

ALBARUM S.r.l.

Via Privata Giovanni Bensi, n. 12/5

Milano 20152

P.Iva 04294740982

albarumsrl@legalmail.it



Head Quarter - North Italy:
Via A. Volta, 13
25010 San Zeno Naviglio (BS)

Field Office - Centre&South Italy
Via Enrico Mattei, 93 - Z.I. "A"
62012 Civitanova Marche (MC)

rpe@kbdev.it www.kbdev.it
P. Iva 03617590983

Impianto AGROVOLTAICO - Gildone (CB)

PROGETTO DEFINITIVO



0	08/2023	Emissione	SINTECNICA	SINTECNICA	Green Horse engineering
REV	DATA	OGGETTO	PREPARATO	CONTROLLATO	APPROVATO



TITOLO

RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI

NOTE

IDENTIFICAZIONE ELABORATO

F	V	G	I	L	D	E	I	M	R	0	3	4
ARGOMENTO	PROGETTO	LIVELLO	AREA	TIPO	PROGRESSIVO							

FORMATO

A4

INDICE

1. PREMESSA.....	4
2. RIFERIMENTI NORMATIVI.....	5
2.1. NORME DI RIFERIMENTO PER LA BASSA TENSIONE	5
2.2. NORME DI RIFERIMENTO PER LA MEDIA TENSIONE.....	7
2.3. NORME DI RIFERIMENTO PER L'ALTA TENSIONE	7
3. CALCOLO PRELIMINARE ELETTRICO AT	9
3.1. ELEMENTI DELLA SOTTOSTAZIONE AT UTENTE.....	9
3.2. DIMENSIONAMENTO CAVO AT	9
3.3. TRASFORMATORE AT/MT.....	12
3.4. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	14
4. CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTI ELETTRICI MT E BT	15
4.1. CALCOLO DELLE CORRENTI DI IMPIEGO	15
4.2. ARMONICHE	16
4.3. DIMENSIONAMENTO CAVI.....	17
4.4. INTEGRALE DI JOULE	18
4.5. DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI NEUTRO.....	19
4.6. DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE	20
4.7. CALCOLO DELLA TEMPERATURA DEI CAVI.....	21
4.8. CADUTE DI TENSIONE	21
4.9. TRASFORMATORI	22
4.9.1. TRASFORMATORI A DUE AVVOLGIMENTI.....	22
4.9.2. TRASFORMATORI A TRE AVVOLGIMENTI.....	24
4.9.3. FATTORI DI CORREZIONE PER GENERATORI E TRASFORMATORI (EN 60909-0)	25
4.9.4. FATTORI DI CORREZIONE PER TRASFORMATORI (EN 60909-0 PAR. 6.3.3)	25
4.9.5. FATTORI DI CORREZIONE PER GENERATORI SINCRONI (EN 60909-0 PAR. 6.6.1)	25
4.9.6. FATTORE DI CORREZIONE PER GRUPPI DI PRODUZIONE CON REGOLAZIONE AUTOMATICA DELLA TENSIONE DEL TRASFORMATORE (EN 60909-0 PAR. 6.7.1)	26
4.9.7. FATTORE DI CORREZIONE PER GRUPPI DI PRODUZIONE SENZA REGOLAZIONE AUTOMATICA DELLA TENSIONE DEL TRASFORMATORE (EN 60909-0 PAR. 6.7.2)	26
5. FORNITURA DELLA RETE	27
5.1. BASSA TENSIONE	27
5.2. MEDIA TENSIONE E ALTA TENSIONE	28
5.3. IMPEDENZA NOTA.....	29
5.4. CORRENTE CONTINUA	29
6. STUDIO DI CORTOCIRCUITO	30
6.1. STATO DEL NEUTRO DI IMPIANTO.....	30
6.2. CALCOLO DEI GUASTI INTERNI AL CAMPO FOTOVOLTAICO IN MEDIA TENSIONE.....	30
6.2.1. CALCOLO DELLE CORRENTI MASSIME DI CORTOCIRCUITO.....	30
6.2.2. CALCOLO DELLE CORRENTI MINIME DI CORTOCIRCUITO	33
6.2.3. CALCOLO GUASTI BIFASE-NEUTRO E BIFASE-TERRA	34
6.2.4. GUASTI MONOFASI A TERRA LINEE MT	34
6.3. SCELTA DELLE PROTEZIONI	36
6.3.1. VERIFICA DELLA PROTEZIONE A CORTOCIRCUITO DELLE CONDUTTURE	36
6.3.2. VERIFICA DI SELETTIVITÀ	37
6.4. FUNZIONAMENTO IN SOCCORSO	37

6.5. MASSIMA LUNGHEZZA PROTETTA IN MT.....	37
7. CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTO DI TERRA.....	38
7.1. DEFINIZIONI	38
7.2. INFORMAZIONI PRELIMINARI	39
7.2. TIPOLOGIA DI DISPERSORI DI TERRA.....	39
7.4. CALCOLI DELL'ESTENSIONE DELL'IMPIANTO DI TERRA	43
7.4.1. CONTRIBUTO ALLA CORRENTE DI CORTOCIRCUITO DELL'IMPIANTO LATO AT.....	43
7.4.2. ANALISI DELLA RETE DI TERRA	43
7.4.3. RISOLUZIONE GUASTO MT	44
7.4.4. RISOLUZIONE GUASTO BT (AC CURRENT).....	45
7.4.5. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI ED INDIRETTI.....	45
7.4.6. RISOLUZIONE GUASTO BT (DC CURRENT).....	46
8. SCARICHE ATMOSFERICHE.....	46

1. PREMESSA

Lo scopo di questa relazione tecnica è presentare un calcolo preliminare degli impianti elettrici e dell'impianto di terra relativo all'impianto agrivoltaico di produzione di energia da fonte solare, di potenza di picco complessiva pari a 26,624 MWp, sito nel comune di Gildone, provincia di Campobasso – Regione Molise.

L'impianto in progetto è denominato:

NUOVO IMPIANTO "FOTOVOLTAICO GILDONE" ubicato in località Gildone - CAMPOBASSO (MOLISE / ITALIA) della potenza complessiva di 26,624 MWp.

Il progetto rientra nelle azioni relative alla produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili nell'ottica di una progressiva sostituzione dei combustibili fossili e della riduzione dei gas climalteranti, secondo quanto previsto dagli accordi internazionali in materia, le leggi italiane e i dispositivi di incentivazioni nazionali.

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV con una Stazione Elettrica (SE) a 150/36 kV della RTN inserita in entra-esce sulla direttrice RTN 150 kV "CP Campobasso – CP Cercemaggiore - Castelpagano".

L'impianto sarà suddiviso in 8 sottocampi che si estendono per circa 42,53 ha: ad ognuno di essi sarà associata una cabina di trasformazione MT/BT (Power Station), con una potenza nominale pari a 5000 kVA.

La distribuzione MT interna all'impianto sarà 30 kV con 4 linee in partenza dalla cabina generale MT verso i vari sottocampi. All'esterno della cabina MT generale sarà posizionata la SSE utente, la quale comprende il trasformatore elevatore 30/36 kV e tutti gli elementi di protezione, misura e sezionamento necessari al collegamento alla RTN. Tale collegamento sarà realizzato attraverso una linea di lunghezza circa 4 km in cavo AT 36 kV.

Di seguito viene riportata la configurazione dell'impianto:

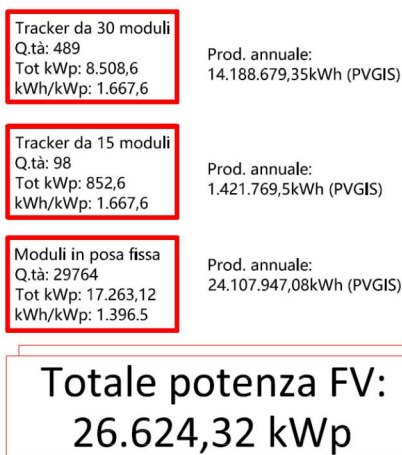


Figura 1 - Tipologia strutture

In questo documento verrà descritto dapprima il livello AT con un dimensionamento preliminare elettrico delle apparecchiature utilizzate per la connessione dell'impianto alla SSE Terna.

Di seguito poi per i livelli MT e BT verranno presentati i calcoli preliminari per il dimensionamento di cavi, apparecchiature e protezioni di impianto.

Verranno poi descritte le caratteristiche della fornitura nei diversi livelli di tensione con l'identificazione delle impedenze per il calcolo delle correnti di guasto per i livelli AT-MT-BT e lo studio di cortocircuito. Si arriverà in questo modo ad un calcolo preliminare dell'impianto di terra, con quest'ultimo che consisterà in un'estensione dell'impianto di centrale già esistente. Infine, verrà affrontato preliminarmente il problema delle scariche atmosferiche.

2. RIFERIMENTI NORMATIVI

2.1. NORME DI RIFERIMENTO PER LA BASSA TENSIONE

CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI 11-20 IVa Ed. 2000-08: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti I e II categoria.

CEI EN 60909-0 IIIa Ed. (IEC 60909-0:2016-12): Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0: Calcolo delle correnti.

IEC 60090-4 First ed. 2000-7: Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 4: Esempi per il calcolo delle correnti di cortocircuito.

CEI 11-28 1993 Ia Ed. (IEC 781): Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali e bassa tensione.

CEI EN 60947-2 (CEI 17-5) Ed. 2018-04: Apparecchiature a bassa tensione. Parte 2: Interruttori automatici.

CEI 20-91 2010: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

CEI EN 60898-1 (CEI 23-3/1 Ia Ed.) 2004: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari.

CEI EN 60898-2 (CEI 23-3/2) 2007: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua.

CEI 64-8 VIIa Ed. 2012: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua.

