino a 3 m attorno alle calate. Possono verificarsi perdite di tipo L1 e, in strutture ad uso agricolo, anche di tipo L4 con possibile perdita di animali;
- **RB:** componente relativa ai danni materiali causati da scariche pericolose all'interno della struttura che innescano l'incendio e l'esplosione e che possono anche essere pericolose per l'ambiente. Possono verificarsi tutti i tipi di perdita (L1, L2, L3 ed L4);
- **RC:** componente relativa al guasto di impianti interni causata dal LEMP. In tutti i casi possono verificarsi perdite di tipo L2 ed L4, unitamente al tipo L1 nel caso di strutture con rischio d'esplosione e di ospedali o di altre strutture in cui il guasto degli impianti interni provoca immediato pericolo per la vita umana.

- **R_M**: componente relativa al guasto di impianti interni causata dal LEMP. In tutti i casi possono verificarsi perdite di tipo L2 ed L4, unitamente al tipo L1 nel caso di strutture con rischio d'esplosione e di ospedali o di altre strutture in cui il guasto degli impianti interni provoca immediato pericolo per la vita umana.
- **R_U**: componente relativa ai danni ad esseri viventi per elettrocuzione dovuta a tensioni di contatto all'interno della struttura. Possono verificarsi perdite di tipo L1 e, in caso di strutture ad uso agricolo, anche perdite di tipo L4 con possibile perdita di animali.
- **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 la linea entrante. Possono verificarsi tutti i tipi di perdita (L1, L2, L3 ed L4).
- **R_W**: 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 ed L4, unitamente al tipo L1 nel caso di strutture con rischio d'esplosione e di ospedali o di altre strutture in cui il guasto degli impianti interni provoca immediato pericolo per la vita umana.
- **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 ed L4, unitamente al tipo L1 nel caso di strutture con rischio d'esplosione e di ospedali o di altre strutture in cui il guasto di impianti interni provoca immediato pericolo per la vita umana.

Sorgente di danno	Fulminazione diretta della struttura S1			Fulminazione in prossimità della struttura S2	Fulminazione diretta di una linea entrante S3			Fulminazione in prossimità di una linea entrante S4
	R _A	R _B	R _C	R _M	R _U	R _V	R _W	R _Z
Componente di rischio								
Rischio per ciascun tipo di perdita								
R ₁	*	*	* ^(a)	* ^(a)	*	*	* ^(a)	* ^(a)
R ₂		*	*	*		*	*	*
R ₃		*				*		
R ₄	* ^(b)	*	*	*	* ^(b)	**	*	*

(a) Solo 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.
(b) Soltanto in strutture in cui si può verificare la perdita di animali.

Tabella 1 Componenti di rischio da considerare per ciascun tipo di perdita

CEI 81-10/2 tab.4	Tipici valori di rischio tollerabile	RT
	L1 Perdita di vite umane o danni permanenti	1,0E-05
	L2 Perdita di servizio pubblico	1,0E-03
	L3 Perdita di patrimonio culturale insostituibile	1,0E-04
	L4 all.D (CEI 81-10/2)	verifica relazione D.6

Tabella 2 Tipici valori di rischio tollerabile

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	14 di 66

Dalla Figura 6 (Procedura per valutare la convenienza economica delle misure di protezione), ricaviamo che:

$$(C_{PM} + C_{RL}) > C_L$$

posto:

$$S_M = C_L - (C_{PM} + C_{RL})$$

$$C_{PM} = C_P * (i * a * m)$$

Dove:

- S_M è equivalente al risparmio annuo in moneta corrente;
- C_P è il costo delle misure di protezione;
- i = tasso di interesse;
- a = tasso di ammortamento;
- m = tasso dei costi di manutenzione.

Quindi la **protezione è conveniente se il risparmio annuo è $S_M > 0$** ; che equivale a dire (**verifica relazione D.6**):

$$C_P < \frac{C_L - C_{RL}}{(i * a * m)} \longleftrightarrow S_M > 0$$

[cei 81-10:2 all.D]

Equazione 1 Valutazione di convenienza economica della protezione



RELAZIONE DI CALCOLO
PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	15 di 66

Coordinate in formato decimale (WGS84)

Indirizzo: Coordinate manuali

Latitudine: 37,923232

Longitudine: 12,996426



VALORE DI N_G

(CEI EN 62305 - CEI EN IEC 62858)

$N_G = 1,88$ fulmini / (anno km²)

POSIZIONE

Latitudine: 37,923232° N

Longitudine: 12,996426° E

Località = ALCAMO Loc. Monteleone (TP)

Pot.nom. [kWp] = 25009,04

Posizione [WGS84]

Lat. = 37,923232

Long. = 12,996426

CEI EN IEC 62858

N_g [fulm./(anno*km²)] = 1,88

da: banca dati TuttoNormel

Schiere PV & C.R.

L [m] = 2400,00

W [m] = 1500,00

h [m] = 4,00

L_L [km] = 8,40

Lunghezza linea entrante

CEI 81-10/2 A.2.1.1	Area di raccolta	A_D [km ²] = 3,69
CEI 81-10/2 A.3	Area di raccolta in prossimità struttura	A_D [m ²] = 3694052,39
CEI 81-10/2 A.4	Area raccolta della linea entrante	A_M [km ²] = 3600,79
CEI 81-10/2 A.5	Area raccolta in pross. della linea entrante	A_M [m ²] = 3600785398,16
		A_L [m ²] = 336000,00
		A_I [m ²] = 33600000,00



**RELAZIONE DI CALCOLO
PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI**

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	16 di 66

<i>Fattori ambientali struttura:</i>	Oggetto isolato: nessun altro oggetto nelle vicinanze	$C_D =$	1,00
	Rurale	$C_E =$	1,00
<i>Tipo linea esterna:</i>	Cavo interrato	$C_I =$	0,50
	Linea di energia AT (con trasformatore AT/BT)	$C_T =$	0,20
	Interrata non schermata	$C_{LD} =$	1,00
		$C_{LI} =$	1,00
<i>Sotto-tipo linea:</i>	Energia	$P_{LI} =$	0,10
<i>Cablaggio interno:</i>	Cavi non schermati - precauzione per evitare spire	$K_{S3} =$	0,01
	Uw - 6000 V	$K_{S4} =$	1,67E-04
<i>Misure di protezione per esterno:</i>	Cartelli ammonitori	$P_{TA1} =$	0,10
	Efficace equipotenzializzazione del suolo	$P_{TA2} =$	0,01
	Nessuna misura di protezione	$P_{TA3} =$	1,00
		$P_{TA} =$	0,00
<i>Misure di protezione per interno:</i>	Cartelli ammonitori	$P_{TU1} =$	0,10
	Isolamento elettrico	$P_{TU2} =$	0,01
	Nessuna misura di protezione	$P_{TU3} =$	1,00
		$P_{TU} =$	1,00E-03
Linea aerea o interrata, non schermata o con schermo non connesso alla barra equipotenziale		$P_{LD} =$	1,00
<i>Caratteristiche struttura:</i>	Struttura non protetta con LPS	$P_B =$	1,00
<i>LPL di SPD:</i>	SPD con LPL I	$P_{SPD} =$	0,01
		$P_{EB} =$	0,01



**RELAZIONE DI CALCOLO
PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI**

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	17 di 66

Valutazione del rischio R1

CEI 81-10/2 tab.C.1	L1 - Perdita di vite umane o danni permanenti		
Tipo struttura:	Tutti i tipi	$L_T =$	1,00E-02
	Industriale, commerciale	$L_F =$	2,00E-03
	media vittime per guasto degli impianti interni (n.a.)	$L_O =$	0
Tipo superficie:	Agricolo, cemento	$rt =$	1,00E-02
Estinzione/rilevazione incendio:	estintori; impianto fisso estinzione manuale, idranti; comp. antincendio	$rp =$	5,00E-01
Rischio incendio/esplosione:	Incendio - Ordinario	$rf =$	1,00E-02
Perdita in presenza di pericoli particolari:	Nessuno	$hz =$	1,00E+00
	numero delle persone nella zona	$nz =$	1
	numero di persone nella struttura	$nt =$	1
	tempo in ore all'anno per cui le persone sono presenti in sito	$tz =$	96

R1 = 7,69E-07		Install.protetta				
Rischio perdite di vite umane		Rx/R1 [%]	Nx	Px	L1	
S1 - fulmine su struttura	RA	7,61E-09	0,99%	6,94E+00	1,00E-03	1,10E-06
	RB	7,61E-07	99,00%	6,94E+00	1,00E+00	1,10E-07
	RC	0,00E+00	0,00%	6,94E+00	1,00E-02	0,00E+00
S2 - fulmine in pross. struttura	RM	0,00E+00	0,00%	6,77E+03	2,78E-14	0,00E+00
	RU	6,92E-13	0,00%	6,32E-02	1,00E-05	1,10E-06
S3 - fulmine su linea entrante in struttura	RV	6,92E-11	0,01%	6,32E-02	1,00E-02	1,10E-07
	RW	0,00E+00	0,00%	6,32E-02	1,00E-02	0,00E+00
S4 - fulmine in pross. linea entrante in struttura	RZ	0,00E+00	0,00%	6,32E+00	1,00E-03	0,00E+00

Valutazione del rischio R4

CEI 81-10/2 tab.C.11	L4 - Perdita economica		
Tipo struttura:	Tutti i tipi solo se sono presenti animali (n.a.)	$L_T =$	0,00E+00
	Albergo, scuola, ufficio, chiesa, pubblico spettacolo, commerciale	$L_F =$	2,00E-01
	Ospedale, industriale, ufficio, albergo, commerciale	$L_O =$	1,00E-02
Tipo superficie:	Agricolo, cemento	$rt =$	1,00E-02
Estinzione/rilevazione incendio:	estintori; impianto fisso estinzione manuale, idranti; comp. antincendio	$rp =$	5,00E-01
Rischio incendio/esplosione:	Incendio - Ordinario	$rf =$	1,00E-02
	valore degli animali nella zona (n.a.)	$ca =$	0,00 €
	valore dell'edificio relativo alla zona (Cab. Raccolta)	$cb =$	153.924,21 €
	valore del contenuto della zona (Campo PV e collegamenti)	$cc =$	16.449.363,44 €
	valore degli impianti interni comprese le loro attività nella zona (sistemi AUX)	$cs =$	240.088,25 €
	valore complessivo dell'installazione	$ct =$	16.843.375,91 €



**RELAZIONE DI CALCOLO
PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI**

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	18 di 66

R4 = 6,96E-03
Rischio perdita economica

		Rx/R4 [%]	Nx	Px	L4	
S1 - fulmine su struttura	RA	0,00E+00	0,00%	6,94E+00	1,00E-03	0,00E+00
	RB	6,94E-03	99,83%	6,94E+00	1,00E+00	1,00E-03
	RC	9,90E-06	0,14%	6,94E+00	1,00E-02	1,43E-04
S2 - fulmine in pross. struttura	RM	2,68E-14	0,00%	6,77E+03	2,78E-14	1,43E-04
	RU	0,00E+00	0,00%	6,32E-02	1,00E-05	0,00E+00
S3 - fulmine su linea entrante in struttura	RV	6,32E-07	0,01%	6,32E-02	1,00E-02	1,00E-03
	RW	9,00E-08	0,00%	6,32E-02	1,00E-02	1,43E-04
	RZ	9,00E-07	0,01%	6,32E+00	1,00E-03	1,43E-04

Ammontare complessivo della perdita in assenza misure $C_L = 118.000,00 \text{ €}$

R4 = 8,10E-05
Rischio perdita economica

		Rx/R4 [%]	Nx	Px	L4	
S1 - fulmine su struttura	RA	0,00E+00	0,00%	6,94E+00	1,00E-05	0,00E+00
	RB	6,94E-05	85,77%	6,94E+00	1,00E-02	1,00E-03
	RC	9,90E-06	12,23%	6,94E+00	1,00E-02	1,43E-04
S2 - fulmine in pross. struttura	RM	2,68E-14	0,00%	6,77E+03	2,78E-14	1,43E-04
	RU	0,00E+00	0,00%	6,32E-02	1,00E-05	0,00E+00
S3 - fulmine su linea entrante in struttura	RV	6,32E-07	0,78%	6,32E-02	1,00E-02	1,00E-03
	RW	9,00E-08	0,11%	6,32E-02	1,00E-02	1,43E-04
	RZ	9,00E-07	1,11%	6,32E+00	1,00E-03	1,43E-04

Ammontare complessivo della perdita residua con:
Struttura con organi di captazione conformi ad un LPS di Classe I $C_{RL} = 1.364,00 \text{ €}$

assumendo:

Tasso Interesse:	$i = 0,04$
Tasso Ammortamento:	$a = 0,05$
Tasso dei costi di manutenzione:	$m = 0,02$

La protezione è conveniente se il risparmio annuo è $S_M > 0$

$$C_p < \frac{C_L - C_{RL}}{(i * a * m)} \left[\text{cei 81-10:2 all.D} \right] S_M > 0$$

Costo minimo delle misure di protezione da adottare: $C_p < 32,66 \text{ €}$

Conclusioni:

Dalla valutazione del **rischio R1**, e confrontando il valore ottenuto con il rischio tollerabile, si evince che l'installazione risulta **auto-protetta**.

Riguardo la valutazione del **rischio R4**, si calcolano il valore della perdita senza alcuna misura di protezione (C_L) ed il valore della perdita residua considerando l'installazione di organi di captazione (C_{RL}), tale protezione risulta conveniente se il suo **costo complessivo risultasse inferiore a 32,66 €**.

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	19 di 66

5 GENERATORE FOTOVOLTAICO

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da moduli fotovoltaici bifacciali montati su strutture atte a garantire la massima captazione di irraggiamento, seguendo il percorso solare e consentendo di conseguenza ai moduli di essere sempre nella posizione ottimale di lavoro.

Tali strutture sono dette “tracker” o “**inseguitori solari mono-assiali**”, proprio per questa loro caratteristica funzionale, per i dettagli costruttivi ed installativi fare riferimento alla tavola FV.ALC01.PD.F.01.

Si vuole evidenziare il ricorso ad un ulteriore sistema di efficientamento produttivo del campo fotovoltaico: il **sistema di Backtracking**, il quale consente di ridurre le perdite per auto-ombreggiamento, cioè le perdite da ombreggiamento indotto dai tracker stessi alle file retrostanti. Ciò avviene per mezzo di un sistema logico-adattivo che gestisce contemporaneamente piccoli gruppi di tracker, al fine di ottimizzare dunque le prestazioni del campo FV.

Considerando il **luogo di installazione**:

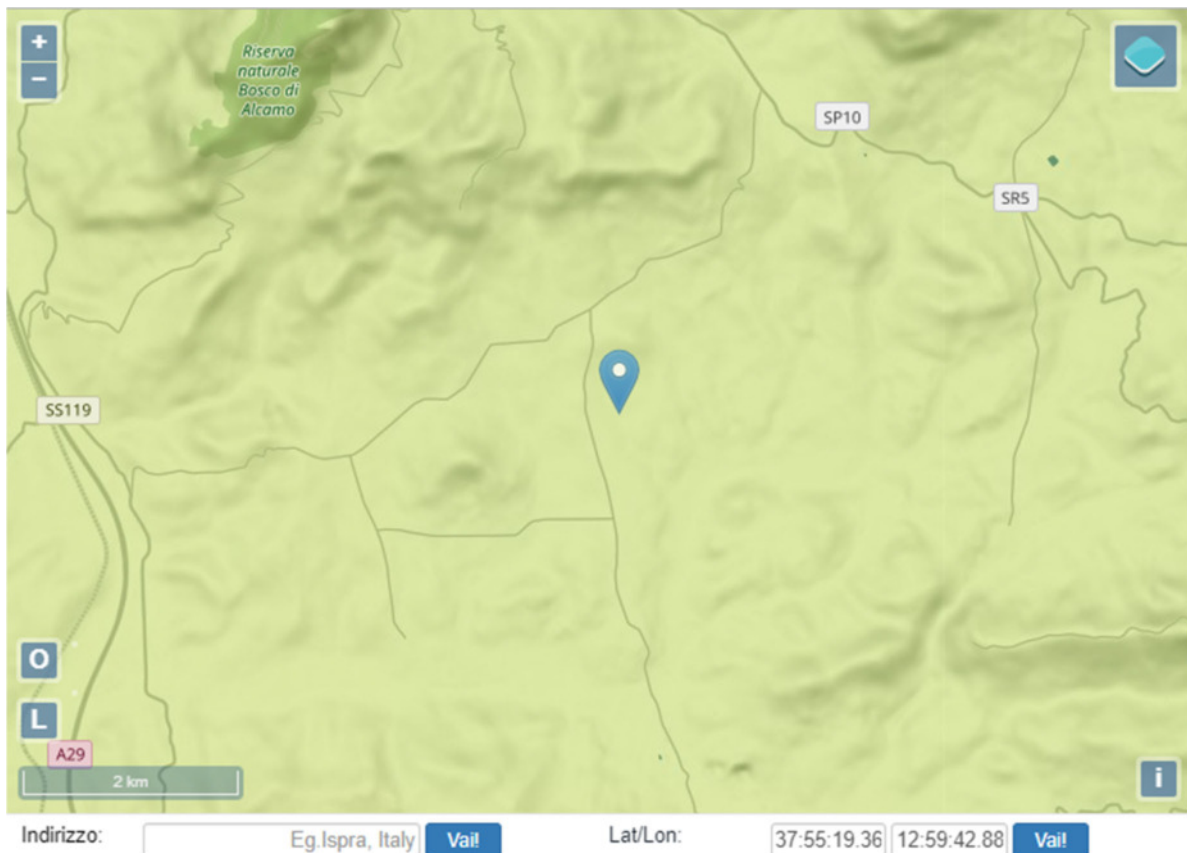


Figura 7 Coordinate geografiche luogo installazione (PVGIS)

si riportano le temperature ambientali di un “**ANNO METEOROLOGICO TIPICO**”, ottenuto da PVGIS-SARAH2 anni 2005-2020:

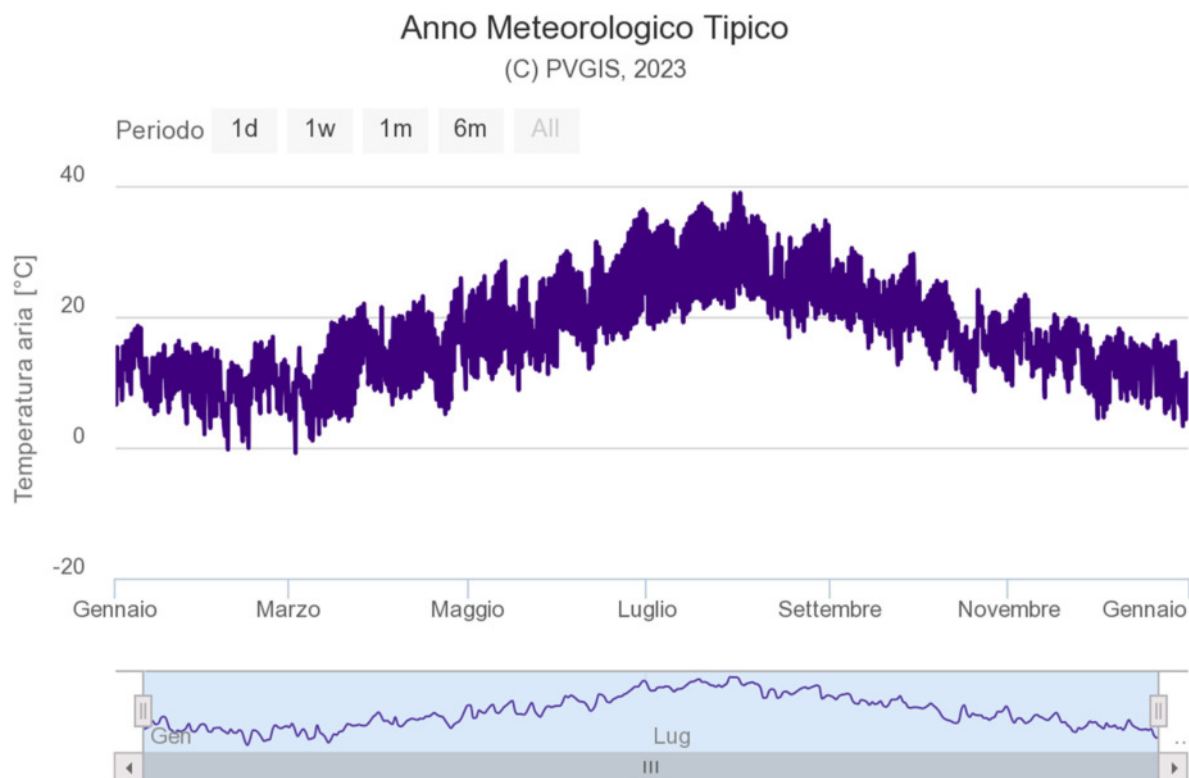


Figura 8 Anno meteorologico tipico (PVGIS)

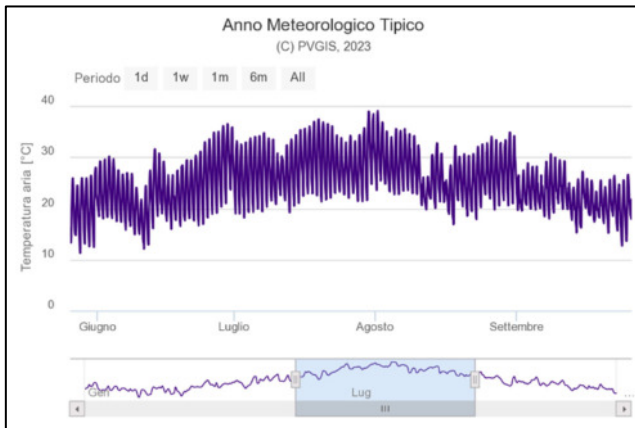


Figura 10 Tmax [°C]

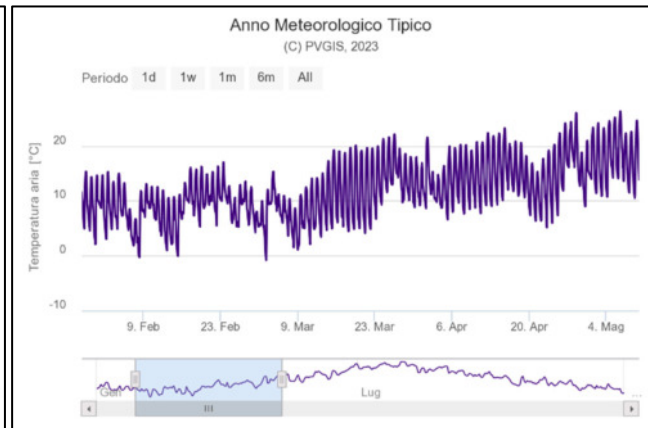


Figura 9 Tmin [°C]

Valori inseriti:	
Luogo [Lat/Lon]:	37.922,12.995
Orizzonte:	Calcolato
Periodo:	2005 - 2020
Output del calcolo:	
Temperatura media [°C]:	17.44
Gradi-giorno riscaldamento:	1114
Gradi-giorno raffreddamento:	501

Figura 11 Tmedia [°C]

Nella seguente tabella si riportano i risultati:

Temperatura ambientale minima [°C]	0
Temperatura ambientale max [°C]	39
Temperatura ambientale media [°C]	18

Tabella 3 dati ambientali

5.1 Layout e configurazione campo PV (lato DC)

I moduli utilizzati per la configurazione del generatore sono del tipo Mysolar **MS710N-HJTGB**, di seguito si riportano le caratteristiche elettriche:



MS710N-HJTGB

	STC
Maximum Power – Pmax [Wp]	710
Maximum Power Voltage – Vmp [V]	42,40
Maximum Power Current – Imp [A]	16,75
Open-circuit Voltage – Voc [V]	50,44
Short-circuit Current – Isc [A]	17,55
Module Efficiency [%]	22,86
Voc and Isc tolerance [%]	3
Operating Temperature [°C]	-40/+85
Maximum system voltage [V]	1500
Maximum series fuse rating [A]	30
Temperature coefficients of Pmax [%/°C]	-0,26
Temperature coefficients of Voc [%/°C]	-0,24
Temperature coefficients of Isc [%/°C]	0,04
Nominal operating cell temperature – NOCT [°C]	43
BIFACIAL OUTPUT - REAR SIDE POWER GAIN	
5%	745 Wp
15%	816 Wp
25%	887 Wp

Tabella 4 Datasheet modulo (tipologico)

Di seguito le caratteristiche elettriche dei convertitori utilizzati per la configurazione (del tipo INGECON SUN):



**RELAZIONE DI CALCOLO
PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI**

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	23 di 66

	1170TL B450	1400TL B540	1500TL B578	1560TL B600	1600TL B615
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	1,157 - 1520 kWp	1,389 - 1,824 kWp	1,487 - 1,952 kWp	1,543 - 2,026 kWp	1,582 - 2,077 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾	645 - 1,300 V	769 - 1,300 V	822 - 1,300 V	853 - 1,300 V	873 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾	1,500 V				
Maximum current	1,870 A				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
Input protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,169 kVA / 1,052 kVA	1,403 kVA / 1,263 kVA	1,502 kVA / 1,352 kVA	1,559 kVA / 1,403 kVA	1,598 kVA / 1,438 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,169 kVA / 1,035 kVA	1,403 kVA / 1,242 kVA	1,502 kVA / 1,330 kVA	1,559 kVA / 1,380 kVA	1,598 kVA / 1,415 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,500 A / 1,328 A				
Rated voltage ⁽⁵⁾	450 V IT System	540 V IT System	578 V IT System	600 V IT System	615 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁶⁾	<3%				

	1640TL B630	1675TL B645	1715TL B660	1755TL B675	1800TL B690
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	1,620 - 2,128 kWp	1,659 - 2,179 kWp	1,698 - 2,229 kWp	1,736 - 2,280 kWp	1,775 - 2,331 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾	894 - 1,300 V	915 - 1,300 V	935 - 1,300 V	957 - 1,300 V	978 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾	1,500 V				
Maximum current	1,870 A				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
Input protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,637 kVA / 1,473 kVA	1,676 kVA / 1,508 kVA	1,715 kVA / 1,543 kVA	1,754 kVA / 1,578 kVA	1,793 kVA / 1,613 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,637 kVA / 1,449 kVA	1,676 kVA / 1,484 kVA	1,715 kVA / 1,518 kVA	1,754 kVA / 1,552.6 kVA	1,793 kVA / 1,587 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,500 A / 1,328 A				
Rated voltage ⁽⁵⁾	630 V IT System	645 V IT System	660 V IT System	675 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁶⁾	<3%				



**RELAZIONE DI CALCOLO
PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI**

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	24 di 66

	1640TL B630	1665TL B640	1690TL B650	1740TL B670	1800TL B690
Input (DC)					
Recommended PV array power range ¹⁾	1,620 - 2,128 kWp	1,646 - 2,162 kWp	1,672 - 2,196 kWp	1,723 - 2,263 kWp	1,775 - 2,330 kWp
Voltage Range MPP ²⁾	894 - 1,300 V	907 - 1,300 V	921 - 1,300 V	949 - 1,300 V	977 - 1,300 V
Maximum voltage ³⁾	1,500 V				
Maximum current	1,870 A				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
Input protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,637 kVA / 1,473 kVA	1,663 kVA / 1,496.5 kVA	1,689 kVA / 1,520 kVA	1,741 kVA / 1,567 kVA	1,793 kVA / 1,613 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C ⁴⁾	1,637 kVA / 1,449 kVA	1,663 kVA / 1,472 kVA	1,689 kVA / 1,495 kVA	1,741 kVA / 1,541 kVA	1,793 kVA / 1,587 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C ⁴⁾	1,500 A / 1,328 A				
Rated voltage ⁵⁾	630 V IT System	640 V IT System	650 V IT System	670 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) ⁶⁾	<3%				

Tabella 5 Datasheet inverter (tipologico)

Per il coordinamento dei moduli con l'inverter occorrerà verificare le 3 relazioni riportate in figura 10:

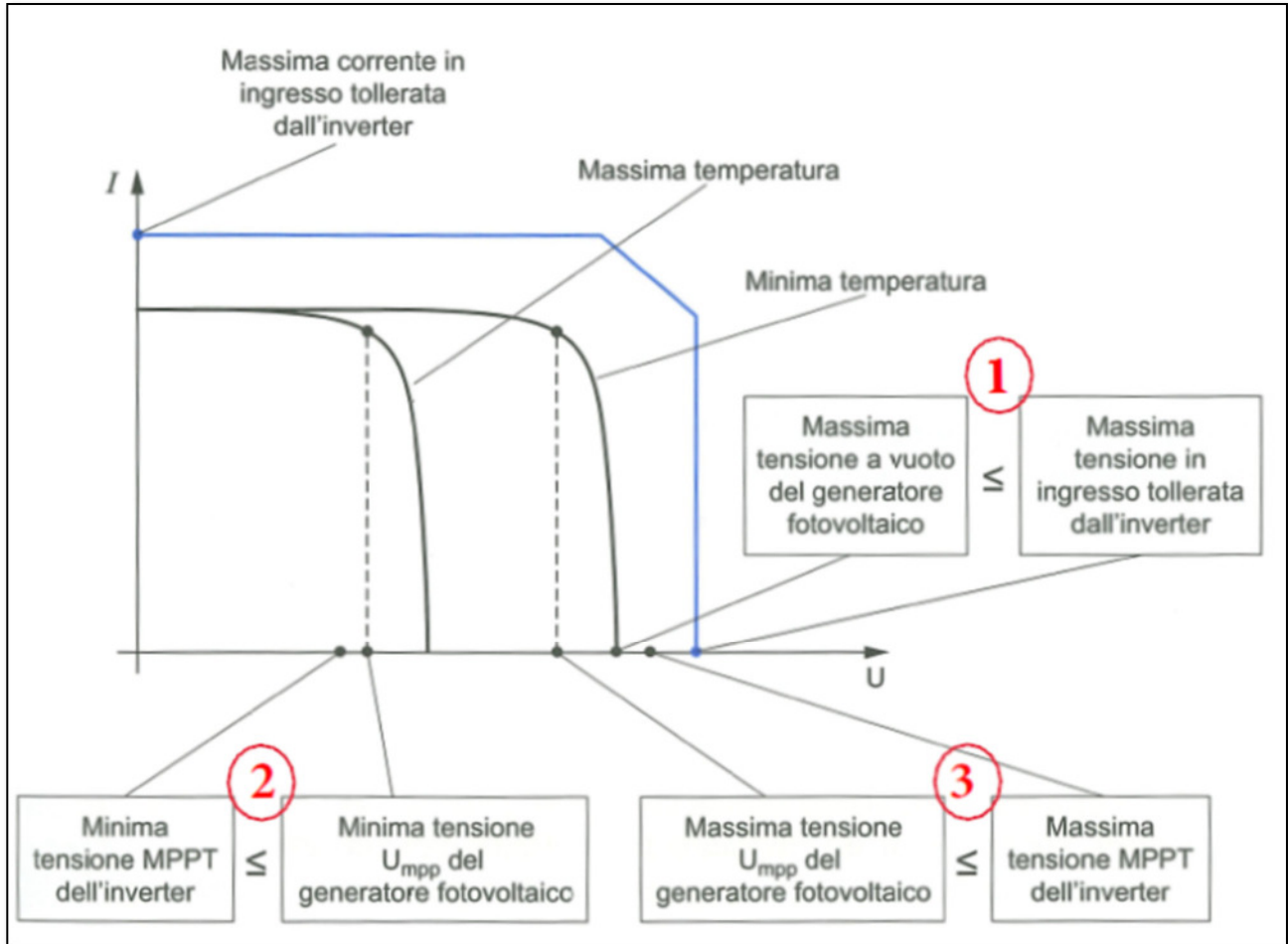


Figura 12 Coordinamento inverter-moduli

Assumendo (vedi tabella 1):