IEC 364-5-523: Wiring system. Current-carrying capacities.

IEC 60364-5-52 IIIa Ed. 2009: Electrical Installations of Buildings - Part 5-52: Selection and Erection of Electrical Equipment - Wiring Systems.

CEI UNEL 35016 2016: Classe di Reazione al fuoco dei cavi in relazione al Regolamento EU "Prodotti da Costruzione" (305/2011).

CEI UNEL 35023 2012: Cavi di energia per tensione nominale U uguale ad 1 kV - Cadute di tensione.

CEI UNEL 35024/1 1997: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.

CEI UNEL 35024/2 1997: Cavi elettrici ad isolamento minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.

CEI UNEL 35026 2000: Cavi elettrici 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.

CEI EN 61439 2012: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

CEI 17-43 IIa Ed. 2000: Metodo per la determinazione delle sovratemperature, mediante estrapolazione, per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) non di serie (ANS).

CEI 23-51 2016: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.

2.2. NORME DI RIFERIMENTO PER LA MEDIA TENSIONE

CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI 99-2 (CEI EN 61936-1) 2011: Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.

CEI 11-17 IIIa Ed. 2006: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo.

CEI-UNEL 35027 IIa Ed. 2009: Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV.

CEI 99-4 2014: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.

CEI 17-1 VIIa Ed. (CEI EN 62271-100) 2013: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 100: Interruttori a corrente alternata.

CEI 17-130 (CEI EN 62271-103) 2012: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 103: Interruttori di manovra e interruttori di manovra sezionatori per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso.

IEC 60502-2 2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV up to 30 kV – Part 2.

IEC 61892-4 Ia Ed. 2007-06: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables.

2.3. NORME DI RIFERIMENTO PER L'ALTA TENSIONE

CEI 11-4, "Esecuzione delle linee elettriche esterne", quinta edizione, 1998-09

CEI 11-60, "Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne", seconda edizione, 2002-06

CEI 211-4, "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche", prima edizione, 1996-07

CEI 211-6, "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", prima edizione, 2001-01

CEI 103-6 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto", terza edizione, 1997-12

CEI 106-11, "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) - Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo", prima edizione, 2006-02

CEI 11-1, "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata", nona edizione, 1999-01

CEI 33-2, "Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi", terza edizione, 1997

CEI 36-12, "Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V", prima edizione, 1998

CEI 57-2, "Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata", seconda edizione, 1997

CEI 57-3, "Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate", prima edizione, 1998

CEI 64-2, "Impianti elettrici in luoghi con pericolo di esplosione" quarta edizione", 2001

CEI 64-8/1, "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua", sesta edizione, 2007

CEI EN 50110-1-2, "Esercizio degli impianti elettrici", prima edizione, 1998-01

CEI EN 60076-1, "Trasformatori di potenza", Parte 1: Generalità, terza edizione, 1998

CEI EN 60076-2, "Trasformatori di potenza Riscaldamento", Parte 2: Riscaldamento, terza edizione, 1998

CEI EN 60137, "Isolatori passanti per tensioni alternate superiori a 1000 V", quinta edizione, 2004

CEI EN 60721-3-4, "Classificazioni delle condizioni ambientali", Parte 3: Classificazione dei gruppi di parametri ambientali e loro severità, Sezione 4: Uso in posizione fissa in luoghi non protetti dalle intemperie, seconda edizione, 1996

CEI EN 60721-3-3, "Classificazioni delle condizioni ambientali e loro severità", Parte 3: Classificazione dei gruppi di parametri ambientali e loro severità, Sezione 3: Uso in posizione fissa in luoghi protetti dalle intemperie, terza edizione, 1996

CEI EN 60068-3-3, "Prove climatiche e meccaniche fondamentali", Parte 3: Guida – Metodi di prova sismica per apparecchiature, prima edizione, 1998

CEI EN 60099-4, "Scaricatori ad ossido di zinco senza spinterometri per reti a corrente alternata", Parte 4: Scaricatori ad ossido metallico senza spinterometri per reti elettriche a corrente alternata, seconda edizione, 2005

CEI EN 60129, "Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata a tensione superiore a 1000 V", 1998

CEI EN 60529, "Gradi di protezione degli involucri", seconda edizione, 1997

CEI EN 62271-100, "Apparecchiatura ad alta tensione", Parte 100: Interruttori a corrente alternata ad alta tensione, sesta edizione, 2005

CEI EN 62271-102, "Apparecchiatura ad alta tensione", Parte 102 : Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata per alta tensione, prima edizione, 2003

CEI EN 60044-1, "Trasformatori di misura", Parte 1: Trasformatori di corrente, edizione quarta, 2000

CEI EN 60044-2, "Trasformatori di misura", Parte 2: Trasformatori di tensione induttivi, edizione quarta, 2001

CEI EN 60044-5, "Trasformatori di misura", Parte 5: Trasformatori di tensione capacitivi , edizione prima, 2001

CEI EN 60694, "Prescrizioni comuni per l'apparecchiatura di manovra e di comando ad alta tensione", seconda edizione 1997

CEI EN 61000-6-2, "Compatibilità elettromagnetica (EMC)", Parte 6-2: Norme generiche - Immunità per gli ambienti industriali, terza edizione, 2006

CEI EN 61000-6-4, "Compatibilità elettromagnetica (EMC)", Parte 6-4: Norme generiche – Emissione per gli ambienti industriali, seconda edizione, 2007

UNI EN 54, "Sistemi di rivelazione e di segnalazione d'incendio", 1998

UNI 9795, "Sistemi automatici di rilevazione e di segnalazione manuale d'incendio", 2005

3. CALCOLO PRELIMINARE ELETTRICO AT

3.1. ELEMENTI DELLA SOTTOSTAZIONE AT UTENTE

Come descritto nella premessa l'impianto in oggetto è connesso con linea in cavo a 36kV alla Stazione Elettrica (SE) della RTN inserita in entra-esce sulla direttrice RTN 150 kV "CP Campobasso – CP Cercemaggiore - Castelpagano". Tutti gli elementi in tensione saranno posti tra loro a distanze tali da garantire una buona tenuta dielettrica, secondo quanto riportato nelle norme CEI 11-27 e CEI EN 61936-1. Inoltre tutti gli elementi dovranno essere dimensionati per la massima corrente di cortocircuito sulla sbarra in stazione Terna (assunta pari a 31,5 kA).

La stazione AT Terna sarà collegata alla sottostazione di impianto attraverso un collegamento in linea in cavo AT 36kV di lunghezza pari a circa 4 km.

La "sottostazione utente" sarà realizzata in prossimità della cabina generale MT del campo fotovoltaico.

Gli elementi principali presenti in tale SSE utente saranno i seguenti:

- Terminale cavo AT 36kV con scaricatore di sovratensione;
- Interruttori blindati per interno di Alta Tensione a 36kV;
- TV con 4 secondari (di cui uno suggellabile ed esclusivo per le misure fiscali);
- TA con 4 secondari (di cui uno suggellabile ed esclusivo per le misure fiscali);
- Scaricatore di sovratensione;
- Trasformatore elevatore MT/AT 30/36 kV, 40/50 MVA.

Il sistema di controllo e monitoraggio della SSE sarà gestito all'interno della cabina generale MT.

La scelta, il posizionamento e la gestione di tutti gli elementi comprendenti lo stallo utente verranno effettuati secondo quanto previsto dagli standard e dalle prescrizioni contenute negli allegati Terna.

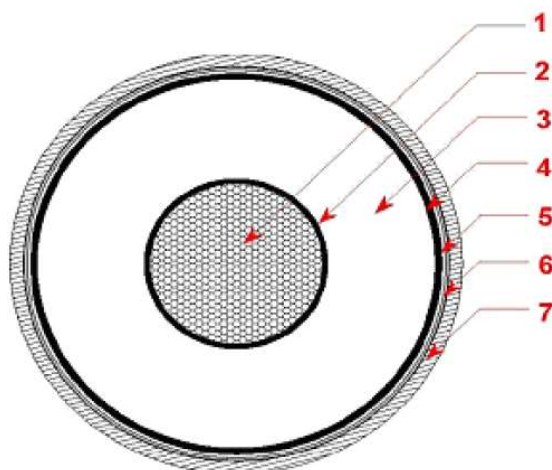
3.2. DIMENSIONAMENTO CAVO AT

La sezione del conduttore AT verrà scelta tale da garantire una portata superiore alla corrente di impiego I_b lato SSE di impianto.

Il conduttore scelto (in rame o alluminio) dovrà essere dotato di due strati semiconduttivi estrusi, tra i quali sarà posizionato il materiale isolante (EPR, XLPE, PVC).

Il secondo strato semiconduttore dovrà avere un rivestimento impermeabile per evitare la propagazione longitudinale dell'acqua.

L'elemento a cui si deve prestare maggiore attenzione è il dimensionamento della calza, di materiale conduttore, che oltre a fornire schermatura elettrostatica e protezione meccanica al cavo deve consentire la circolazione a bassa impedenza delle correnti di guasto in caso di cedimento dell'isolante. Pertanto, quest'ultima sarà dimensionata in maniera tale da sostenere la massima corrente di guasto verso terra (dato fornito da Terna). Oltre la calza schermante si prescrive una protezione anticorrosiva e un'ultima protezione meccanica esterna, di seguito si riporta una sezione e descrizione di un tipico cavo in AT (Figura in basso).



- | | |
|----------------------------------|------------------------------|
| 1. Conduttore | 5. Rivestimento impermeabile |
| 2. Strato semiconduttivo interno | 6. Guaina metallica |
| 3. Isolante | 7. Guaina protettiva esterna |
| 4. Strato semiconduttivo esterno | |

Figura 2 - Sezione tipologica cavo AT 36 kV

La terna di cavi AT per il collegamento dello stallo in SSE alla stazione AT Terna dovrà essere posata con disposizione delle fasi a trifoglio su tubo ad una profondità di almeno 1m rispetto al p.d.c.

Sulla base del calcolo della massima corrente di impiego Ib lato 36 kV dovuta alla produzione fotovoltaica, pari a 428 A e in considerazione della massima corrente di guasto verso terra assunta pari a circa 20 kA (considerando il contributo dovuto dall'impianto fotovoltaico trascurabile in quanto minore di 0,15 kA), è stato ipotizzato l'impiego di un cavo AT con le seguenti caratteristiche preliminari.

HV XLPE CABLE WITH COPPER WIRES SCREEN AND ALUMINIUM LAMINATED FOIL

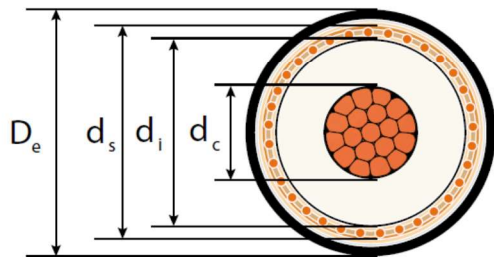
26/45 ÷ 47 (52) kV

XRUHKXS according to ZN-TF-530

2XS(FL)2Y according to IEC 60840

N2XS(FL)2Y according to DIN VDE 0276-632

COPPER CONDUCTOR



Cross section of conductor	Diameter of conductor	Insulation		Metallic screen		D_e Outer diameter of cable	Cable weight	Maximum pulling force	Minimal bending radius
		Nominal thickness	Diameter over insulation	Cross section	Diameter over screen				
mm ²		mm		mm ²	mm	mm	kg/km	kN	m
95RM	11.5 ^{+0.20}	9.0	30.7	35	34.5	41	2270	4.8	1.0
120RM	12.8 ^{+0.25}	9.0	32.0	35	35.8	42	2550	6.0	1.1
150RM	14.4 ^{+0.20}	9.0	33.6	35	37.4	44	2860	7.5	1.1
185RM	15.8 ^{+0.40}	9.0	35.0	35	38.8	45	3240	9.3	1.1
240RM	18.5 ^{+0.30}	9.0	37.7	35	41.5	48	3840	12.0	1.2
300RM	20.5 ^{+0.20}	9.0	39.7	35	43.5	50	4500	15.0	1.3
400RM	23.6 ^{+0.30}	9.0	43.2	35	47.4	54	5480	20.0	1.4
500RM	26.4 ^{+0.40}	9.0	46.0	35	50.2	57	6600	25.0	1.4
630RM	30.3 ^{+0.40}	9.0	50.1	35	54.3	61	8020	31.5	1.5
800RM	34.7 ^{+0.40}	9.0	54.5	35	58.7	66	9770	40.0	1.7
1000RM	38.3 ^{+0.40}	9.0	58.5	35	63.1	71	11910	50.0	1.8
1200RMS	41.6 ^{+0.80}	9.0	63.8	50	68.4	77	14260	60.0	1.9
1400RMS	45.8 ^{+0.80}	9.0	68.0	50	72.6	81	16130	70.0	2.0
1600RMS	49.6 ^{+1.2}	9.0	71.8	50	76.4	85	18300	80.0	2.1

Nel caso in esame sono state ipotizzate le seguenti condizioni ambientali e di posa per il calcolo della portata del cavo:

- Temperatura del terreno: 30°C
- Resistività termica del terreno: 1,5 m·K/W
- Profondità di posa: 1,5 m
- Posa interrata con cavi disposti a trifoglio su tubi $\phi 220$.

3.3. TRASFORMATORE AT/MT

Per quanto riguarda il trasformatore AT/MT, i dati di targa richiesti sono:

- Potenza nominale P_n (in kVA);
- Perdite di cortocircuito P_{cc} (in W);
- Tensione di cortocircuito v_{cc} (in %)
- Rapporto tra la corrente di inserzione e la corrente nominale I_{lr}/I_{rt} ;
- Rapporto tra la impedenza alla sequenza omopolare e quella di corto circuito;
- Tipo di collegamento;
- Tensione nominale del primario V_1 (in kV);
- Tensione nominale del secondario V_02 (in V).

Dai dati di targa si possono ricavare le caratteristiche elettriche dei trasformatori, ovvero:

Impedenza di cortocircuito del trasformatore espressa in $m\Omega$:

$$Z_{cct} = \frac{v_{cc}}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

Resistenza di cortocircuito del trasformatore espressa in $m\Omega$:

$$R_{cct} = \frac{P_{cc}}{1000} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n^2}$$

Reattanza di cortocircuito del trasformatore espressa in $m\Omega$:

$$X_{cct} = \sqrt{Z_{cct}^2 - R_{cct}^2}$$

L'impedenza a vuoto omopolare del trasformatore viene ricavata dal rapporto con l'impedenza di cortocircuito dello stesso:

$$Z_{vot} = Z_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

dove il rapporto Z_{vot}/Z_{cct} vale usualmente 10-20.

In uscita al trasformatore si otterranno pertanto i parametri alla sequenza diretta, in $m\Omega$:

$$Z_d = |Z_{cct}| = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

nella quale:

$$R_d = R_{cct}$$

$$X_d = X_{cct}$$

I parametri alla sequenza omopolare dipendono invece dal tipo di collegamento del trasformatore in quanto, in base ad esso, abbiamo un diverso circuito equivalente. In questo caso il tipo di collegamento sarà con primario a stella, con centro stella connesso francamente a terra e il secondario a triangolo isolato da terra (collegamento YNd):

$$R_{ot} = R_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}$$

$$X_{ot} = X_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}$$

In considerazione della massima potenza AC erogabile (P_n) dall'impianto pari a circa 30 MVA (somma delle potenze apparenti dei trasformatori installati nelle in Cabine di trasformazione - Power Station), del sovradimensionamento degli inverter dovuto al rapporto DC/AC, dell'incremento di produzione in kWp in funzione dell'albedo dato dal modulo bifacciale (pari ad un incremento stimato del 7%) e in considerazione di quanto previsto nell'allegato A68 del codice di rete Terna (per il quale il trasformatore AT/MT deve garantire una potenza apparente complessiva transitabile almeno pari al 120% della P_n di impianto), di seguito si determina la potenza minima prevista in progetto:

$$\text{Potenza apparente trasformatore} = P_n * 1,2 = 30 * 1,2 = 36 \text{ MVA}$$

Nell'ipotesi di un incremento della potenza nominale di impianto dovuta all'albedo pari a 7% e senza considerare le perdite di impianto, si stima una massima Potenza apparente del trasformatore pari a:

$$(P_n + 7\% (\text{albedo}) P_n) * 1,2 = (30 + 1,28) * 1,2 = 37,536 \text{ MVA}$$

il trasformatore ipotizzato, tale da permettere un esercizio ONAN e solo in rari casi ONAF, avrà le seguenti caratteristiche preliminari che soddisfano il requisito descritto sopra:

- Potenza nominale: 40/50 MVA (ONAN/ONAF)
- Tipo di isolamento: In olio
- Gruppo vettoriale: YNd11
- Tensione al primario: 36 kV
- Tensione a vuoto sul secondario: 30 kV
- Tensione Vcc di cortocircuito: 10%
- Rapporto $I_{cc}/I_n = 8$
- Capacità olio = 10600 kg
- Compatibile con i requisiti di ECO design regolamento UE n° 548

Sempre come riportato nello schema unifilare, in accordo con quanto riportato nell'allegato A68 di Terna, per tale trasformatore si prescrivono le seguenti protezioni minime contro i guasti interni all'impianto:

- Massima corrente di fase lato AT a soglia istantanea e ritardata (50/51)
- Protezione differenziale del trasformatore (87T)
- Massima corrente di fase lato MT a una o due soglie ritardate (51)

Le regolazioni delle protezioni suddette devono essere concordate con il Gestore della Rete.

Si prescrivono inoltre le protezioni interne al trasformatore fornite solitamente dal costruttore della macchina (tra queste il relè di controllo del volume dell'olio e il relè di controllo della temperatura).

Il trasformatore dovrà inoltre essere dotato del sistema di variazione della tensione sotto carico come prescritto nel suddetto allegato A68.

In considerazione dell'obbligo di recuperare e eliminare i possibili sversamenti d'olio nell'ambiente e limitare il rischio di incendio, il trasformatore dovrà essere dotato di apposita vasca di raccolta e contenimento dell'olio eventualmente versato.

La presenza di un trasformatore in olio si configura come attività 48 del D.P.R. 151/2011 che prevede una valutazione di prevenzione incendi per centrali termoelettriche e macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantitativi superiori ad 1 m³.

Per le prescrizioni antincendio si applica il paragrafo 7.6 della norma CEI 11-1. In accordo al paragrafo 7.6 della norma CEI 11-1, la presenza di olio minerale per l'isolamento del trasformatore di potenza richiede la realizzazione di una vasca di raccolta dell'olio in fuoriuscita dal trasformatore in caso di incendio.

La vasca di raccolta dovrà avere sezione lunghezza e larghezza pari a quelle del trasformatore aumentate del 20% della sua altezza. Il trasformatore indicativamente avrà le seguenti dimensioni, (hxlxp - 4.7 m x 3 m x 6.9 m). pertanto la vasca di raccolta è stata ipotizzata con dimensioni pari a 6,2 m x 8,1 m ed una capacità di raccolta superiore a 18 m³.

Al fine di evitare la propagazione di eventuali incendi, la norma CEI prevede che il trasformatore sia posizionato in modo che non vengano danneggiate altre apparecchiature ed oggetti infiammabili posti nelle immediate vicinanze del trasformatore.