- $T_{amb_{min}} = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- $T_{amb_{max}} = 39 \text{ } ^\circ\text{C}$;

I calcoli sono sviluppati ipotizzando un REARSIDE POWER GAIN = 7,5%;

La relazione 1 è soddisfatta con le stringhe formate da *max* **28 moduli in serie**:

- $T_{amb_{min}} = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$;

$T_{amb} \text{ [}^\circ\text{C]} =$	0
$T_{cella} \text{ [}^\circ\text{C]} =$	0

Parametri modulo MS MS710N-HJTGB per $T_{amb} = 0 \text{ [}^\circ\text{C]}$ e RS gain del 7,5 %	
$P_{max} \text{ [Wp]}$	812,86
$V_{mpp} \text{ [V]}$	44,94
$I_{mpp} \text{ [A]}$	17,82
$V_{oc} \text{ [V]}$	53,47
$I_{sc} \text{ [A]}$	18,67

Tabella 6 Caratteristiche elettriche del modulo a $T_{amb_{min}}$

$\text{mod. x stringa} =$	28
---------------------------	----

Valori stringa da 28 moduli per $T_{amb} = 0 \text{ [}^\circ\text{C]}$ e RS gain del 7,5 %	
$P_{max} \text{ [kWp]}$	22,76
$V_{mpp} \text{ [V]}$	1258,43
$I_{mpp} \text{ [A]}$	17,82
$V_{oc} \text{ [V]}$	1497,06
$I_{sc} \text{ [A]}$	18,67

Tabella 7 Caratteristiche elettriche della stringa a $T_{amb_{min}}$

$$V_{oc_{stringa}} < V_{max_{inverter}}$$

$$V_{oc_{stringa}} = 1497 \text{ V}$$

$$V_{max_{inverter}} = 1500 \text{ V}$$

La relazione 2 è soddisfatta, assumendo :

- $T_{amb_{max}} = 39 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

$T_{amb} \text{ [}^{\circ}\text{C]} =$	39
$T_{cella} \text{ [}^{\circ}\text{C]} =$	62

Parametri modulo MS MS710N-HJTGB per $T_{amb} = 39 \text{ [}^{\circ}\text{C]}$ e RS gain del 7,5 %	
$P_{max} \text{ [Wp]}$	689,83
$V_{mpp} \text{ [V]}$	38,63
$I_{mpp} \text{ [A]}$	18,27
$V_{oc} \text{ [V]}$	45,96
$I_{sc} \text{ [A]}$	19,14

Tabella 8 Caratteristiche elettriche del modulo a $T_{amb_{max}}$

$\text{mod. x stringa} =$	28
---------------------------	----

Valori stringa da 28 moduli per $T_{amb} = 39 \text{ [}^{\circ}\text{C]}$ e RS gain del 7,5 %	
$P_{max} \text{ [kWp]}$	19,32
$V_{mpp} \text{ [V]}$	1081,78
$I_{mpp} \text{ [A]}$	18,27
$V_{oc} \text{ [V]}$	1286,91
$I_{sc} \text{ [A]}$	19,14

Tabella 9 Caratteristiche elettriche della stringa a $T_{amb_{max}}$

$$V_{mpp, min_{inverter}} < V_{mpp, min_{stringa}}$$

$$V_{mpp, min_{stringa}} = 1081 \text{ V}$$

$$V_{mpp, min_{inverter}} = \text{a seconda dell'inverter (cfr. tabella 3)}$$

Verificata per ogni inverter della famiglia "INGECON SUN" (vedi tabella 3)



**RELAZIONE DI CALCOLO
PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI**

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	28 di 66

La relazione 3 è soddisfatta, assumendo :

- $T_{amb_{min}} = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$;

dalla **tabella 7** si ricava che:

$$V_{mpp, max_{stringa}} < V_{mpp, max_{inverter}}$$

$$V_{mpp, max_{stringa}} = 1258 \text{ V}$$

$$V_{mpp, max_{inverter}} = 1300 \text{ V}$$

Verificata per ogni inverter della famiglia del tipo "INGECON SUN" (vedi tabella 3)

Dalle considerazioni su esposte, si è effettuato il coordinamento tra moduli ed inverter (disposti e raggruppati come rappresentato in *figura 3*), dando origine ai seguenti campi:

- Campo A: 1960 moduli;
- Campo B: 2464 moduli;
- Campo C: 2044 moduli;
- Campo D: 2912 moduli;
- Campo E: 3836 moduli;
- Campo F: 3052 moduli;
- Campo G: 1960 moduli;
- Campo H: 5096 moduli;
- Campo I: 7140 moduli;
- Campo J: 2324 moduli;
- Campo K: 2436 moduli;

Il generatore fotovoltaico è formato da **35224 moduli** da **710 Wp** cadauno, per una potenza complessiva di picco pari a **25009,04 kWp**, distribuiti su **1258** stringhe; saranno necessari **15 inverter**, racchiusi in 11 power station, per una potenza nominale complessiva di uscita pari a **22371,00 kW**;

Per ulteriori dettagli si faccia riferimento alla **tabella 10**.



**RELAZIONE DI CALCOLO
PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI**

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	29 di 66

Campo - PS	INV	Sottocampo PV	N.ro stringhe con 28 moduli in serie da 710 Wp ead.	MS MS710N-HJTGB	P-in [kWp]	INGECON SUN	P-out max [kVA]	QdS con max 9 stringhe in ingresso [pz]
				n.ro mod.		Modello Inverter		
Campo A - PS1	INV1	CampoA	70	1960	1391,6	1170TL-B450	1169	8
Campo B - PS2	INV1	CampoB	88	2464	1749,44	1560TL-B600	1559	10
Campo C - PS3	INV1	CampoC	73	2044	1451,24	1170TL-B450	1169	9
Campo D - PS4	INV1	CampoD	104	2912	2067,52	1800TL-B690	1793	12
Campo E - PS5	INV1	CampoE_1	69	1932	1371,72	1170TL-B450	1169	8
	INV2	CampoE_2	68	1904	1351,84	1170TL-B450	1169	8
Campo F - PS6	INV1	CampoF	109	3052	2166,92	1800TL-B690	1793	13
Campo G - PS7	INV1	CampoG	70	1960	1391,6	1170TL-B450	1169	8
Campo H - PS8	INV1	CampoH_1	91	2548	1809,08	1800TL-B690	1793	11
	INV2	CampoH_2	91	2548	1809,08	1800TL-B690	1793	11
Campo I - PS9	INV1	CampoI_1	85	2380	1689,8	1560TL-B600	1559	10
	INV2	CampoI_2	85	2380	1689,8	1560TL-B600	1559	10
	INV3	CampoI_3	85	2380	1689,8	1560TL-B600	1559	10
Campo J - PS10	INV1	CampoJ	83	2324	1650,04	1560TL-B600	1559	10
Campo K - PS11	INV1	CampoK	87	2436	1729,56	1560TL-B600	1559	10
TOTALI	11	15	1258	35224	25009,04	22371,00	148	

Tabella 10 Riepilogo coordinamento moduli-inverter (tipologico)

In prossimità dei tracker, e posizionati in maniera baricentrale, si prevederà l'installazione di quadri di campo, i quali permetteranno il parallelo di più stringhe.

I quadri di campo, nel seguito **QdS**, oltre a fornire protezione e sezionamento delle singole stringhe, assicureranno un monitoraggio continuo delle principali grandezze elettriche (correnti e tensioni).


Brand/Modello	INGETEAM/INGECON SUN	
N. max di stringhe in input FV	11	
Corrente di impiego Imp (A)	20	
Tensione max DC (V)	1500	
Fusibile	Uno per polo	
Scaricatore	Tipo I e II	
Sezionatore DC	250 A, 2 poli	
Peso (kg)	40	
Dimensioni (L x A x P) (mm)	930 x 730 x 260	

Tabella 11 Datasheet quadri di campo – QdS (tipologico)

5.2 Dimensionamento cavi DC

In considerazione delle connessioni progettate e dimensionate, si andranno ad utilizzare due tipologie di cavi in condizioni di posa differenti:

- **H1Z2Z2-K**: Cavo solare "in aria" per la connessione fisica fra i moduli FV e il Quadro di Stringa (QdS) dedicato;
- **FG16R16**: Cavo BT (DC) "in tubo interrato" per la connessione fra il Quadro di Stringa (QdS) e gli Inverter Centralizzati disposti internamente alle Power Station.

Nel seguito si riporta una diagramma in cui si chiarisce quanto sopra descritto:



Figura 13 Collegamento elettrico LATO DC



Tensione nominale U_0	1000V(AC) 1500V(DC)	Nominal voltage U_0
Tensione nominale U	1000V(AC) 1500V(DC)	Nominal voltage U
Tensione di prova	6500 V AC	Test voltage
Tensione massima U_m	1200V(AC) 1800V(DC Anche verso Terra)	Maximun voltage U_m
Temperatura massima di esercizio	+90°C +120°C sul conduttore	Maximun operating temperature
Temperatura massima di corto circuito	+250°C/5s	Maximun short circuit temperature
Temperatura minima di esercizio (senza shock meccanico)	-40°C	Min. operating temperature (without mechanical shocks)
Temperatura minima di installazione e maneggio	-40°C to +90°C	Minimum installation and use temperature

Tabella 12 Caratteristiche elettriche cavo solare "H1Z2Z2-K"



Tensione nominale U_0	600V(AC) 1800V(DC)	Nominal voltage U_0
Tensione nominale U	1000V(AC) 1800V(DC)	Nominal voltage U
Tensione di prova	4000 V	Test voltage
Tensione massima U_m	1200V(AC) 1800V(DC)	Maximun voltage U_m
Temperatura massima di esercizio	90	Maximun operating temperature
Temperatura massima di corto circuito per sezioni fino a 240mm ²	250	Maximun short circuit temperature for sections up to 240mm ²
Temperatura massima di corto circuito per sezioni oltre 240mm ²	220	Maximun short circuit temperature for sections over 240mm ²
Temperatura minima di esercizio (senza shock meccanico)	-15°C	Min. operating temperature (without mechanical shocks)
Temperatura minima di installazione e maneggio	0°C	Minimum installation and use temperature

Tabella 13 Caratteristiche elettriche cavo BT "FG16R16"

Per la scelta dei cavi si è considerato la tensione a vuoto, del generatore fotovoltaico, relativa alla più bassa temperatura ambiente ipotizzabile ($T_{amb_{min}} = 0\text{ °C}$):

mod. x stringa =	28
------------------	----

Valori stringa da 28 moduli per $T_{amb} = 0\text{ [°C]}$ e RS gain del 7,5 %	
V _{mpp} [V]	1258,43
V _{oc} [V]	1497,06

Assumendo un fattore moltiplicativo per le tensioni del generatore (K_{safe}) pari a **1,1** (IEC TS 62257-7-1 art. 6.1.4.2), si ricavano le tensioni di esercizio e massima (lato DC):

IEC TS 62257-7-1 art. 6.1.4.2
K_{safe} = 1,10

Tens. max del gen. PV con stringa da 28 moduli, $T_{amb} = 0\text{ [°C]}$, RS gain del 7,5 % e $K_{safe} = 1,1$
U_m [V] = 1646,77

Tens. eserc. del gen. PV con stringa da 28 moduli, $T_{amb} = 0\text{ [°C]}$, RS gain del 7,5 % e $K_{safe} = 1,1$
U_{nom} [V] = 1384,28

Tabella 14 Tensioni del generatore fotovoltaico

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	33 di 66

I valori calcolati sono opportunamente inferiori alle tensioni di isolamento “sopportate” dai cavi elettrici scelti, riportate rispettivamente nella *Tabella 12* e nella *Tabella 13*, ed evidenziate di seguito:

CEI 20-91 <small>CEI EN 50618</small>	H1Z2Z2-K	SOLAR ENERGY	VERIFICA	
DC	U₀ [V] =	1500,00	1384 V < 1500 V	OK
	U [V] =	1500,00	1384 V < 1500 V	OK
	U_m [V] =	1800,00	1646 V < 1800 V	OK

CEI 20-13 + V1 <small>IEC 60502</small>	FG16R16	0,6/1 kV	VERIFICA	
DC	U₀ [V] =	1800,00	1384 V < 1800 V	OK
	U [V] =	1800,00	1384 V < 1800 V	OK
	U_m [V] =	1800,00	1646 V < 1800 V	OK

Come regola generale, la sezione di un cavo deve essere tale per cui:

$$I_b \text{ (corrente impiego del circuito)} \leq I_z \text{ (portata del cavo)}$$

$$\text{Perdite di potenza \% (lungo la linea)} \leq 2\%$$

Per il dimensionamento si è ipotizzato (*cfr. figura 13*):

- **L_{STR}**=lunghezza dei cavi di collegamento dai moduli ai quadri di campo (QdS) = **0,050 km** (*mediamente*);
- **L_{QdS}**=lunghezza dei cavi di collegamento dai quadri di campo all’inverter = **0,10 km** (*mediamente*).

Per le correnti di impiego si è assunto (*prudenzialmente*) la corrente di corto @STC [I_{sc}] maggiorata del 25%.

Le portate dei cavi sono state elaborate tenendo conto dei fattori correttivi, relativamente alla determinata condizione di installazione prevista:

- **H1Z2Z2-K**: Cavo solare “in aria” (**CEI UNEL 35024/1**);
- **FG16R16**: Cavo BT (DC) “in tubo interrato” (**CEI UNEL 35026**).

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	34 di 66

Di seguito i risultati del dimensionamento:

Cavo per il collegamento elettrico fra i moduli FV (stringa) e il Quadro di Stringa (Qds) dedicato:

Stringa formata da 28 moduli da 710 [Wp] @STC

Potenza di stringa @STC [kWp] = 19,88
 Lmedia di stringa [km] = 0,050
 Tensione di stringa @STC [V] = 1187,20
 Corrente di corto stringa @STC [A] = 17,55
 Corrente impiego stringa Imp @STC [A] = 16,75

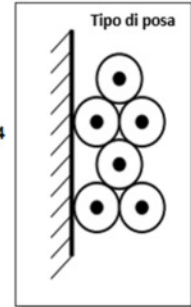
Corrente di corto di stringa @STC magg. [A] = 21,94

(Cavo solare H1Z2Z2-K) Sezione - Tipo [mmq]

4 - Cu	OK	Verifica: (Isc@stc*1,25) < Iz & perd.potenza [%] < 2 %
--------	-----------	--

Portata di corrente [Io] 55,00
 Portata in aria @60 °C e n° 6 circuiti raggr. [Iz] 27,82
 Max perdite potenza desiderate [%] 2,00%

Ktot = 0,51



cdt [kV]	0,01
cdt [%]	0,0007%
perdite potenza [kW]	0,14
perdite potenza [%]	0,72%
utilizzo del cavo [lb/Iz] [%]	79%

Condizioni di posa CEI UNEL 35024/1	
T amb. [°C] =	60
n.ro circuiti =	6
Carico variab.-intermittente	CEI UNEL 35024/1 par. 4.4
Fattore corr. carico interm.-var. = 1,25	

Dati costruttivi cavo H1Z2Z2-K SOLAR ENERGY

Sezione - Tipo (mmq)	Øconduttore (mm)	Spessore isolante (mm)	Øext massimo (mm)	Peso (kg/km)
4 - Cu	2,5	0,7	6,6	58,2

Tabella 15 Dati costruttivi "cavo di stringa"

Cavo BT (DC) per il collegamento elettrico tra il Quadro di Stringa (Qds) e gli Inverter (DC-Combiner):

Qds con max 9 stringhe in ingresso

Potenza uscita QdS @STC [kWp] = 178,92
 Lmedia [km] = 0,10
 Tensione esercizio QdS @STC [V] = 1187,20
 Corrente di corto QdS @STC [A] = 157,95
 Corrente impiego QdS Imp @STC [A] = 150,75

Corrente di corto Qds @STC magg. [A] = 197,44

(Cavo FG16R16) Sezione - Tipo [mmq]

95 - Cu	OK	Verifica: (Isc@stc*1,25) < Iz & perd.potenza [%] < 2 %
---------	-----------	--

Portata di corrente [Io] 258,00
 Portata in tubo interrato corretta con coeff. TOTALE 0,79625 [Iz] 205,43
 Max perdite potenza desiderate [%] 2,00%

Ktot = 0,80



cdt [kV]	0,01
cdt [%]	0,0005%
perdite potenza [kW]	0,94
perdite potenza [%]	0,52%
utilizzo del cavo [lb/Iz] [%]	96%

Condizioni di posa CEI UNEL 35026	
T terreno [°C] =	20
N.ro circuiti =	4
Prof. posa [m] =	1
Resist.termica	terreno o sabbia umid.media
Carico variab.-intermittente	CEI UNEL 35026 par. 4.2 - 4.3
Fattore corr. carico interm.-var. = 1,25	

Dati costruttivi cavo FG16R16 0,6/1 kV CPR Cca-s3,d1,a3

Sezione - Tipo (mmq)	Øconduttore (mm)	Spessore isolante (mm)	Øext massimo (mm)	Peso (kg/km)
95 - Cu	13,3	1,1	20,4	991

Tabella 16 Dati costruttivi "cavo Qds"

6 GRUPPO DI CONVERSIONE E TRASFORMAZIONE

La Power Station, nel seguito PS, serie FSK B, è una soluzione chiavi in mano che può essere configurata in base alle esigenze impiantistiche. È stata concepita per ridurre al minimo i lavori di installazione e messa in servizio.