3.4. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

Gli impianti devono essere costruiti in modo da evitare il contatto non intenzionale con parti attive o il raggiungimento di zone pericolose prossime alle parti attive.

Le distanze di sicurezza all'interno della sottostazione sono regolamentate secondo due principali riferimenti normativi:

- Norma CEI EN 61936, Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- Testo unico 81/08

In particolare la norma CEI EN 61936 definisce le minime distanze dalla recinzione perimetrale rispetto alle parti attive, cioè quelle che possono raggiungere tensioni pericolose con la seguente relazione:

$$E=N+1500$$

Dove:

E è la minima distanza dalla recinzione perimetrale rispetto alle parti attive;

N, che fa riferimento alla Tabella 1, definisce la distanza minima fra fase e terra e fase e fase.

Considerando che le apparecchiature in AT di cui al presente progetto sono servite a tensione efficace $U_m = 36$ kV e secondo quanto previsto nella tabella 1 – Distanze minime di isolamento in aria, $N = 320$ pertanto la distanza minima da tenere tra recinzione e le parti attive di impianto sarà pari a 1,82 m.

4. CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTI ELETTRICI MT E BT

4.1. CALCOLO DELLE CORRENTI DI IMPIEGO

Il calcolo delle correnti d'impiego viene eseguito in base alla classica espressione:

$$I_b = \frac{P_d}{k_{ca} \cdot V_n \cdot \cos \varphi}$$

nella quale:

$k_{ca} = 1$ sistema monofase o bifase, due conduttori attivi e corrente continua;

$k_{ca} = 1.73$ sistema trifase, tre conduttori attivi.

Se la rete è in corrente continua il fattore di potenza $\cos \varphi$ è pari a 1.

Dal valore massimo (modulo) di I_b vengono calcolate le correnti di fase in notazione vettoriale (parte reale ed immaginaria) con le formule:

$$\begin{aligned} I_1 &= I_b \cdot e^{-j} = I_b \cdot (\cos \varphi - j \sin \varphi) \\ I_2 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi - \frac{2\pi}{3})} = I_b \cdot (\cos(\varphi - \frac{2\pi}{3}) - j \sin(\varphi - \frac{2\pi}{3})) \\ I_3 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi - \frac{4\pi}{3})} = I_b \cdot (\cos(\varphi - \frac{4\pi}{3}) - j \sin(\varphi - \frac{4\pi}{3})) \end{aligned}$$

Il vettore della tensione V_n è supposto allineato con l'asse dei numeri reali:

$$V_n = V_n + j0$$

La potenza di dimensionamento P_d è data dal prodotto:

$$P_d = P_n \cdot \text{coeff}$$

nella quale coeff è pari al fattore di utilizzo per utenze terminali oppure al fattore di contemporaneità per utenze di distribuzione.

Per le utenze terminali la potenza P_n è la potenza nominale del carico, mentre per le utenze di distribuzione P_n rappresenta la somma vettoriale delle P_d delle utenze a valle ($\sum P_d$ a valle).

La potenza reattiva delle utenze viene calcolata invece secondo la:

$$Q_n = P_n \cdot \tan \varphi$$

per le utenze terminali, mentre per le utenze di distribuzione viene calcolata come somma vettoriale delle potenze reattive nominali a valle ($\sum Q_d$ a valle).

Il fattore di potenza per le utenze di distribuzione viene valutato, di conseguenza, con la:

$$\cos \varphi = \cos \left(\arctan \left(\frac{Q_n}{P_n} \right) \right)$$

4.2. ARMONICHE

Le utenze terminali e le distribuzioni, come gli UPS e i Convertitori, possono possedere un profilo armonico che descrive le caratteristiche distorcenti di una apparecchiatura elettrica.

Sono gestite le armoniche fino alla 21°, ossia fino alla frequenza di 1050 Hz (per un sistema elettrico a 50Hz).

Le armoniche prodotte da tutte le utenze distorcenti sono propagate da valle a monte come le correnti alla frequenza fondamentale, seguendo il 'cammino' dettato dalle impedenze delle linee, delle forniture, generatori, motori e non meno importanti i carichi capacitivi, che possono assorbire elevate correnti armoniche.

Gestito il passaggio delle armoniche attraverso i trasformatori (in particolare vengono bloccate le terze armoniche (omopolari) nei trasformatori Dyn11). Le armoniche, al pari della fondamentale, sono gestite in formato vettoriale, perciò durante la propagazione sono sommate con altre correnti di pari ordine vettorialmente.

Gestito il passaggio delle armoniche attraverso gli UPS, in particolare per tener conto del By-Pass che, se attivo, lascia passare le armoniche provenienti da valle. Gestite anche le armoniche proprie dell'UPS (tarate in funzione della potenza che sta assorbendo il raddrizzatore).

Vengono calcolate le correnti distorte I_{bTHD} di impiego e I_{nTHD} di neutro, oltre al fattore di distorsione THD [%].

La corrente I_{bTHD} è la massima tra le fasi:

$$I_{bTHD} = \max_{f=1,2,3} \left(\sqrt{\sum_{h=1}^{21} I_{f,h}^2} \right)$$

con f il numero delle fasi dell'utenza e h l'ordine di armonica.

Molto importante è la corrente distorta circolante nel neutro, in quanto essa porta le armoniche omopolari multiple di 3, che hanno la caratteristica di sommarsi algebricamente e di diventare facilmente dell'ordine di grandezza delle correnti di fase.

$$I_{nTHD} = \sqrt{\sum_{h=1}^{21} I_{n,h}^2}$$

Il fattore di distorsione fornisce un parametro riassuntivo del grado di distorsione delle correnti che circolano nella linea, e viene calcolato tramite la formula:

$$THD\% = \frac{100 \times \sqrt{I_{bTHD}^2 - I_f^2}}{I_f}$$

I valori delle correnti distorte sono utilizzati per calcolare i seguenti parametri:

- Calcolo della sezione del neutro per utenze 3F+N;
- Calcolo temperatura cavi alla I_{bTHD} ;
- Calcolo sovratemperatura quadri alla I_{bTHD} ;
- Verifica delle portate e delle protezioni in funzione delle correnti distorte.

4.3. DIMENSIONAMENTO CAVI

Il criterio seguito per il dimensionamento dei cavi MT e BT è tale da poter garantire la protezione dei conduttori alle correnti di sovraccarico.

In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2), infatti, il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la conduttura in modo da verificare le condizioni:

$$\begin{aligned} a) \quad & I_b \leq I_n \leq I_z \\ b) \quad & I_f \leq 1.45 \cdot I_z \end{aligned}$$

Per la condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte. Dalla corrente I_b , pertanto, viene determinata la corrente nominale della protezione (seguendo i valori normalizzati) e con questa si procede alla determinazione della sezione.

Il dimensionamento dei cavi rispetta anche i seguenti casi:

- condutture senza protezione derivate da una conduttura principale protetta contro i sovraccarichi con dispositivo idoneo ed in grado di garantire la protezione anche delle condutture derivate;
- conduttura che alimenta diverse derivazioni singolarmente protette contro i sovraccarichi, quando la somma delle correnti nominali dei dispositivi di protezione delle derivazioni non supera la portata I_z della conduttura principale.

L'individuazione della sezione si effettua utilizzando le tabelle di posa assegnate ai cavi. Elenchiamo alcune tabelle, indicate per il mercato italiano:

- ✓ IEC 60364-5-52 (PVC/EPR);
- ✓ IEC 60364-5-52 (Mineral);
- ✓ CEI-UNEL 35024/1;
- ✓ CEI-UNEL 35024/2;
- ✓ CEI-UNEL 35026;
- ✓ CEI 20-91 (HEPR).

In media tensione, la gestione del calcolo si divide a seconda delle tabelle scelte:

- ✓ CEI 11-17;
- ✓ CEI UNEL 35027 (1-30kV).
- ✓ EC 60502-2 (6-30kV)
- ✓ IEC 61892-4 off-shore (fino a 30kV)

Il programma gestisce ulteriori tabelle, specifiche per alcuni paesi. L'elenco completo è disponibile nei Riferimenti normativi.

Esse oltre a riportare la corrente ammissibile I_z in funzione del tipo di isolamento del cavo, del tipo di posa e del numero di conduttori attivi, riportano anche la metodologia di valutazione dei coefficienti di declassamento.

La portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_{z \min} = \frac{I_n}{k}$$

dove il coefficiente k ha lo scopo di declassare il cavo e tiene conto dei seguenti fattori:

- tipo di materiale conduttore;
- tipo di isolamento del cavo;
- numero di conduttori in prossimità compresi eventuali paralleli;
- eventuale declassamento deciso dall'utente.

La sezione viene scelta in modo che la sua portata (moltiplicata per il coefficiente k) sia superiore alla I_z min. Gli eventuali paralleli vengono calcolati nell'ipotesi che abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza e tipo di posa (vedi norma 64.8 par. 433.3), considerando la portata minima come risultante della somma delle singole portate (declassate per il numero di paralleli dal coefficiente di declassamento per prossimità).

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

Risulta pertanto che, in base a tali normative, la condizione b) sarà sempre verificata.

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

4.4. INTEGRALE DI JOULE

Dalla sezione dei conduttori del cavo deriva il calcolo dell'integrale di Joule, ossia la massima energia specifica ammessa dagli stessi, tramite la:

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

La costante K viene data dalla norma CEI 64-8/4 (par. 434.3), per i conduttori di fase e neutro e, dal paragrafo 64-8/5 (par. 543.1), per i conduttori di protezione in funzione al materiale conduttore e al materiale isolante. Per i cavi ad isolamento minerale le norme attualmente sono allo studio, i paragrafi sopraccitati riportano però nella parte commento dei valori prudenziali.

I valori di K riportati dalla norma sono per i conduttori di fase (par. 434.3):

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 115
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 135
Cavo in rame e isolato in gomma etilpropilenica G5-G7:	K = 143
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie L nudo:	K = 200
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie H nudo:	K = 200
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 74
Cavo in alluminio e isolato in G, G5-G7:	K = 92

I valori di K per i conduttori di protezione unipolari (par. 543.1) tab. 54B:

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 143
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 166
Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7:	K = 176
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 143
Cavo in rame serie L nudo:	K = 228
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 143

Cavo in rame serie H nudo:	K = 228
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 95
Cavo in alluminio e isolato in gomma G:	K = 110
Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7:	K = 116

I valori di K per i conduttori di protezione in cavi multipolari (par. 543.1) tab. 54C:

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 115
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 135
Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7:	K = 143
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie L nudo:	K = 228
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie H nudo:	K = 228
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 76
Cavo in alluminio e isolato in gomma G:	K = 89
Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7:	K = 94

4.5. DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI NEUTRO

La norma CEI 64-8 par. 524.2 e par. 524.3, prevede che la sezione del conduttore di neutro, nel caso di circuiti polifasi, possa avere una sezione inferiore a quella dei conduttori di fase se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

Il conduttore di fase abbia una sezione maggiore di 16 mm²;

La massima corrente che può percorrere il conduttore di neutro non sia superiore alla portata dello stesso.

La sezione del conduttore di neutro sia almeno uguale a 16 mm² se il conduttore è in rame e a 25 mm² se il conduttore è in alluminio.

Nel caso in cui si abbiano circuiti monofasi o polifasi e questi ultimi con sezione del conduttore di fase minore di 16 mm² se conduttore in rame e 25 mm² se conduttore in alluminio, il conduttore di neutro deve avere la stessa sezione del conduttore di fase. In base alle esigenze progettuali, sono gestiti fino a tre metodi di dimensionamento del conduttore di neutro, mediante:

- determinazione in relazione alla sezione di fase;
- determinazione tramite rapporto tra le portate dei conduttori;
- determinazione in relazione alla portata del neutro.

Il primo criterio consiste nel determinare la sezione del conduttore in questione secondo i seguenti vincoli dati dalla norma:

$$\begin{aligned}
 S_f < 16\text{mm}^2: & \quad S_n = S_f \\
 16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: & \quad S_n = 16\text{mm}^2 \\
 S_f > 35\text{mm}^2: & \quad S_n = S_f / 2
 \end{aligned}$$

Il secondo criterio consiste nell'impostare il rapporto tra le portate del conduttore di fase e il conduttore di neutro, e il programma determinerà la sezione in base alla portata.

Il terzo criterio consiste nel dimensionare il conduttore tenendo conto della corrente di impiego circolante nel neutro come per un conduttore di fase.

Le sezioni dei neutri possono comunque assumere valori differenti rispetto ai metodi appena citati, comunque sempre calcolati a regola d'arte.

4.6. DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE

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

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

Il primo criterio consiste nel determinare la sezione del conduttore di protezione seguendo vincoli analoghi a quelli introdotti per il conduttore di neutro:

$$\begin{aligned} S_f < 16\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f \\ 16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = 16\text{mm}^2 \\ S_f > 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f / 2 \end{aligned}$$

Il secondo criterio determina tale valore con l'integrale di Joule, ovvero la sezione del conduttore di protezione non deve essere inferiore al valore determinato con la seguente formula:

$$S_p = \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{K}$$

dove:

- S_p è la sezione del conduttore di protezione (mm^2);
- I è il valore efficace della corrente di guasto che può percorrere il conduttore di protezione per un guasto di impedenza trascurabile (A);
- t è il tempo di intervento del dispositivo di protezione (s);
- K è un fattore il cui valore dipende dal materiale del conduttore di protezione, dell'isolamento e di altre parti.

Se il risultato della formula non è una sezione unificata, viene presa una unificata immediatamente superiore.

In entrambi i casi si deve tener conto, per quanto riguarda la sezione minima, del paragrafo 543.1.3.

Esso afferma che la sezione di ogni conduttore di protezione che non faccia parte della conduttura di alimentazione non deve essere, in ogni caso, inferiore a:

- 2,5 mm^2 rame o 16 mm^2 alluminio se è prevista una protezione meccanica;
- 4 mm^2 o 16 mm^2 alluminio se non è prevista una protezione meccanica;

È possibile, altresì, determinare la sezione mediante il rapporto tra le portate del conduttore di fase e del conduttore di protezione.

Nei sistemi TT, la sezione dei conduttori di protezione può essere limitata a:

- 25 mm^2 , se in rame;
- 35 mm^2 , se in alluminio.

4.7. CALCOLO DELLA TEMPERATURA DEI CAVI

La valutazione della temperatura dei cavi si esegue in base alla corrente di impiego e alla corrente nominale tramite le seguenti espressioni:

$$T_{cavo}(I_b) = T_{ambiente} + \left(\alpha_{cavo} \cdot \frac{I_b^2}{I_z^2} \right)$$
$$T_{cavo}(I_n) = T_{ambiente} + \left(\alpha_{cavo} \cdot \frac{I_n^2}{I_z^2} \right)$$

espresse in °C.

Esse derivano dalla considerazione che la sovratemperatura del cavo a regime è proporzionale alla potenza in esso dissipata.

Il coefficiente α_{cavo} è vincolato dal tipo di isolamento del cavo e dal tipo di tabella di posa che si sta usando.

4.8. CADUTE DI TENSIONE

Le cadute di tensione sono calcolate vettorialmente. Per ogni utenza si calcola la caduta di tensione vettoriale lungo ogni fase e lungo il conduttore di neutro (se distribuito). Tra le fasi si considera la caduta di tensione maggiore che viene riportata in percentuale rispetto alla tensione nominale:

$$c. d. t. (I_b) = \max \left(\left| \sum_{i=1}^k Z_{f_i} \cdot I_{f_i} - Z_{h_i} \cdot I_{h_i} \right| \right)_{f=R,S,T}$$

con f che rappresenta le tre fasi R, S, T;

con n che rappresenta il conduttore di neutro;

con i che rappresenta le k utenze coinvolte nel calcolo;

Il calcolo fornisce, quindi, il valore esatto della formula approssimata:

$$cdt(I_b) = k_{cdt} \cdot I_b \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot (R_{cavo} \cdot \cos \varphi + X_{cavo} \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{V_n}$$

con:

$k_{cdt}=2$ per sistemi monofase;

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

I parametri R_{cavo} e X_{cavo} sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione del tipo di cavo (unipolare/multipolare) ed alla sezione dei conduttori; di tali parametri il primo è riferito a 70° C per i cavi con isolamento PVC, a 90° C per i cavi con isolamento EPR; mentre il secondo è riferito a 50Hz, ferme restando le unità di misura in Ω/km .

Se la frequenza di esercizio è differente dai 50 Hz si imposta:

$$X'_{cavo} = \frac{f}{50} \cdot X_{cavo}$$

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

Sono adeguatamente calcolate le cadute di tensione totali nel caso siano presenti trasformatori lungo la linea (per esempio trasformatori MT/BT o BT/BT). In tale circostanza, infatti, il calcolo della caduta di tensione totale tiene conto sia della caduta interna nei trasformatori, sia della presenza di spine di regolazione del rapporto spire dei trasformatori stessi.

Se al termine del calcolo delle cadute di tensione alcune utenze abbiano valori superiori a quelli definiti, si ricorre ad un procedimento di ottimizzazione per far rientrare la caduta di tensione entro limiti prestabiliti (limiti dati da CEI 64-8 par. 525). Le sezioni dei cavi vengono forzate a valori superiori cercando di seguire una crescita uniforme fino a portare tutte le cadute di tensione sotto i limiti.

4.9. TRASFORMATORI

Tutti i trasformatori delle cabine di trasformazione di impianto saranno regolati e azionati secondo una logica di avviamento e funzionamento che limiti le correnti di energizzazione e che consenta una corretta regolazione delle protezioni.

All'interno dell'impianto in oggetto saranno presenti tre diverse tipologie di trasformatori abbinati a diverse tipologie di cabine di trasformazione e alimentazione dei carichi ausiliari:

- Trasformatore MT/BT 30/0,57/0,57 kV a tre avvolgimenti o a doppio secondario (Dy11y11): utilizzato nelle Power Station;
- Trasformatore BT/BT 0,57/0,4 kV (Yy): per l'alimentazione dei carichi ausiliari all'interno delle Power Station.

Tutti i trasformatori sopracitati saranno raffreddati a secco con avvolgimenti inglobati in resina epossidica e saranno autoestinguenti, resistenti alle variazioni climatiche e resistenti all'inquinamento atmosferico e all'umidità.

Nel caso di soluzione di power unit dotata di trasformatore in olio, esso sarà provvisto di opportuna vasca di raccolta di eventuali perdite (dimensionata secondo indicazioni di cui alla Norma CEI).

Le taglie dei trasformatori interni alle Power Station, riportate nello schema unifilare saranno scelte tenendo conto del dimensionamento degli inverter, e quindi del rapporto DC/AC scelto, della potenza nominale del modulo fotovoltaico e del contributo di potenza dato dal modulo bifacciale in funzione dell'albedo.

4.9.1. TRASFORMATORI A DUE AVVOLGIMENTI

Se nella rete sono presenti dei trasformatori a due avvolgimenti, i dati di targa richiesti sono:

- Potenza nominale P_n (in kVA);
- Perdite di cortocircuito P_{cc} (in W);
- Tensione di cortocircuito v_{cc} (in %)
- Rapporto tra la corrente di inserzione e la corrente nominale I_{lr}/I_{rt} ;
- Rapporto tra la impedenza alla sequenza omopolare e quella di corto circuito;
- Tipo di collegamento;
- Tensione nominale del primario V_1 (in kV);
- Tensione nominale del secondario V_02 (in V).