Questa soluzione AT è una vera e propria power station "*chiavi in mano*". Fino a quattro inverter fotovoltaici (tensione di ingresso = 1500 V), insieme a tutti gli altri componenti LV e MV, sono forniti completamente integrati, cablati e testati in fabbrica.

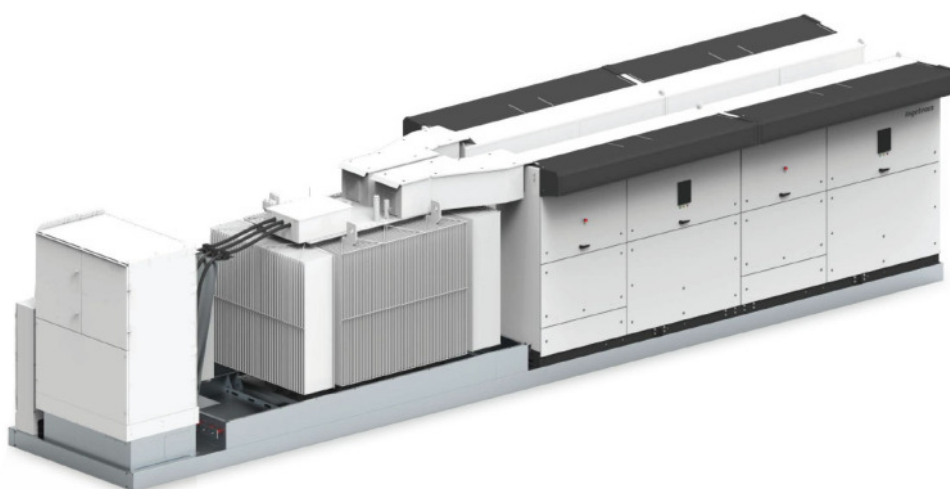


Figura 14 Gruppo di conversione e trasformazione "INGECON SUN - FSK B Series"(tipologico)

Viene fornita di serie con le seguenti attrezzature:

- Da uno a quattro inverter solari INGECON SUN Power B Series;
- Trasformatore ermetico in olio, con tensione secondaria a 36 kV;
- Quadro elettrico AT (36 kV);
- Trasformatore per servizi ausiliari;
- Quadro di bassa tensione.

Uno schema elettrico tipico di una Power Station è il seguente:

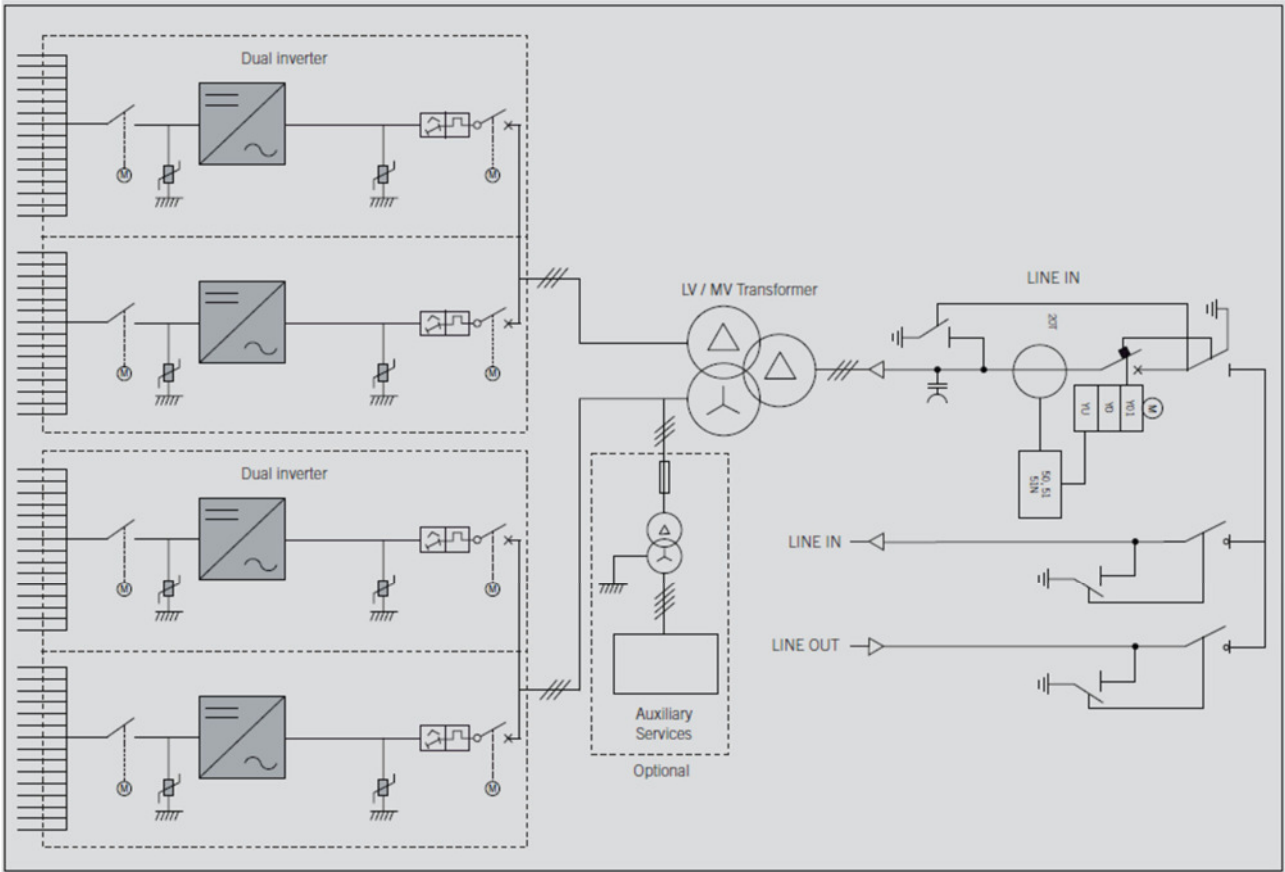


Figura 15 Schema elettrico Power Station tipologico

Per la composizione e numero di PS, fare riferimento alla Tabella 10.

Le PS in configurazione “**entra-esce**” permettono di collegare in serie diversi sottocampi, così come meglio evidenziato nelle figure seguenti:

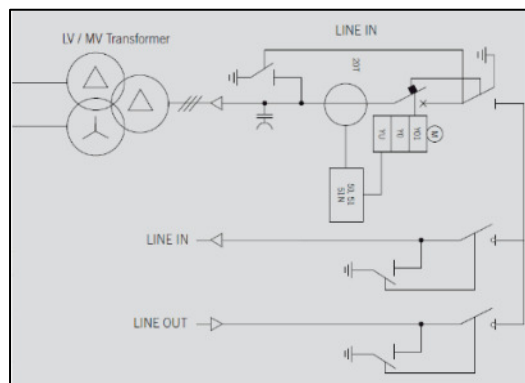


Figura 16. “Entra esce” della PS

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	37 di 66

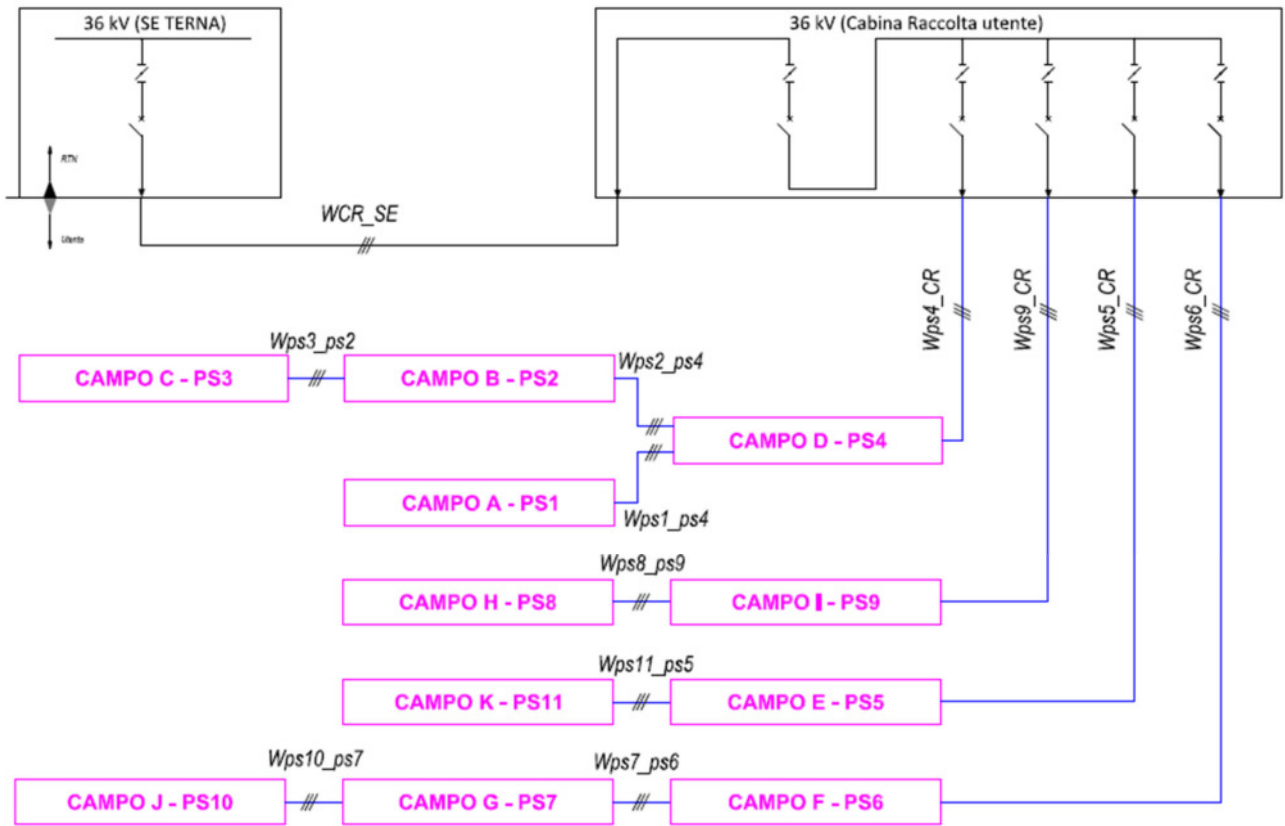


Figura 17 Configurazione "entra-esce" dalle PS

7 LINEE DI INTERCONNESSIONE AT INTERNE

Considerando la distribuzione dei sottocampi nell'impianto (figura 3), e facendo riferimento allo schema di figura 15, si riporta di seguito l'elenco delle tratte di progetto, che interessano i collegamenti elettrici delle varie power station con la cabina di raccolta utente;

dette tratte sono denominate "interne" (al campo PV), per distinguerle dalla tratta "esterna", alla medesima tensione (36kV), che collega la cabina di raccolta con la sezione a 36 kV della stazione elettrica TERNA.

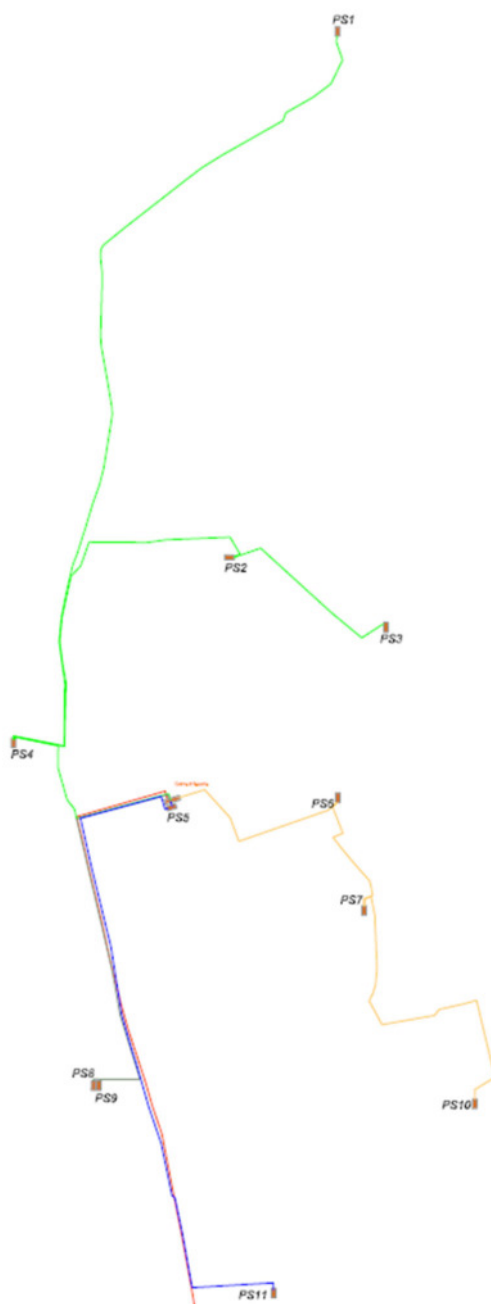


Figura 18 Tratte interne AT "36kV"

PARCO FOTOVOLTAICO NEL COMUNE DI: ALCAMO Loc. Monteleone (TP) - DESCRIZIONE DELLE TRATTE DI PROGETTO

Denominazione Tratta	Tratta elettrica [m]	Tratta elettrica con sfrido del 10% [m]	N° Terne	Scavo cavidotto/elettrodotta [m]					
				Strada Asfaltata	T.O.C.	In canalizz. metallica a parete	Attraversamento sub-alveo	Strada Sterrata	Terreno agricolo
Wps3_ps2	340	374	1						340
Wps2_ps4	780	858	1						780
Wps1_ps4	1600	1760	1						1600
Wps4_CR	400	440	1						400
Wps8_ps9	15	17	1						15
Wps9_CR	740	814	1						740
Wps11_ps5	1200	1320	1						1200
Wps5_CR	10	11	1						10
Wps10_ps7	640	704	1						640
Wps7_ps6	240	264	1						240
Wps6_CR	350	385	1						350

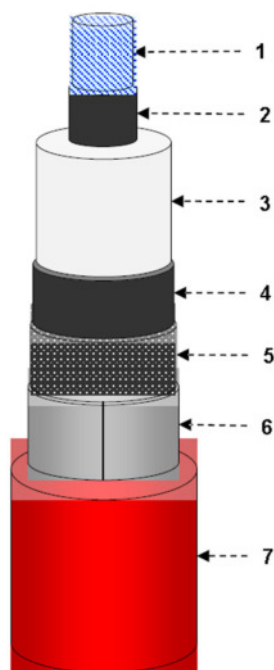
Tabella 17 Elenco tratte elettriche di progetto (interne al campo PV)

Considerando la distribuzione delle power station, si è deciso di suddividere il campo fotovoltaico in **quattro** zone elettricamente indipendenti, ognuna con un proprio arrivo nella cabina di raccolta (CR):

- **Zona A:** PS1-PS2-PS3-PS4;
- **Zona B:** PS8-PS9;
- **Zona C:** PS5-PS11;
- **Zona D:** PS6-PS7-PS10.