Dai dati di targa si possono ricavare le caratteristiche elettriche dei trasformatori, ovvero:

Impedenza di cortocircuito del trasformatore espressa in m Ω :

$$Z_{cct} = \frac{v_{cc}}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

Resistenza di cortocircuito del trasformatore espressa in m Ω :

$$R_{cct} = \frac{P_{cc}}{1000} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n^2}$$

Reattanza di cortocircuito del trasformatore espressa in m Ω :

$$X_{cct} = \sqrt{Z_{cct}^2 - R_{cct}^2}$$

L'impedenza a vuoto omopolare del trasformatore viene ricavata dal rapporto con l'impedenza di cortocircuito dello stesso:

$$Z_{vot} = Z_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

dove il rapporto Z_{vot}/Z_{cct} vale usualmente 10-20.

In uscita al trasformatore si otterranno pertanto i parametri alla sequenza diretta, in $m\Omega$:

$$Z_d = |Z_{cct}| = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

nella quale:

$$R_d = R_{cct}$$

$$X_d = X_{cct}$$

I parametri alla sequenza omopolare dipendono invece dal tipo di collegamento del trasformatore in quanto, in base ad esso, abbiamo un diverso circuito equivalente.

Pertanto, se il trasformatore è collegato triangolo/stella (Dy), si ha:

$$R_{ot} = R_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}$$

$$X_{ot} = X_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}$$

Diversamente, se il trasformatore è collegato stella/stella (Yy) avremmo:

$$R_{ot} = R_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

$$X_{ot} = X_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

4.9.2. TRASFORMATORI A TRE AVVOLGIMENTI

Se nella rete sono presenti dei trasformatori a tre avvolgimenti, denominati H, M, L, i dati di targa richiesti sono:

- Tensioni nominali (in V): $U_{rTHV}; U_{rTMV}; U_{rTLV}$
- Potenze apparenti (in kVA): $S_{rTHVMV}; S_{rTHVLV}; S_{rTMVLV}$
- Tensioni di cortocircuito (in %): $u_{krHVMV}; u_{krHVLV}; u_{krMVLV}$
- Componenti resistive di cortocircuito (in %): $u_{RrHVMV}; u_{RrHVLV}; u_{RrMVLV}$

Si parte calcolando le tre impedenze di cortocircuito (riportate all'avvolgimento H del trasformatore):

$$Z_{AB} = \left(\frac{u_{RrHVMV}}{100} + j \frac{u_{XrHVMV}}{100} \right) \frac{U_{rTHV}^2}{S_{rTHVMV}}$$

$$Z_{AC} = \left(\frac{u_{RrHVLV}}{100} + j \frac{u_{XrHVLV}}{100} \right) \frac{U_{rTHV}^2}{S_{rTHVLV}}$$

$$Z_{BC} = \left(\frac{u_{RrMVLV}}{100} + j \frac{u_{XrMVLV}}{100} \right) \frac{U_{rTHV}^2}{S_{rTMVLV}}$$

A queste si applicano i fattori di correzione al punto 6.3.3 della EN 60909-0:

$$K_{TAB} = 0.95 \frac{c_{max}}{1 + 0.6x_{TAB}}$$

$$K_{TAC} = 0.95 \frac{c_{max}}{1 + 0.6x_{TAC}}$$

$$K_{TBC} = 0.95 \frac{c_{max}}{1 + 0.6x_{TBC}}$$

con $x_T = \frac{u_{Xr}}{100}$, ottenendo:

$$Z'_{AB} = K_{TAB} Z_{AB}$$

$$Z'_{AC} = K_{TAC} Z_{AC}$$

$$Z'_{BC} = K_{TBC} Z_{BC}$$

Si possono ora calcolare le impedenze alla sequenza diretta dello schema equivalente del trasformatore a tre avvolgimenti, costituito da tre impedenze collegate a stella:

$$Z_A = \frac{1}{2} (Z'_{AB} + Z'_{AC} - Z'_{BC})$$

$$Z_B = \frac{1}{2} (Z'_{BC} + Z'_{AB} - Z'_{AC})$$

$$Z_C = \frac{1}{2} (Z'_{AC} + Z'_{BC} - Z'_{AB})$$

Per il calcolo della componente omopolare, si utilizza il rapporto $X(0)T/X_T$ applicato alla componente reattiva delle tre impedenze dirette appena calcolate.

Le perdite a vuoto sono calcolate per il solo lato H del trasformatore, e trascurate per gli altri avvolgimenti.

La potenza dissipata a carico nel trasformatore a tre avvolgimenti è calcolata secondo:

$$P_H = \frac{1}{2} (P_{krHVMV} + P_{krHVLV} - P_{krMVLV})$$

$$P_M = \frac{1}{2} (P_{krHVMV} + P_{krMVLV} - P_{krHVLV})$$

$$P_L = \frac{1}{2} (P_{krHVLV} + P_{krMVLV} - P_{krHVMV})$$

e infine:

$$P = \left(\frac{I_H}{I_{NH}}\right)^2 P_H + \left(\frac{I_M}{I_{NM}}\right)^2 P_M + \left(\frac{I_L}{I_{NL}}\right)^2 P_L$$

4.9.3. FATTORI DI CORREZIONE PER GENERATORI E TRASFORMATORI (EN 60909-0)

La norma EN 60909-0 fornisce una serie di fattori correttivi per il calcolo delle impedenze di alcune macchine presenti nella rete. Quelle utilizzate per il calcolo dei guasti riguardano i generatori e i trasformatori.

4.9.4. FATTORI DI CORREZIONE PER TRASFORMATORI (EN 60909-0 PAR. 6.3.3)

Per i trasformatori a due avvolgimenti, con o senza regolazione delle spire, quando si stanno calcolando le correnti massime di cortocircuito, si deve introdurre un fattore di correzione di impedenza K_T tale che:

$$Z_{cctK} = K_T \cdot Z_{cct}$$

$$K_T = 0.95 \cdot \frac{c_{max}}{1 + 0.6 \cdot x_T}$$

dove

$$x_T = \frac{X_{cct}}{V_{02}^2 / P_n}$$

è la reattanza relativa del trasformatore e c_{max} è preso dalla tabella 1 ed è relativo alla tensione lato bassa del trasformatore.

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare

4.9.5. FATTORI DI CORREZIONE PER GENERATORI SINCRONI (EN 60909-0 PAR. 6.6.1)

Nel calcolo delle correnti massime di cortocircuito iniziali nei sistemi alimentati direttamente da generatori senza trasformatori intermedi, si deve introdurre un fattore di correzione K_G tale che:

$$Z_{GK} = K_G \cdot Z_G$$

con

$$K_G = \frac{V_{02}}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{max}}{1 + x'' \cdot \sqrt{1 - \cos \varphi_{rG}}}$$

dove

$$x'' = \frac{X''}{V_{02}^2 / P_n}$$

è la reattanza satura relativa subtransitoria del generatore.

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare.

Nella formula compaiono a numeratore e denominatore la tensione nominale di sistema e la tensione nominale del generatore (UrG). In Ampère UrG non è gestita, quindi si considera $V02/UrG = 1$.

4.9.6. FATTORE DI CORREZIONE PER GRUPPI DI PRODUZIONE CON REGOLAZIONE AUTOMATICA DELLA TENSIONE DEL TRASFORMATORE (EN 60909-0 PAR. 6.7.1)

Nel calcolo delle correnti massime di cortocircuito iniziali nei gruppi di produzione, si deve introdurre un fattore di correzione di impedenza K_S da applicare alla impedenza complessiva nel lato alta del trasformatore:

$$Z_{SK} = K_S \cdot (t_r^2 \cdot Z_G + Z_{THV})$$

con

$$K_S = \frac{c_{max}}{1 + |x'' - x_T| \cdot \sqrt{1 - \cos \varphi_{rG}}}$$

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare. La formula per K_S non considera eventuali differenze tra valori nominali delle macchine e tensione nominale del sistema elettrico.

4.9.7. FATTORE DI CORREZIONE PER GRUPPI DI PRODUZIONE SENZA REGOLAZIONE AUTOMATICA DELLA TENSIONE DEL TRASFORMATORE (EN 60909-0 PAR. 6.7.2)

Nel calcolo delle correnti massime di cortocircuito iniziali nei gruppi di produzione, si deve introdurre un fattore di correzione di impedenza K_{SO} da applicare alla impedenza complessiva nel lato alta del trasformatore:

$$Z_{SOK} = K_{SO} \cdot (t_r^2 \cdot Z_G + Z_{THV})$$

Con

$$K_{SO} = (1 \pm p_T) \cdot \frac{c_{max}}{1 + x'' \cdot \sqrt{1 - \cos \varphi_{rG}}}$$

Dove p_T è la variazione di tensione del trasformatore tramite la presa a spina scelta. Nel programma viene impostato il fattore $(1-p_T)$, con $p_T = (|V_{sec}-V02|)/V02$.

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare.

La formula per K_{SO} non considera eventuali differenze tra valori nominali delle macchine e tensione nominale del sistema elettrico.

5. FORNITURA DELLA RETE

La conoscenza della fornitura della rete è necessaria per l'inizializzazione della stessa al fine di eseguire il calcolo dei guasti.

Le tipologie di fornitura possono essere:

- In bassa tensione
- In media tensione
- In alta tensione
- Ad impedenza nota
- In corrente continua

I parametri trovati in questa fase servono per inizializzare il calcolo dei guasti, ossia andranno sommati ai corrispondenti parametri di guasto dell'utenza a valle. Noti i parametri alle sequenze nel punto di fornitura, è possibile inizializzare la rete e calcolare le correnti di cortocircuito secondo le norme CEI EN 60909-0.