7.1 Tipologia Cavi

Per il collegamento elettrico in AT, si prevede l'utilizzo di cavi unipolari di tipo ARE4H5E 20,8/36kV,



1. **Conduttore** alluminio tondo compatto ed intrecciato - classe 2 in accordo alla norma IEC 60228;
2. **Schermo del conduttore** composto da semiconduttore estruso;
3. **Isolamento** composto XLPE estruso;
4. **Schermo di isolamento** composto da semiconduttore estruso - completamente legato;
5. **Impermeabilità longitudinale** nastro semiconduttore per il blocco dell'acqua;
6. Schermo metallico e barriera d'acqua radiale con nastro in alluminio applicato longitudinalmente (spessore nominale = 0,20 mm);
7. **Guaina esterna** composta in Polietilene estruso - colore: rosso.

Figura 19 Cavo unipolare ARE4H5E 20,8/36 kV

aventi le seguenti caratteristiche:

Tensione nominale [U_0]	20,8 kV
Tensione nominale [U]	36 kV
Tensione di prova [kV]	$3,5 * U_0$
Tensione massima U_m	42 kV
Temperatura massima di esercizio	+90°C
Temperatura massima di corto circuito	+250°C
Temperatura minima di installazione e maneggio	-25°C
Raggio minimo di curvatura [mm]	$21 * \phi_{EST}$

Tabella 18 Caratteristiche elettriche cavo ARE4H5E 20,8/36 kV

7.2 Tipologia Posa

Il cavo AT, che interessa il collegamento tra il parco fotovoltaico, la cabina di raccolta e la stazione elettrica, seguirà le modalità di posa riportate nella norma CEI 11-17.

Sarà costituito da cavi unipolari direttamente interrati (modalità di posa tipo M), ad eccezione degli attraversamenti di opere stradali e/o fluviali richieste dagli enti concessionari, per i quali sarà utilizzata una tipologia di posa che prevede i cavi unipolari in tubo interrato (modalità di posa N) o in canalizzazione metallica a parete (modalità di posa E).

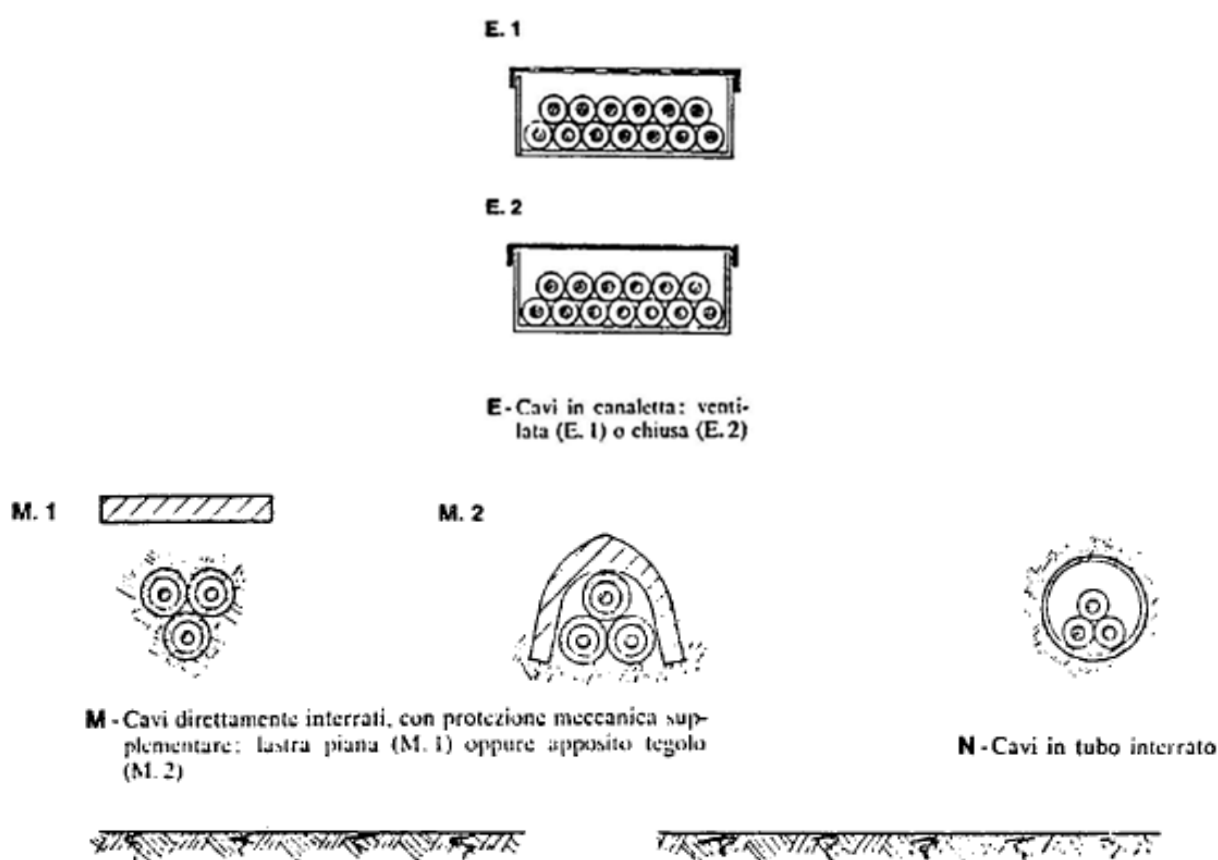


Figura 20: Modalità di Posa (CEI 11-17)

La posa verrà eseguita ad una profondità tra 1,0 – 1,5 m.

Il tracciato del cavo, che segue la viabilità prima definita, è realizzato nel seguente modo:

- Scavo a sezione ristretta obbligata (trincea) con dimensioni variabili;
- Letto di sabbia di circa 10 cm, per la posa delle linee elettriche avvolte ad elica;
- Corda nuda in rame (o in alluminio) per la protezione di terra (avente, come previsto da norma CEI EN 61936-1, una sezione maggiore o uguale di 16 mm² per il rame e 35 mm² nel caso di alluminio, e tubazioni PVC per il contenimento dei cavi di segnale e della fibra ottica, posati direttamente sulla sabbia, all'interno dello scavo;
- Riempimento per almeno 30 cm con sabbia;
- Inserimento per tutta la lunghezza dello scavo, e in corrispondenza dei cavi, delle tegole protettive in plastica rossa per la protezione e individuazione del cavo stesso;
- Nastro in PVC di segnalazione;
- Rinterro con materiale proveniente dallo scavo o con materiale inerte (terreno compattato e sottofondo stradale).

Si riporta di seguito sezione generica dell'elettrodotto:

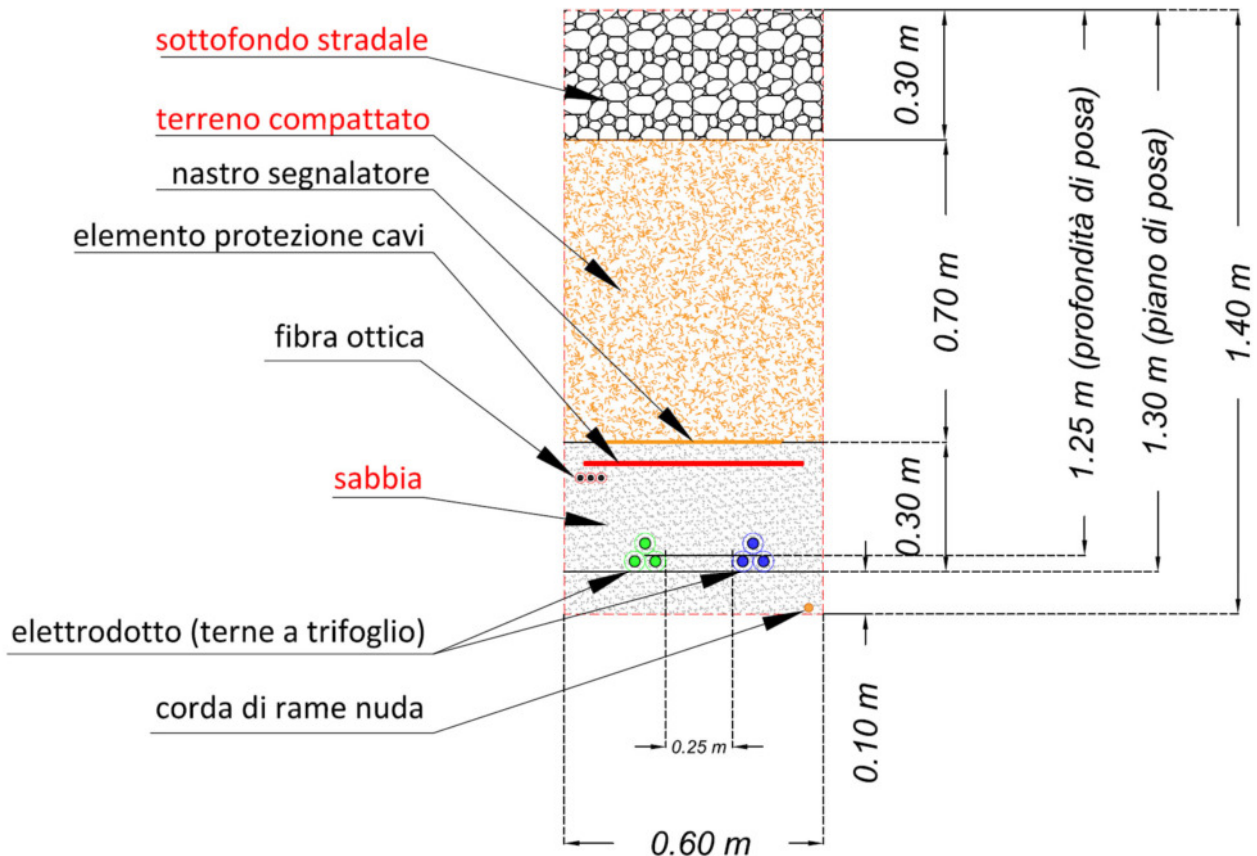


Figura 21 Sezione scavo per cavi direttamente interrati (prof. posa 1,25m)

7.3 DIMENSIONAMENTO CAVI AT

Per il dimensionamento dei cavi in AT è stato adoperato il criterio termico (come indicato dalla CEI UNEL 35027), utilizzando il criterio elettrico come ulteriore verifica delle sezioni scelte. Per il criterio termico è necessario individuare innanzitutto la corrente d'impiego I_b per la singola tratta, in modo da garantire che la portata del cavo I_0 (opportunamente corretta) sia sempre maggiore della corrente d'impiego prevista.

$$I_z = K_{ta} * K_{tt} * K_r * K_p * K_n * K_{ut} * I_0 > I_b$$

Dove:

- K_{ta} è il coefficiente di correzione per posa in aria a temperatura ambientale diversa da 30°C;
- K_{tt} è il coefficiente di correzione per posa interrata a temperatura ambientale diversa da 20°C;
- K_n è il coefficiente di correzione per numero di conduttori caricati nello stesso scavo;
- K_p è il coefficiente di correzione per valori di profondità di posa diversa da 0,8 m;
- K_r è il coefficiente di correzione per valore di resistività termica del terreno diversa da 1,5 K*m/W;
- K_{ut} è il coefficiente di correzione *impostato dal progettista*.

Per il criterio elettrico è necessario verificare che la massima caduta di tensione sul cavo, nelle condizioni di funzionamento ordinario e particolari previsti (per es. avviamento motori), sia entro valori accettabili in relazione al servizio. Indicazioni circa i valori ammissibili per la caduta di tensione possono essere ricavati dalle norme relative agli apparecchi utilizzatori connessi e dalle norme relative agli impianti, ove applicabili. Nel caso specifico si assume:

$$\Delta V = K_L \cdot (RI \cos\varphi + XI \sin\varphi) \leq 5\%$$

Dove:

- K_L = coefficiente di linea: 2 per linea monofase e $\sqrt{3}$ per linea trifase;
- R = resistenza del cavo;
- X = reattanza del cavo;
- I = corrente di impiego (I_b);
- $\cos\varphi$ = fattore di potenza.

Si riportano, di seguito, i dati di progetto per il dimensionamento delle varie tratte di cavo, **interne** al parco (collegamento delle varie power station (PS) con la cabina di raccolta);

Ogni tratta è codificata nel formato W_{xx_yy} (**vedi tabella 17**), dove:

- XX è indicata la partenza;
- YY è indicato l'arrivo.

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	44 di 66

7.3.1 Wps3_ps2

Tratta di cavo congiungente la PS3 (campo C) con la PS2 (campo B):

Wps3_ps2

Sistema trifase

	F-F	F-N
Tensione (kV) =	36,00	20,78
Potenza apparente (kVA) =	1169,00	
Potenza attiva (kW) =	1169,00	

cos φ = 1,00 sin φ = 0,00

Corrente di impiego I_b (A) = 19

Lunghezza tratta (km) = 0,37

cdt desiderata (%)	5,00%
n.ro terne stesso strato	2
dist. fra terne	25 cm
n.ro cavi X fase	1
Sezione (mm ² -tipo)	50 - Al

R	X	C	θext massimo
(Ω/km)	(Ω/km)	(μF/km)	(cm)
0,723	0,150	0,140	3,400

tab.8 [D5] CEI-UNEL 35027 (RG7H1R)

Verifica: I_b < I_z & cdt[%] < 5 %	OK
---	-----------

Tipo di posa: interrato a trifoglio

STD		
30°	temp. amb. posa in aria (K _{ta})	30
20°	temp. posa interr. (K _{tt})	20
1,5 K°m/W	resist. terreno (K _r)	1,00
80 cm	prof. posa interr. (K _p)	125
1	n.ro terne orizz. (K _n)	2 terne a 25 cm
1	coeff. utente (K _{ut})	coeff. sicurezza

Portata cavo I_o (A) = 347

30	1,00
20	1,00
1,00	1,00
0,95	0,95
0,86	0,86
0,90	0,90
K_{tot} =	0,74

Portata cavo I_z (A) = 108

cdt (kV)	0,0088
cdt (%)	0,02%
perdite potenza (kW)	0,2851
perdite potenza (%)	0,02%
utilizzo del cavo [I _b /I _z] (%)	17%

Tipo cavo	Al - Giacca T=250 C
Sezione (mm ²)	50
tempo (s)	1
I _{cc,max} (kA) =	4,60

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	45 di 66

7.3.2 Wps2_ps4

Tratta di cavo congiungente la PS2 (campo B + campo C) con la PS4 (campo D):

Wps2_ps4

Sistema trifase

	F-F	F-N
Tensione (kV) =	36,00	20,78
Potenza apparente (kVA) =	2728,00	
Potenza attiva (kW) =	2728,00	

cos φ = 1,00 sin φ = 0,00

Corrente di impiego I_b (A) = 44

Lunghezza tratta (km) = 0,86

Verifica: I _b ≤ I _z & cdt [%] < 5 %	OK
---	-----------

cdt desiderata (%)	5,00%
n.ro terne stesso strato	2
dist. fra terne	25 cm
n.ro cavi X fase	1
Sezione (mm ² -tipo)	50 - AI

@50°C			
R	X	C	θ _{ext} massimo
(Ω/km)	(Ω/km)	(μF/km)	(cm)
0,723	0,150	0,140	3,400

tab.8 (D5) CEI-UNEI 35027 (RG7H1R)

Tipo di posa:	interrato a trifoglio
STD	
30°	temp. amb. posa in aria (K _{ta})
20°	temp. posa interr. (K _{ti})
1,5 K*m/W	resist. terreno (K _r)
80 cm	prof. posa interr. (K _p)
1	n.ro terne orizz. (K _n)
1	coeff. utente (K _{ut})

Portata cavo I ₀ (A) =	147
30	1,00
20	1,00
terreno compatto umid.norm.	1,00
125	0,95
2 terne a 25 cm	0,86
coeff. sicurezza	0,90
K _{tot} =	0,74
Portata cavo I _z (A) =	108

cdt (kV)	0,0470
cdt (%)	0,13%
perdite potenza (kW)	3,5614
perdite potenza (%)	0,13%
utilizzo del cavo [I _b /I _z] (%)	41%

Corrente di corto ammissibile	
Tipo cavo	AI - Gomma T=250°C
Sezione (mm ²)	50
tempo (s)	1
I _{cc,max} (kA) =	4,60

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	46 di 66

7.3.3 Wps1_ps4

Tratta di cavo congiungente la PS1 (campo A) con la PS4 (campo D):

Wps1_ps4

Sistema trifase

	F-F	F-N
Tensione (kV) =	36,00	20,78
Potenza apparente (kVA) =	1169,00	
Potenza attiva (kW) =	1169,00	

cos φ = 1,00 sin φ = 0,00

Corrente di impiego Ib (A) = 19

Lunghezza tratta (km) = 1,76

cdt desiderata (%) 5,00%

n.ro terne stesso strato	2
dist. fra terne	25 cm
n.ro cavi X fase	1

Sezione (mm²-tipo) **50 - Al**

Portata cavo I₀ (A) = 147

30	1,00
20	1,00
terreno compatto umid.norm.	1,00
125	0,95
2 terne a 25 cm	0,88
coeff.sicurezza	0,90
Ktot =	0,74

Portata cavo I_z (A) = 108

cdt (kV)	0,0413
cdt (%)	0,11%
perdite potenza (kW)	1,3415
perdite potenza (%)	0,11%
utilizzo del cavo [Ib/Iz] (%)	17%

Verifica: Ib-ciz & cdt [%] < 5%	OK
---------------------------------	-----------

Tipo di posa:	interrato a trifoglio
STD	
30°	temp. amb. posa in aria (K _{ta})
20°	temp.posa interr.(K _{ti})
1,5 k*m/W	resist.terreno (K _t)
80 cm	prof.posa interr. (K _p)
1	n.ro terne orizz. (K _n)
1	coeff.utente (K _{ut})

effettiva (con correzione)

@50°C			
R	X	C	Øext massimo
(Ω/km)	(Ω/km)	(μF/km)	(cm)
0,723	0,150	0,140	3,400

tab.8 (D5) CEI-UNEL 35027 (RG7H1R)

Corrente di corto ammissibile	
Tipo cavo	Al - Gamma T:250°C
Sezione (mm ²)	50
tempo (s)	1
I _{cc,max} (kA) =	4,60

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	47 di 66

7.3.4 Wps4_CR

Tratta di cavo congiungente la PS4 (campo D + campo C + campo B + campo A) con la cabina di raccolta (CR):

Wps4_CR

Sistema trifase

	F-F	F-N
Tensione (kV) =	36,00	20,78
Potenza apparente (kVA) =	5690,00	
Potenza attiva (kW) =	5690,00	

cos φ = 1,00 sin φ = 0,00

Corrente di impiego

Ib (A) = 91

Lunghezza tratta (km) = 0,44

cdt desiderata (%) 5,00%

n.ro terne stesso strato	2
dist. fra terne	25 cm
n.ro cavi X fase	1

Sezione (mm²-tipo) **50 - Al**

Portata cavo I₀ (A) = 147

30	1,00
20	1,00
terreno compatto umid.norm.	1,00
125	0,95
2 terne a 25 cm	0,88
coeff.sicurezza	0,90
Ktot =	0,74

Portata cavo I_z (A) = 108

cdt (kV)	0,0503
cdt (%)	0,14%
perdite potenza (kW)	7,9456
perdite potenza (%)	0,14%
utilizzo del cavo [I _b /I _z] (%)	85%

Verifica: I _b ·c _z & c _{ct} [%] < 9 %	OK
--	-----------

Tipo di posa: interrato a trifoglio

STD	
30°	temp. amb. posa in aria (K _{ta})
20°	temp.posa interr. (K _{ti})
1,5 k*m/W	resist.terreno (K _r)
80 cm	prof.posa interr. (K _p)
1	n.ro terne orizz. (K _n)
1	coeff.utente (K _{ut})

effettiva (con correzione)

@50°C

R	X	C	Øext massimo
(Ω/km)	(Ω/km)	(μF/km)	(cm)
0,723	0,150	0,140	3,400

tab.8 (D5) CEI-UNEL 35027 (RG7H1R)

Corrente di corto ammissibile	
Tipo cavo	Al - Gomma T:250°C
Sezione (mm ²)	50
tempo (s)	1
I _{cc,max} (kA) =	4,60

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	48 di 66

7.3.5 Wps8_ps9

Tratta di cavo congiungente la PS8 (campo H) con la PS9 (campo I):

Wps8_ps9

Sistema trifase

	F-F	F-N
Tensione (kV) =	36,00	20,78
Potenza apparente (kVA) =	3586,00	
Potenza attiva (kW) =	3586,00	

cos φ = 1,00 sin φ = 0,00

Corrente di impiego

Ib (A) = 58

Lunghezza tratta (km) = 0,02

cdt desiderata (%) = 5,00%

n.ro terne stesso strato	2
dist. fra terne	25 cm
n.ro cavi X fase	1

Sezione (mm²-tipo) = **50 - AI**

Portata cavo I0 (A) = 147

30	1,00
20	1,00
terreno compatto umid.norm.	1,00
125	0,95
2 terne a 25 cm	0,86
coeff.sicurezza	0,90

Ktot = 0,74

Portata cavo IZ (A) = 108

cdt (kV)	0,0012
cdt (%)	0,00%
perdite potenza (kW)	0,1219
perdite potenza (%)	0,00%
utilizzo del cavo [Ib/Iz] (%)	53%

Verifica: Ib-ciz & cdt [%] < 5 %	OK
----------------------------------	-----------

Tipo di posa: interrato a trifoglio

STD	
30°	temp. amb. posa in aria (Kla)
20°	temp. posa interr. (Ktt)
1,5 k*m/W	resist.terreno (Kt)
80 cm	prof. posa interr. (Kp)
1	n.ro terne orizz. (Kn)
1	coeff.utente (Kut)

effettiva (con correzione)

@50°C

R	X	C	θext massimo
(Ω/km)	(Ω/km)	(μF/km)	(cm)
0,723	0,150	0,140	3,400

tab.8 (D5) CEI-UNEL 35027 (RG7H1R)

Corrente di corto ammissibile	
Tipo cavo	AI - Gomma Tr.250°C
Sezione (mm ²)	50
tempo (s)	1
Icc,max (kA)	4,60

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	49 di 66

7.3.6 Wps9_CR

Tratta di cavo congiungente la PS9 (campo H + campo I) con la cabina di raccolta (CR):

Wps9_CR

Sistema trifase

	F-F	F-N
Tensione (kV) =	36,00	20,78
Potenza apparente (kVA) =	8263,00	
Potenza attiva (kW) =	8263,00	

cos φ = 1,00 sin φ = 0,00

Corrente di impiego

lb (A) = 133

Lunghezza tratta (km) = 0,81

cdt desiderata (%) = 5,00%

n.ro terne sttrato	2
dist. fra terne	25 cm
n.ro cavi X fase	1
Sezione (mm²-tipo)	95 - Al

Portata cavo I₀ (A) = 215

30	1,00
20	1,00
terreno compatto umid.norm.	1,00
125	0,95
2 terne a 25 cm	0,86
coeff.sicurezza	0,90
Ktot =	0,74

Portata cavo I_z (A) = 158

cdt (kV)	0,0875
cdt (%)	0,19%
perdite potenza (kW)	15,4872
perdite potenza (%)	0,19%
utilizzo del cavo [lb/Iz] (%)	84%

Verifica: lb-ciz & cat [%] < 9 %	OK
----------------------------------	-----------

Tipo di posa: interrato a trifoglio

STD	
30°	temp. amb. posa in aria (Kta)
20°	temp. posa interr. (Kti)
1,5 k*m/W	resist. terreno (Kr)
80 cm	prof. posa interr. (Kp)
1	n.ro terne orizz. (Kni)
1	coeff. utente (Kut)

effettiva (con correzione)

@50°C

R	X	C	Øext massimo
(Ω/km)	(Ω/km)	(μF/km)	(cm)
0,361	0,130	0,170	3,500

tab.8 (D5) CEI-UNEL 35027 (RG7H1R)

Corrente di corto ammissibile	
Tipo cavo	Al - Gomma T+250C
Sezione (mm ²)	95
tempo (s)	1
I _{cc,max} (kA) =	8,74

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	50 di 66

7.3.7 Wps11_ps5

Tratta di cavo congiungente la PS11 (campo K) con la PS5 (campo E):

Wps11_ps5

Sistema trifase

	F-F	F-N
Tensione (kV) =	36,00	20,78
Potenza apparente (kVA) =	1559,00	
Potenza attiva (kW) =	1559,00	

cos φ = 1,00 sin φ = 0,00

Corrente di impiego I_b (A) = 25

Lunghezza tratta (km) = 1,32

Verifica: I _b < I _z & cdt [%] < 5 %	OK
---	-----------

cdt desiderata (%)	5,00%
n.ro terne stesso strato	2
dist. fra terne	25 cm
n.ro cavi X fase	1
Sezione (mm ² -tipo)	50 - Al

@50°C			
R	X	C	Øext massimo
(Ω/km)	(Ω/km)	(μF/km)	(cm)
0,723	0,150	0,140	3,400

tab.8 (D5) CEI-UNEL 35027 (RG7H1R)

Tipo di posa:	interrato a trifoglio
STD	
30°	temp. amb. posa in aria (K _{ta})
20°	temp.posa interr.(K _{ti})
1,5 K*m/W	resist.terreno (K _t)
80 cm	prof.posa interr. (K _p)
1	n.ro terne orizz. (K _n)
1	coeff.utente (K _{ut})

Portata cavo I ₀ (A) =	147
30	1,00
20	1,00
terreno compatto umid.norm.	1,00
125	0,95
2 terne a 25 cm	0,86
coeff.sicurezza	0,90
K _{tot} =	0,74
Portata cavo I _z (A) =	108

cdt (kV)	0,0413
cdt (%)	0,11%
perdite potenza (kW)	1,7894
perdite potenza (%)	0,11%
utilizzo del cavo [I _b /I _z] (%)	23%

Corrente di corto ammissibile	
Tipo cavo	Al - Gomma T:250C
Sezione (mm ²)	50
tempo (s)	1
I _{cc,max} (kA) =	4,60

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	51 di 66

7.3.8 Wps5_CR

Tratta di cavo congiungente la PS5 (campo K + campo E) con la cabina di raccolta (CR):

Wps5_CR

Sistema trifase

	F-F	F-N
Tensione (kV) =	36,00	20,78
Potenza apparente (kVA) =	3897,00	
Potenza attiva (kW) =	3897,00	

cos φ = 1,00 sin φ = 0,00

Corrente di impiego Ib (A) = 62

Lunghezza tratta (km) = 0,01

cdt desiderata (%) 5,00%

n.ro terne stesso strato	2
dist. fra terne	25 cm
n.ro cavi X fase	1
Sezione (mm ² -tipo)	50 - AI

Verifica: I_{bc} & cdt [%] < 5 % OK

Tipo di posa: interrato a trifoglio

STD	
30°	temp. amb. posa in aria (K _{ta})
20°	temp. posa interr. (K _{tt})
1,5 K*m/W	resist. terreno (K _r)
80 cm	prof. posa interr. (K _p)
1	n.ro terne orizz. (K _o)
1	coeff. utente (K _{ut})

Portata cavo I_o (A) = 347

30	1,00
20	1,00
terreno compatto umid.norm.	1,00
125	0,95
2 terne a 25 cm	0,86
coeff. sicurezza	0,90
K_{tot} =	0,74

Portata cavo I_z (A) = 108

cdt (kV)	0,0009
cdt (%)	0,00%
perdite potenza (kW)	0,0932
perdite potenza (%)	0,00%
utilizzo del cavo [I _b /I _z] (%)	58%

@50°C			
R	X	C	Øext massimo
(Ω/km)	(Ω/km)	(μF/km)	(cm)
0,723	0,150	0,140	3,400

tab.8 (D5) CEI-UNEL 35027 (RG7H1R)

Corrente di corto ammissibile	
Tipo cavo	AI - Gomma T+250°C
Sezione (mm ²)	50
tempo (s)	1
I _{cc,max} (kA) =	4,60

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	52 di 66

7.3.9 Wps10_ps7

Tratta di cavo congiungente la PS10 (campo J) con la PS7 (campo G):

Wps10_ps7

Sistema trifase

	F-F	F-N
Tensione (kV) =	36,00	20,78
Potenza apparente (kVA) =	1559,00	
Potenza attiva (kW) =	1559,00	

cos φ = 1,00 sin φ = 0,00

Corrente di impiego Ib (A) = 25

Lunghezza tratta (km) = 0,70

cdt desiderata (%) 5,00%

n.ro terne stesso strato	2
dist. fra terne	25 cm
n.ro cavi X fase	1
Sezione (mm ² -tipo)	50 - AI

Portata cavo I0 (A) = 147

30	1,00
20	1,00
terreno compatto umid.norm.	1,00
125	0,95
2 terne a 25 cm	0,86
coeff.sicurezza	0,90
Ktot =	0,74

Portata cavo I2 (A) = 108

cdt (kV)	0,0220
cdt (%)	0,06%
perdite potenza (kW)	0,9544
perdite potenza (%)	0,06%
utilizzo del cavo [Ib/Iz] (%)	23%

Verifica: IbcIz & cdt [%] < 5 %	OK		
---------------------------------	-----------	--	--

Tipo di posa:	interrato a trifoglio		
STD	temp. amb. posa in aria (Kta)	30°	
	temp.posa interr.(Ktt)	20°	
1,5 K*m/W	resist.terreno (Kr)		
80 cm	prof.posa interr. (Kp)		
1	n.ro terne orizz. (Kn)		
1	coeff.utente (Kut)		

effettiva (con correzione)	
-----------------------------------	--

@50°C	R	X	C	θext massimo
(Ω/km)	(Ω/km)	(μF/km)	(cm)	
0,723	0,150	0,140	3,400	

tab.8 (D5) CEI-UNEL 35027 (RG7H1R)

Corrente di corto ammissibile	
Tipo cavo	AI - Gomma T+250°C
Sezione (mm ²)	50
tempo (s)	1
Icc,max (kA) =	4,60

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	53 di 66

7.3.10 Wps7_ps6

Tratta di cavo congiungente la PS7 (campo J + campo G) con la PS6 (campo F):

Wps7_ps6

Sistema trifase

	F-F	F-N
Tensione (kV) =	36,00	20,78
Potenza apparente (kVA) =	2728,00	
Potenza attiva (kW) =	2728,00	

cos φ = 1,00 sin φ = 0,00

Corrente di impiego Ib (A) = 44

Lunghezza tratta (km) = 0,26

cdt desiderata (%) 5,00%

n.ro terne stesso strato	2
dist. fra terne	25 cm
n.ro cavi X fase	1
Sezione (mm ² -tipo)	50 - AI

Verifica: I_b ≤ I_z & cdt [%] < 5 % **OK**

Tipo di posa: interrato a trifoglio

STD		
30°	temp. amb. posa in aria (K _{ta})	30
20°	temp. posa interr. (K _{tt})	20
1,5 K*m/W	resist. terreno (K _r)	1,00
80 cm	prof. posa interr. (K _p)	125
1	n.ro terne orizz. (K _n)	2 terne a 25 cm
1	coeff. utente (K _{ut})	coeff. sicurezza

Portata cavo I₀ (A) = 147

terreno compatto umid.norm. 1,00

coeff. sicurezza 0,90

K_{tot} = 0,74

Portata cavo I_z (A) = 108

cdt (kV)	0,0145
cdt (%)	0,04%
perdite potenza (kW)	1,0958
perdite potenza (%)	0,04%
utilizzo del cavo [I _b /I _z] (%)	41%

@50°C			
R	X	C	θ _{ext} massimo
(Ω/km)	(Ω/km)	(μF/km)	(cm)
0,723	0,150	0,140	3,400

tab.8 (D5) CEI-UNEL 35027 (RG7H1R)