Tali correnti saranno utilizzate in fase di scelta delle protezioni per la verifica dei poteri di interruzione delle apparecchiature.

5.1. BASSA TENSIONE

Questa può essere utilizzata quando il circuito è alimentato dalla rete di distribuzione in bassa tensione, oppure quando il circuito da dimensionare è collegato in sottoquadro ad una rete preesistente di cui si conosca la corrente di cortocircuito sul punto di consegna.

I dati richiesti sono:

- tensione concatenata di alimentazione espressa in V;
- corrente di cortocircuito trifase della rete di fornitura espressa in kA (usualmente 10 kA).
- corrente di cortocircuito monofase della rete di fornitura espressa in kA (usualmente 6 kA).

Dai primi due valori si determina l'impedenza diretta corrispondente alla corrente di cortocircuito I_{cctrif} , in mΩ:

$$Z_{cctrif} = \frac{V_2}{\sqrt{3} \cdot I_{cctrif}}$$

In base alla tabella fornita dalla norma CEI 17-5 che fornisce il $\cos\phi_{cc}$ di cortocircuito in relazione alla corrente di cortocircuito in kA, si ha:

$50 < I_{cctrif}$	$\cos\phi_{cc} = 0.2$
$20 < I_{cctrif} \leq 50$	$\cos\phi_{cc} = 0.25$
$10 < I_{cctrif} \leq 20$	$\cos\phi_{cc} = 0.3$
$6 < I_{cctrif} \leq 10$	$\cos\phi_{cc} = 0.5$
$4.5 < I_{cctrif} \leq 6$	$\cos\phi_{cc} = 0.7$
$3 < I_{cctrif} \leq 4.5$	$\cos\phi_{cc} = 0.8$
$1.5 < I_{cctrif} \leq 3$	$\cos\phi_{cc} = 0.9$
$I_{cctrif} \leq 1.5$	$\cos\phi_{cc} = 0.95$

da questi dati si ricava la resistenza alla sequenza diretta, in mΩ:

$$R_d = Z_{cctrif} \cdot \cos\phi_{cc}$$

ed infine la relativa reattanza alla sequenza diretta, in mΩ:

$$X_d = \sqrt{Z_{ccrif}^2 - R_d^2}$$

Dalla conoscenza della corrente di guasto monofase I_{k1} , è possibile ricavare i valori dell'impedenza omopolare.

Invertendo la formula:

$$I_{k1} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_2}{\sqrt{(2 \cdot R_d + R_0)^2 + (2 \cdot X_d + X_0)^2}}$$

con le ipotesi $\frac{R_0}{X_0} = \frac{Z_0}{X_0} \cdot \cos \varphi_{cc}$, cioè l'angolo delle componenti omopolari uguale a quello delle componenti dirette, si ottiene:

$$R_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot V}{I_{k1}} \cdot \cos \varphi_{cc} - 2 \cdot R_d$$

$$X_0 = R_0 \cdot \sqrt{\frac{1}{(\cos \varphi_{cc})^2} - 1}$$

5.2. MEDIA TENSIONE E ALTA TENSIONE

Nel caso in cui la fornitura sia in media o alta tensione si considerano i seguenti dati di partenza:

- Tensione di fornitura V_{mt} (in kV);
- Corrente di corto circuito trifase massima, I_{kmax} (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra massima, $I_{k1ftmax}$ (in kA);

Se si conoscono si possono aggiungere anche le correnti:

- Corrente di corto circuito trifase minima, I_{kmin} (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra minima, $I_{k1ftmin}$ (in kA);

Dai dati si ricavano le impedenze equivalenti della rete di fornitura per determinare il generatore equivalente di tensione.

$$Z_{ccmt} = \frac{1,1 \cdot V_{mt}}{\sqrt{3} \cdot I_{kmax}} \cdot 1000$$

da cui si ricavano le componenti dirette:

$$\cos \varphi_{ccmt} = \sqrt{1 - (0,995)^2}$$

$$X_{dl} = 0,995 \cdot Z_{ccmt}$$

$$R_{dl} = \cos \varphi_{ccmt} \cdot Z_{ccmt}$$

e le componenti omopolari:

$$R_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot V_{mt}}{I_{k1ftmax}} \cdot 1000 \cdot \cos \varphi_{ccmt} - (2 \cdot R_{dl})$$

$$X_0 = R_0 \cdot \sqrt{\frac{1}{(\cos \varphi_{ccmt})^2} - 1}$$

5.3. IMPEDENZA NOTA

Tale opzione viene usata se si conoscono i parametri alle sequenze nel punto di consegna. Essa può essere utilizzata nel caso si dimensionino circuiti che partono in sottoquadro da una rete preesistente con parametri noti o misurati. È quindi necessario conoscere:

- tensione concatenata di fornitura V_n (in V).
- resistenza diretta R_d (in $m\Omega$);
- reattanza diretta X_d (in $m\Omega$);
- resistenza omopolare R_0 (in $m\Omega$);
- reattanza omopolare X_0 (in $m\Omega$);
- resistenza omopolare fase-neutro R_0 (in $m\Omega$);
- reattanza omopolare fase-neutro X_0 (in $m\Omega$);

Da questi dati si possono calcolare le correnti di cortocircuito trifase, di cortocircuito fase-terra e di cortocircuito fase-neutro (in kA).

5.4. CORRENTE CONTINUA

Se la rete è alimentata in continua si devono conoscere:

- tensione di alimentazione espressa in V (fino a 380 kV, quindi bassa, media e alta tensione);
- corrente di cortocircuito della rete di fornitura espressa in kA.

Da questi valori si determina l'impedenza diretta corrispondente alla corrente di cortocircuito I_{cc} , in $m\Omega$:

$$Z_{cc} = \frac{V_2}{I_{cc}}$$

6. STUDIO DI CORTOCIRCUITO

6.1. STATO DEL NEUTRO DI IMPIANTO

Come già descritto nei paragrafi precedenti, l'impianto fotovoltaico sarà così configurato:

- Livello AT: Punto di consegna posizionato in corrispondenza della stazione elettrica Terna; collegamento allo stallo utente in corrispondenza dell'impianto attraverso un tratto di linea in cavo 36kV di lunghezza pari a circa 4 km.;
- Livello AT: sottostazione di utente 36/30kV in corrispondenza dell'impianto. Il centro stella del trasformatore lato AT è franco-terra;
- Livello MT: Distribuzione interna a 30 kV a neutro isolato nei tratti compresi tra il trasformatore AT/MT e la cabina generale MT e tra quest'ultima e le cabine di trasformazione di ciascun sottocampo;
- Livello BT (AC): Distribuzione fino a 1000 Vac interna ai sottocampi con distribuzione trifase + neutro TN-S.
- Livello BT (DC): Distribuzione a 1500 Vdc interna ai sottocampi con entrambi i poli isolati da terra (sistema flottante).

Le informazioni assunte sulla massima corrente di guasto verso terra AT e al relativo tempo di intervento delle protezioni sono:

- Massima corrente di guasto monofase a terra (IF): 20 kA
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto monofase a terra: 0,2 s

L'ordine di grandezza delle correnti di guasto lato AT non permette la risoluzione del guasto con il solo impianto di terra (che dovrebbe avere una resistenza di terra estremamente bassa); perciò prima della messa in esercizio dell'impianto andranno verificate le tensioni di contatto per individuare le aree più a rischio dell'impianto.

6.2. CALCOLO DEI GUASTI INTERNI AL CAMPO FOTOVOLTAICO IN MEDIA TENSIONE

Con il calcolo dei guasti vengono determinate le correnti di cortocircuito minime e massime immediatamente a valle della protezione dell'utenza (inizio linea) e a valle dell'utenza (fondo linea).

Le condizioni in cui vengono determinate sono:

- Guasto trifase (simmetrico);
- Guasto bifase (disimmetrico);
- Guasto bifase-neutro (disimmetrico);
- Guasto bifase-terra (disimmetrico);
- Guasto fase-terra (disimmetrico);
- Guasto fase-neutro (disimmetrico).

I parametri alle sequenze di ogni utenza vengono inizializzati da quelli corrispondenti dell'utenza a monte che, a loro volta, inizializzano i parametri della linea a valle.

6.2.1. CALCOLO DELLE CORRENTI MASSIME DI CORTOCIRCUITO

Il calcolo delle correnti di cortocircuito massime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0. Sono previste le seguenti condizioni generali:

- Guasti con contributo della fornitura e dei generatori in regime di guasto subtransitorio; Eventuale gestione della attenuazione della corrente per il guasto trifase 'vicino' alla sorgente;
- Tensione di alimentazione nominale valutata con fattore di tensione C_{max} ;
- Impedenza di guasto minima della rete, calcolata alla temperatura di 20°C.

La resistenza diretta, del conduttore di fase e di quello di protezione, viene riportata a 20 °C, partendo dalla resistenza data dalle tabelle UNEL 35023-2012 che può essere riferita a 70 o 90 °C a seconda dell'isolante, per cui esprimendola in mΩ risulta:

$$R_{dc} = \frac{R_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \left(\frac{1}{1 + (\alpha \cdot \Delta T)} \right)$$

dove ΔT è 50 o 70 °C e $\alpha = 0.004$ a 20 °C.

Nota poi dalle stesse tabelle la reattanza a 50 Hz, se f è la frequenza d'esercizio, risulta:

$$X_{dc} = \frac{X_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

possiamo sommare queste ai parametri diretti dell'utenza a monte ottenendo così la impedenza di guasto minima a fine utenza.

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza diretta sono:

$$R_{db} = \frac{R_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000}$$

La reattanza è invece:

$$X_{db} = \frac{X_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

Per le utenze con impedenza nota, le componenti della sequenza diretta sono i valori stessi di resistenza e reattanza dell'impedenza.