Corrente di corto ammissibile	
Tipo cavo	AI - Gomma T+250°C
Sezione (mm ²)	50
tempo (s)	1
I _{cc,max} (kA)	4,60

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	54 di 66

7.3.11 Wps6_CR

Tratta di cavo congiungente la PS6 (campo J + campo G + campo F) con la cabina di raccolta (CR):

Wps6_CR

Sistema trifase

	F-F	F-N
Tensione (kV) =	36,00	20,78
Potenza apparente (kVA) =	4521,00	
Potenza attiva (kW) =	4521,00	

cos φ = 1,00 sin φ = 0,00

Corrente di impiego

ib (A) = 73

Lunghezza tratta (km) = 0,39

Verifica: Ibc/Iz & cdt [%] < 5 %	
OK	

Sezione (mm²-tipo)

cdt desiderata (%)	5,00%
n.ro terne stesso strato	2
dist. fra terne	25 cm
n.ro cavi X fase	1
Sezione (mm²-tipo)	50 - AI

Portata cavo Io (A) = 147

30	1,00
20	1,00
terreno compatto umid.norm.	1,00
125	0,95
2 terne a 25 cm	0,86
coeff.sicurezza	0,90
Ktot =	0,74

Portata cavo Iz (A) = 108

@50°C			
R	X	C	θext massimo
(Ω/km)	(Ω/km)	(μF/km)	(cm)
0,723	0,150	0,140	3,400

tab.8 (D5) CEI-UNEL 35027 (RG7H1R)

Corrente di corto ammissibile	
Tipo cavo	AI - Gomma T+250°C
Sezione (mm ²)	50
tempo (s)	1
Icc,max (kA) =	4,60

effettiva (con correzione)	
cdt (kV)	0,0349
cdt (%)	0,10%
perdite potenza (kW)	4,3891
perdite potenza (%)	0,10%
utilizzo del cavo [Ib/Iz] (%)	67%



**RELAZIONE DI CALCOLO
PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI**

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	55 di 66

7.3.12 RIEPILOGO tratte interne

PARCO FOTOVOLTAICO NEL COMUNE DI: ALCAMO Loc. Monteleone (TP) con pot.nom. 22371 kW											
Denominazione tratta	Wps3_ps2	Wps2_ps4	Wps1_ps4	Wps4_CR	Wps8_ps9	Wps9_CR	Wps11_ps5	Wps5_CR	Wps10_ps7	Wps7_ps6	Wps6_CR
Potenza attiva [kW] @ cosφ = 1	1169,00	2728,00	1169,00	5690,00	3586,00	8263,00	1559,00	3897,00	1559,00	2728,00	4521,00
Lunghezza Linea [km]	0,37	0,86	1,76	0,44	0,02	0,81	1,32	0,01	0,70	0,26	0,39
N.ro di cavi x fase	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Tipo cavo	ARE4H5E 20,8/36 1x...										
Tipo di posa prevalente	Cavi direttamente interrati (CEI 11-17 - tipo M)										
Disposizione delle terne	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio
Profondità di posa [m]	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
Tipo di linea	Trifase										
Tensione di linea [kV]	36										
Corrente di impiego [A]	18,75	43,75	18,75	91,25	57,51	132,52	25	62,5	25	43,75	72,51
Sez. anima cond. [mm ²]	50	50	50	50	50	95	50	50	50	50	50
Materiale anima conduttore	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al
cdt [kV]	0,01	0,05	0,041	0,05	0,00	0,07	0,04	0,00	0,02	0,01	0,03
cdt [%]	0,02%	0,13%	0,11%	0,14%	0,00%	0,19%	0,11%	0,00%	0,06%	0,04%	0,10%
Potenza dissipata [kW]	0,29	3,56	1,34	7,95	0,12	15,49	1,79	0,09	0,95	1,1	4,39
Potenza dissipata [%]	0,02%	0,13%	0,11%	0,14%	0,00%	0,19%	0,11%	0,00%	0,06%	0,04%	0,10%

Tabella 19 Riepilogo tratte interne

Dati costruttivi cavo ARE4H5E 20,8/36 1x...						
Sez. (mm ²)	Ø cond. (mm)	Øi isolante (mm)	Øext massimo (mm)	Peso (kg/km)	Rmin curv. (mm)	Portata a trifoglio int. [Io] (A)
50	8,20	25,50	34,00	830	450	147
95	11,40	26,50	35,00	950	470	215

Tabella 20 Caratteristiche meccaniche cavi

8 CABINA DI RACCOLTA E SMISTAMENTO

Considerando la distribuzione dei campi fotovoltaici e la potenza complessiva in gioco, si è deciso di dividere l'intero parco in quattro zone elettricamente indipendenti, ognuna con un proprio arrivo nella cabina di raccolta:

- **Zona A:** PS1-PS2-PS3-PS4;
- **Zona B:** PS8-PS9;
- **Zona C:** PS5-PS11;
- **Zona D:** PS6-PS7-PS10.

Il sistema sarà costituito da tutte le apparecchiature necessarie per l'interconnessione e il controllo delle diverse power station (PS).

In particolare, il sistema sarà costituito da strutture MONOBLOCCO in C.A.V., ottenute con un unico getto, che realizza il pavimento, le tre pareti laterali e la soletta di copertura, al quale viene fissata una parete laterale di tamponamento.

Ogni struttura prevede un basamento di fondazione realizzato da una struttura prefabbricata monoblocco di tipo "a vasca" in grado di garantire la massima flessibilità per quanto riguarda la distribuzione dei cavi all'interno della cabina elettrica e al tempo stesso assicurare una corretta distribuzione dei carichi sul terreno.

Il progetto prevede la posa di 4 strutture affiancate, con le seguenti caratteristiche:

- 1) Sala quadri AT;
- 2) Locale Trasformatore S.A. e locale misura;
- 3) Locale Gruppo elettrogeno;
- 4) Control Room e sistemi di comunicazione con TSO.

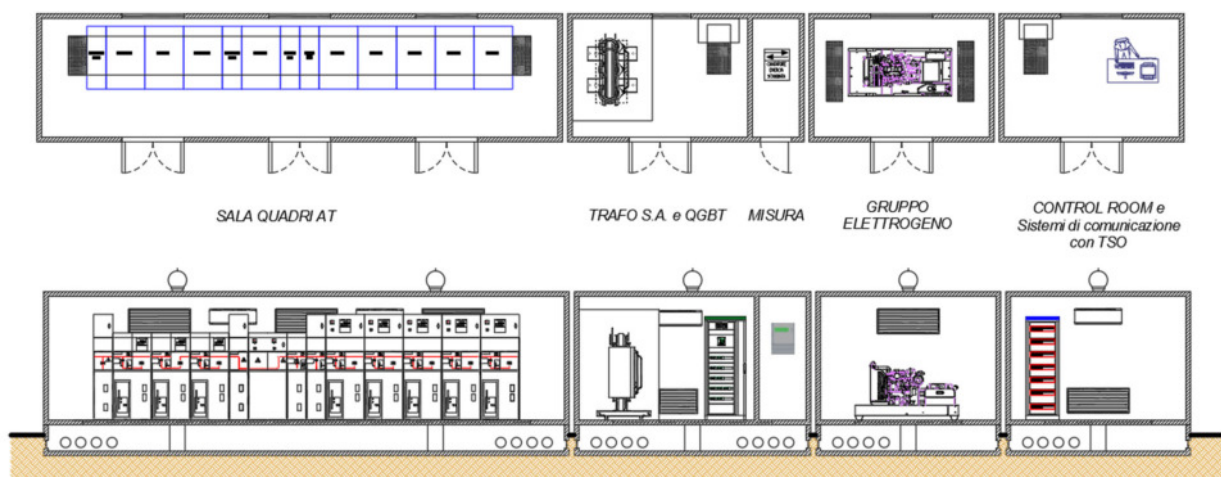


Figura 22 Layout della CR (pianta e sezione)

8.1 Sala quadri AT

Il locale conterrà il quadro AT, così composto:



Figura 23 Quadri AT (tipologico)

- Unità arrivo linea o partenza con sezionatore di messa a terra;
- Unità interruttore con sezionatore di isolamento, TA e uscita cavi, per reattore shunt del cavo di collegamento con la SE RTN;
- Unità interruttore con sezionatore di isolamento, TA, TV e uscita cavi, per DG+DDI con SPG+SPI;
- Unità interruttore con sezionatore di isolamento, TA e uscita cavi, per reattore shunt per rispetto del vincolo sulla potenza reattiva scambiata con la SE RTN;
- Unità risalita sbarre destra o sinistra con TA e TV, per misuratore energia scambiata;
- Unità protezione trasformatore con IMS combinato con fusibili, per l'alimentazione BT dei servizi ausiliari;
- Unità misure, con TV fase-terra per la misura sulla barra AT della tensione omopolare;
- N°4 Unità interruttore con sezionatore di isolamento, TA, TV e uscita cavi, per la protezione di linea di ogni zona.
- Unità interruttore con sezionatore di isolamento, TA, TV e uscita cavi, quale unità di riserva.

Caratteristiche elettriche delle apparecchiature:

- | | |
|---|--------|
| • Tensione nominale: | 36 kV |
| • Tensione massima: | 42 kV |
| • Tensione tenuta a freq. industriale (1 minuto 50 Hz) (valore efficace): | 70 kV |
| • Tensione a impulso atmosferico (onda 1,2 / 50 μs) (cresta): | 170 kV |
| • Corrente nominale ammissibile c.to: | 20 kA |
| • Tempo di estinzione del guasto: | 1 s |

8.2 Locale Trasformatore S.A. e locale misura

Per i Servizi Ausiliari sono previsti diversi sistemi di alimentazione, sia in corrente alternata che in corrente continua, necessari per i sistemi di controllo, comando, protezione e misura.

In particolare, è stata prevista l'alimentazione di tutti i servizi ausiliari mediante un trasformatore 36/0,4 kV dedicato (potenza nominale **160 kVA**).

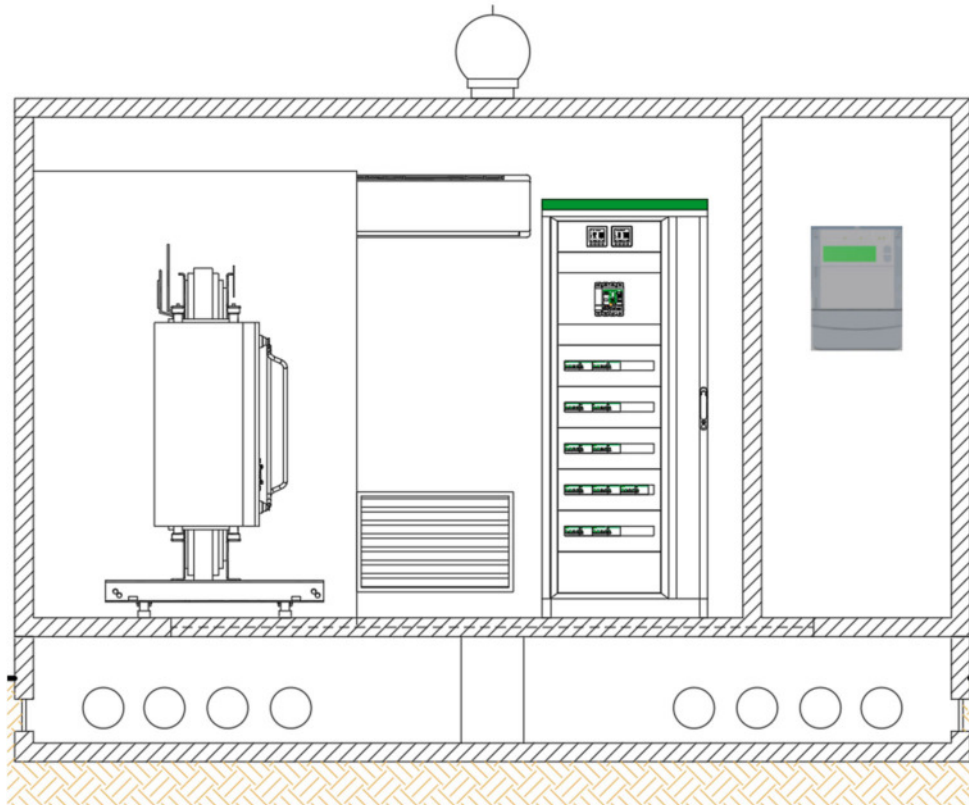


Figura 24 Locale trasformatore S.A. e locale misura

All'interno del locale trasformatore sarà presente anche il quadro generale BT.

Nella stessa struttura, affiancato al locale trasformatore, è previsto il locale misura con i relativi apparati:

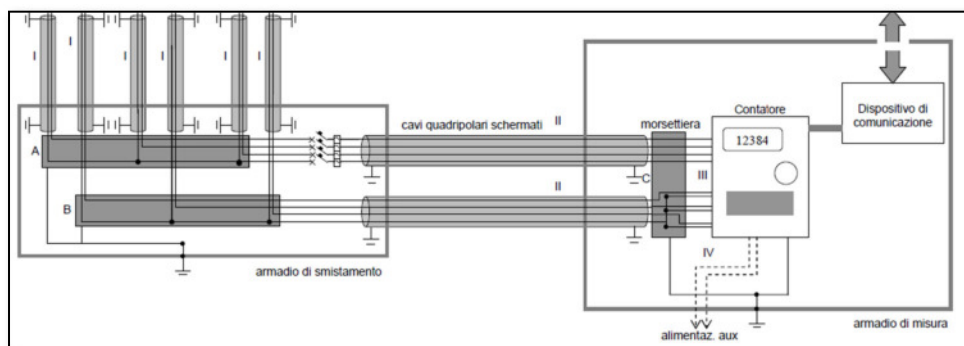


Figura 25 Schema di principio dell'apparecchiatura di Misura Energia scambiata

8.3 Locale Gruppo elettrogeno

Nel locale è prevista l'installazione di un gruppo elettrogeno diesel, per funzionamento in emergenza, con potenza nominale di **25 kVA**, con una tensione di uscita trifase 230/400 V, e relativo QUADRO DI CONTROLLO AUTOMATICO ACP.

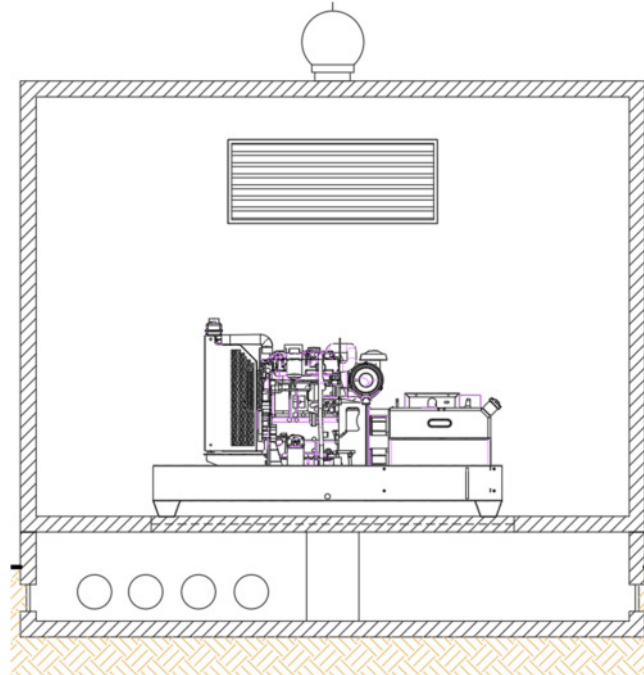


Figura 26 Locale GE

8.4 Control Room e sistemi di comunicazione con TSO

Verrà installato un sistema di monitoraggio e controllo basato su architettura *SCADA* in conformità alle specifiche della piramide CIM, al fine di garantire una resa ottimale dell'impianto fotovoltaico in tutte le situazioni. Il sistema sarà connesso a diversi sistemi e riceverà informazioni:

- di produzione del parco fotovoltaico;
- di produzione degli apparati di conversione;
- di produzione e scambio dai sistemi di misura;
- di tipo climatico ambientale dalle stazioni di rilevamento dati meteo;
- di allarme da tutti gli interruttori e sistemi di protezione.

Il sistema di monitoraggio ambientale avrà il compito di misurare dati climatici e dati anemometrici sul parco fotovoltaico. I parametri rilevati puntualmente dalla stazione di monitoraggio ambientale saranno inviati al sistema di monitoraggio *SCADA* e contribuiranno alla valutazione della producibilità teorica, parametro determinante per il calcolo delle performance dell'impianto fotovoltaico.

I dati monitorati saranno gestiti e archiviati da un sistema di monitoraggio *SCADA*. Il sistema nel suo complesso avrà ottime capacità di precisione di misura, robusta insensibilità ai disturbi, capacità di auto-diagnosi e auto-tuning.

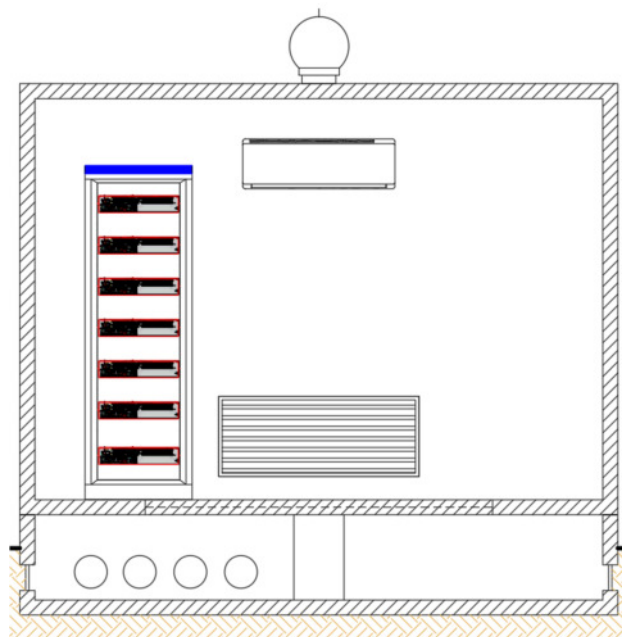


Figura 27 Control ROOM

Nell'ambito del Piano di difesa del sistema elettrico sono previsti sistemi di difesa ad azione correttiva che attuano azioni di distacco, a fronte di eventi predefiniti, o modulazione della produzione.

A tal fine, presso gli impianti di produzione asserviti ai suddetti sistemi di difesa deve essere predisposto un apparato periferico di difesa e monitoraggio (apparato periferico di teleseccato o **UPDM**), avente la funzione di acquisire misure ed altre informazioni ausiliarie e di attuare comandi di distacco o di modulazione della produzione, a seguito della ricezione di un messaggio proveniente da altri apparati periferici di teleseccato o dal sistema centrale di difesa di Terna (TSO).

Detti apparati saranno allocati nel già menzionato locale.

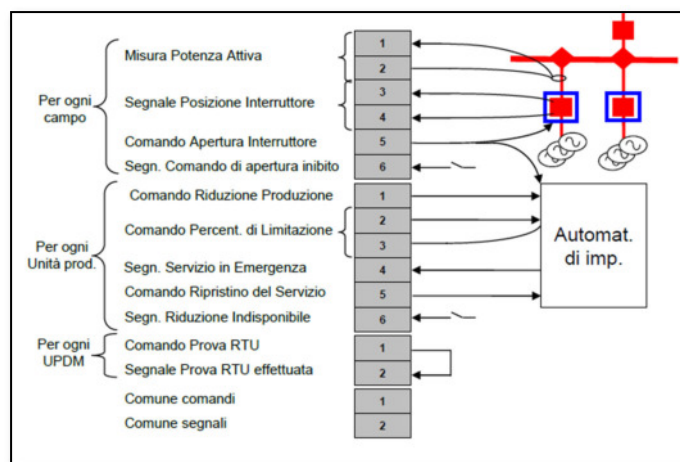


Figura 28 Interfaccia locale di un impianto eolico o fotovoltaico

9 LINEA DI INTERCONNESSIONE AT ESTERNA

Di seguito si procederà al dimensionamento della tratta esterna, che collega la cabina di raccolta con la sezione a 36 kV della stazione elettrica di TERNA.

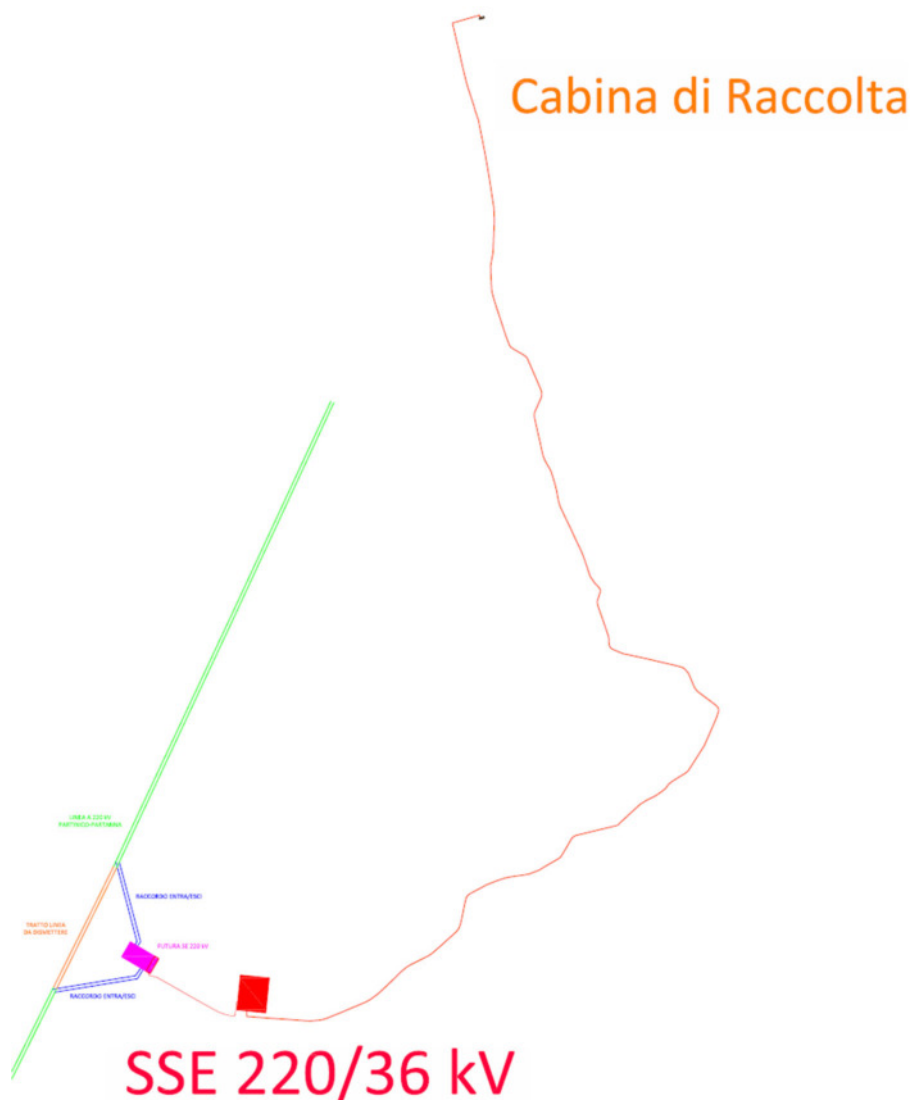


Figura 29 Tratta esterna AT "36kV"

PARCO FOTOVOLTAICO NEL COMUNE DI: ALCAMO Loc. Monteleone (TP) - DESCRIZIONE DELLE TRATTE DI PROGETTO									
Denominazione Tratta	Tratta elettrica [m]	Tratta elettrica con sfrido del 10% [m]	N° Terne	Scavo cavidotto/elettrodotta [m]					
				Strada Asfaltata	T.O.C.	In canalizz. metallica a parete	Attraversamento sub-alveo	Strada Sterrata	Terreno agricolo
WCR_SE	8262	9088	1	4006	150		15	3156	935

Tabella 21 Tratta elettrica di progetto (esterna al campo)

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	62 di 66

Dalla **tabella 21** si evince che, per la tratta **WCR_SE** sono previste due tipologie di posa:

- Direttamente interrato (strada asf. – strada sterrata – terreno agric.) per complessivi 8,097 Km;
- In tubo interrato (T.O.C. – Attr. sub-alveo) per complessivi 0,165 Km.

Dalla **tab. 8 della CEI-UNEL 35027**, si ricava che la **portata in corrente (I₀)** per la modalità di posa in tubo interrato (**rif. E5**) risulta inferiore alla corrispondente portata del medesimo cavo direttamente interrato (**rif. D5**), è evidente che la posa in tubo interrato risulta penalizzante dal punto di vista della portata dei cavi, con conseguente necessità di sovradimensionare i cavi stessi; ragion per cui di seguito si riportano i risultati del **dimensionamento termico**, effettuata per **la posa in tubo interrato**:

Sistema trifase		F-F	
Tensione (kV) =		36,00	
Potenza apparente (kVA) =		22371,00	
Potenza attiva (kW) =		22371,00	
		$\cos \varphi = 1,00$	
Corrente di impiego		I_b (A) =	359
OK	n.ro terne stesso strato		1
	dist. fra terne		–
	n.ro cavi X fase		1
	Sezione (mm ² -tipo)		500 - Al ₃₆
Portata cavo I₀ (A) =		413	
Tipo di posa:	in tubo interrato (T.O.C.)		
STD			
30°	temp. amb. posa in aria (K _{ta})	30	1,00
20°	temp.posa interr.(K _{tt})	20	1,00
1,5 K*m/W	resist.terreno (K _r)	terreno umido o bagnato	1,11
80 cm	prof.posa interr. (K _p)	150	0,93
1	n.ro terne orizz. (K _n)	1 terne a --	1,00
1	coeff.utente (K _{ut})	coeff.sicurezza	0,90
		K_{tot} =	0,93
effettiva (con correzione)		Portata cavo I_z (A) =	384
utilizzo del cavo [I_b/I_z] (%)			93%

tab.8 (E5) CEI-UNEL 35027 (RG7H1R)



RELAZIONE DI CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	63 di 66

Di seguito i calcoli effettuati con la sezione scelta in precedenza (**500 mm² - Al**), per la modalità di posa prevalente (direttamente interrati a trifoglio)

Posa direttamente interrato (posa prevalente)

WCR_SE

Sistema trifase

	F-F	F-N
Tensione (kV) =	36,00	20,78
Potenza apparente (kVA) =	22371,00	
Potenza attiva (kW) =	22371,00	

cos φ = 1,00 sin φ = 0,00

Corrente di impiego I_b (A) = 359

Lunghezza tratta (km) = 9,00

cdt desiderata (%) 5,00%

n.ro terne stesso strato	1
dist. fra terne	-
n.ro cavi X fase	1
Sezione (mm ² -tipo)	500 - Al_36

Portata cavo I₀ (A) = 547

temp. amb. posa in aria (K _{ta})	30	1,00
temp.posa interr.(K _{tt})	20	1,00
resist.terreno (K _r)	1,00	1,00
prof.posa interr.(K _p)	125	0,95
n.ro terne orizz.(K _n)	1 terne a -	1,00
coeff.utente (K _{ut})	coeff.sicurezza	0,90
	K _{tot} =	0,86

Portata cavo I_z (A) = 468

cdt (kV)	0,3827
cdt (%)	1,06%
perdite potenza (kW)	237,8186
perdite potenza (%)	1,06%
utilizzo del cavo [I _b /I _z] (%)	77%

Verifica: I _b /I _z & cdt (%) < 5 %	OK
--	----

Tipo di posa:	interrato a trifoglio
---------------	-----------------------

STD	
30°	
20°	
1,5 K ^m /W	
80 cm	
1	
1	

effettiva (con correzione)

Portata cavo I _z (A)	468
---------------------------------	-----

@50°C			
R	X	C	Øext massimo
(Ω/km)	(Ω/km)	(μF/km)	(cm)
0,068	0,098	0,337	5,170

tab. 8 (DS) CEI-UNEL 35027 (RG7H1R)

Corrente di corto ammissibile	
Tipo cavo	Al - Gamma T4250°C
Sezione (mm ²)	500
tempo (s)	1
I _{cc,max} (kA) =	46,00

Dati costruttivi cavo ARE4H5E 20,8/36 1x...						
Sez.	Ø cond.	Øi isolante	Øext massimo	Peso	Rmin curv.	Portata a trifoglio int. [I ₀]
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)	(A)
500	26,50	42,60	51,70	2630	1086	547

Tabella 22 Caratteristiche meccaniche cavo per tratta esterna



**RELAZIONE DI CALCOLO
PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI**

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	64 di 66

10 RIEPILOGO

Di seguito, la tabella riassuntiva e lo schema a blocchi dell'intero impianto:

PARCO FOTOVOLTAICO NEL COMUNE DI: ALCAMO Loc. Monteleone (TP) con pot.nom. 22371 kW												
Denominazione tratta	Wps3_ps2	Wps2_ps4	Wps1_ps4	Wps4_CR	Wps8_ps9	Wps9_CR	Wps11_ps5	Wps5_CR	Wps10_ps7	Wps7_ps6	Wps6_CR	CR-SE
Potenza attiva [kW] @ cosφ = 1	1169,00	2728,00	1169,00	5690,00	3586,00	8263,00	1559,00	3897,00	1559,00	2728,00	4521,00	22371,00
Lunghezza Linea [km]	0,37	0,86	1,76	0,44	0,02	0,81	1,32	0,01	0,70	0,26	0,39	9,00
N.ro di cavi x fase	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
N.ro di terne sullo stesso strato	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1
Tipo cavo	ARE4H5E 20,8/36 1x...											
Tipo di posa prevalente	Cavi direttamente interrati (CEI 11-17 - tipo M)											
Disposizione delle terne	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio
Profondità di posa [m]	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
Tipo di linea	Trifase											
Tensione di linea [kV]	36											
Corrente di impiego [A]	18,75	43,75	18,75	91,25	57,51	132,52	25	62,5	25	43,75	72,51	358,78
Sez. anima cond. [mm ²]	50	50	50	50	50	95	50	50	50	50	50	500
Materiale anima conduttore	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al
cdt [kV]	0,01	0,05	0,041	0,05	0,00	0,07	0,04	0,00	0,02	0,01	0,03	0,40
cdt [%]	0,02%	0,13%	0,11%	0,14%	0,00%	0,19%	0,11%	0,00%	0,06%	0,04%	0,10%	1,06%
CDT max (da SE) [%]	1,46%	1,44%	1,31%	1,20%	1,25%	1,25%	1,17%	1,06%	1,26%	1,20%	1,16%	1,06%
Potenza dissipata [kW]	0,29	3,56	1,34	7,95	0,12	15,49	1,79	0,09	0,95	1,1	4,39	238,00
Potenza dissipata [%]	0,02%	0,13%	0,11%	0,14%	0,00%	0,19%	0,11%	0,00%	0,06%	0,04%	0,10%	1,06%
Potenza impianto [MW]	22,37											
Potenza dissipata impianto [MW]	0,28											
Potenza dissipata impianto [%]	1,23											

Tabella 23 Riepilogo tratte in cavo dell'intero impianto

Come si evince dalla tabella 23:

la c.d.t. totale (dalla SE RTN) del ramo "zona A" è pari a:

$$\text{cdt} [\%] = 1,46 (< 5)$$

la c.d.t. totale (dalla SE RTN) del ramo "zona B" è pari a:

$$\text{cdt} [\%] = 1,25 (< 5)$$

la c.d.t. totale (dalla SE RTN) del ramo "zona C" è pari a:

$$\text{cdt} [\%] = 1,17 (< 5)$$

la c.d.t. totale (dalla SE RTN) del ramo "zona D" è pari a:

$$\text{cdt} [\%] = 1,26 (< 5)$$

La potenza totale dissipata, a regime (potenza nominale di produzione), è pari a:

$$\text{Potenza dissipata [MW]} = 0,28$$

$$\text{Potenza dissipata} [\%] = 1,23$$

CODICE	FV.ALC01.PD.H.04
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	11/2023
PAGINA	65 di 66