Per quanto riguarda i parametri alla sequenza omopolare, occorre distinguere tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ottengono da quelli diretti tramite le:

$$\begin{aligned} R_{0cN} &= R_{dc} + 3 \cdot R_{dcN} \\ X_{0cN} &= 3 \cdot X_{dc} \end{aligned}$$

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

$$\begin{aligned} R_{0cPE} &= R_{dc} + 3 \cdot R_{dcPE} \\ X_{0cPE} &= 3 \cdot X_{dc} \end{aligned}$$

dove le resistenze R_{dcN} e R_{dcPE} vengono calcolate come la R_{dc} .

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza omopolare sono distinte tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ha:

$$\begin{aligned} R_{0bN} &= R_{db} + 3 \cdot R_{dbN} \\ X_{0bN} &= 3 \cdot X_{db} \end{aligned}$$

Per il conduttore di protezione viene utilizzato il parametro di reattanza dell'anello di guasto fornito dai costruttori:

$$\begin{aligned} R_{0bPE} &= R_{db} + 3 \cdot R_{dbPE} \\ X_{0bPE} &= X_{db} + 3 \cdot (X_{b-ring} - X_{db}) \end{aligned}$$

I parametri di ogni utenza vengono sommati con i parametri, alla stessa sequenza, dell'utenza a monte, espressi in mΩ:

$$\begin{aligned}R_d &= R_{dc} + R_{d-up} \\X_d &= X_{dc} + X_{d-up} \\R_{0N} &= R_{0cN} + R_{0N-up} \\X_{0N} &= X_{0cN} + X_{0N-up} \\R_{0PE} &= R_{0cPE} + R_{0PE-up} \\X_{0PE} &= X_{0cPE} + X_{0PE-up}\end{aligned}$$

Per le utenze in condotto in sbarre basta sostituire sbarra a cavo.

Ai valori totali vengono sommate anche le impedenze della fornitura.

Noti questi parametri vengono calcolate le impedenze (in mΩ) di guasto trifase:

$$Z_{k\min} = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

Fase neutro (se il neutro è distribuito):

$$Z_{k1N\min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0N})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0N})^2}$$

Fase terra:

$$Z_{k1PE\min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0PE})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0PE})^2}$$

Da queste si ricavano le correnti di cortocircuito trifase $I_{k\max}$, fase neutro $I_{k1N\max}$, fase terra $I_{k1PE\max}$ e bifase $I_{k2\max}$ espresse in kA:

$$\begin{aligned}I_{k\max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k\min}} \\I_{k1N\max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N\min}} \\I_{k1PE\max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE\min}} \\I_{k2\max} &= \frac{V_n}{2 \cdot Z_{k\min}}\end{aligned}$$

Infine, dai valori delle correnti massime di guasto si ricavano i valori di cresta delle correnti:

$$\begin{aligned}I_p &= \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k\max} \\I_{p1N} &= k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1N\max} \\I_{p1PE} &= \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1PE\max} \\I_{p2} &= \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2\max}\end{aligned}$$

dove:

$$\kappa \approx 1.02 + 0.98 \cdot e^{-3 \frac{R_d}{X_d}}$$

Calcolo della corrente di cresta per guasto trifase secondo la norma IEC 61363-1 "Electrical installations of ships". Se richiesto, I_p può essere calcolato applicando il metodo semplificato della norma riportato al paragrafo 6.2.5 "Neglecting short-circuit current decay". Esso prevede l'utilizzo di un coefficiente $k = 1.8$ che tiene conto della massima asimmetria della corrente dopo il primo semiperiodo di guasto.

6.2.2. CALCOLO DELLE CORRENTI MINIME DI CORTOCIRCUITO

Il calcolo delle correnti di cortocircuito minime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0 par 7.1.2 per quanto riguarda:

- Guasti con contributo della fornitura e dei generatori. Il contributo dei generatori è in regime permanente per i guasti trifasi ‘vicini’, mentre per i guasti ‘lontani’ o asimmetrici si considera il contributo subtransitorio;
- La tensione nominale viene moltiplicata per il fattore di tensione C_{min} , che può essere 0.95 se $C_{max} = 1.05$, oppure 0.90 se $C_{max} = 1.10$ (Tab. 1 della norma CEI EN 60909-0); in media e alta tensione il fattore C_{min} è pari a 1;
- Per la temperatura dei conduttori si può scegliere tra:
- Il rapporto Cenelec R064-003, per cui vengono determinate le resistenze alla temperatura limite dell'isolante in servizio ordinario del cavo;

La norma CEI EN 60909-0, che indica le temperature alla fine del guasto.

Le temperature sono riportate in relazione al tipo di isolamento del cavo, precisamente:

Isolante	Cenelec R064-003 [°C]	CEI EN 60909-0 [°C]
PVC	70	160
G	85	200
G5/G7/G10/EPR	90	250
HEPR	120	250
serie L rivestito	70	160
serie L nudo	105	160
serie H rivestito	70	160
serie H nudo	105	160

Tabella - Temperatura dei conduttori al variare del tipo di isolamento

Da queste è possibile calcolare le resistenze alla sequenza diretta e omopolare alla temperatura relativa all'isolamento del cavo:

$$R_{d \max} = R_d \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

$$R_{0N \max} = R_{0N} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

$$R_{0PE \max} = R_{0PE} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

Queste, sommate alle resistenze a monte, danno le resistenze massime.

Valutate le impedenze mediante le stesse espressioni delle impedenze di guasto massime, si possono calcolare le correnti di cortocircuito trifase $I_{k1 \min}$ e fase terra, espresse in kA:

$$I_{k \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \max}}$$

$$I_{k1N \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \max}}$$

$$I_{k1PE \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \max}}$$

$$I_{k2 \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{2 \cdot Z_{k \max}}$$

6.2.3. CALCOLO GUASTI BIFASE-NEUTRO E BIFASE-TERRA

Riportiamo le formule utilizzate per il calcolo dei guasti.

Chiamiamo con Z_d la impedenza diretta della rete, con Z_i l'impedenza inversa, e con Z_0 l'impedenza omopolare.

Nelle formule riportate in seguito, Z_0 corrisponde all'impedenza omopolare fase-neutro o fase-terra.

$$I_{k2} = \left| -j \cdot V_n \cdot \frac{Z_0 - \alpha Z_i}{Z_d \cdot Z_i + Z_d \cdot Z_0 + Z_i \cdot Z_0} \right|$$

e la corrente di picco:

$$I_{p2} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2\max}$$

6.2.4. GUASTI MONOFASI A TERRA LINEE MT

Calcolo correnti omopolari a seguito di guasto fase-terra in circuiti di media-alta tensione.

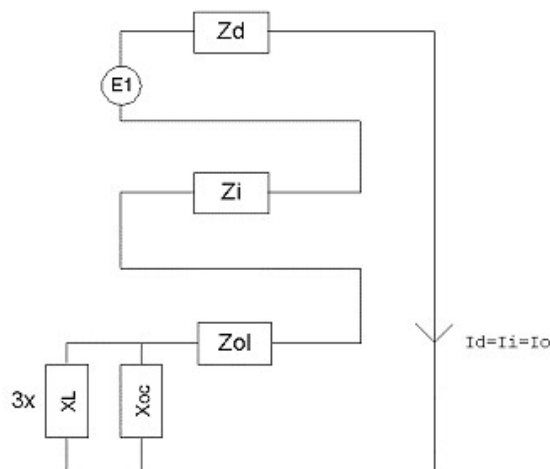
Il calcolo dei guasti a terra in reti di media e alta tensione coinvolge lo studio dell'effetto capacitivo della rete durante il regime di guasto.

Inoltre, le tecniche di determinazione delle linee guaste tramite relè varmetrici richiedono la conoscenza dei valori di corrente omopolare in funzione dei punti di guasto.

La nuova CEI 0-16 (e precedentemente la Enel DK5600), con l'introduzione del collegamento a terra del centro stella in media, richiede uno strumento per il dimensionamento della bobina di Petersen e il coordinamento delle protezioni degli utenti.

Per rispondere a tutte queste problematiche, Ampère Professional esegue il calcolo del regime di corrente omopolare a seguito di un guasto fase-terra.

Il modello di calcolo delle correnti omopolari, seguendo la teoria delle sequenze dirette, inverse e omopolari, per un guasto fase-terra è il seguente:

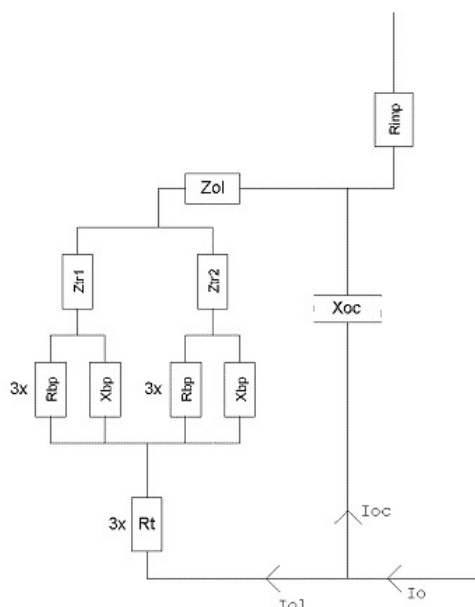


Modellazione guasto monofase con componenti simmetriche

Con Z_d e Z_i si intendono le impedenze alle sequenze diretta e inversa.

Per il calcolo dell'impedenza omopolare occorre considerare più elementi (vedi figura in basso, esempio con due trasformatori in parallelo):

- ✓ Z_{0l} : impedenza omopolare del tratto di linea dal punto di guasto fino al trasformatore a monte;
- ✓ Z_{tr} : impedenza omopolare del trasformatore (vista a secondario);
- ✓ $Z_{bp\tau}$: $(R_{bp} + jX_{bp})$ impedenza bobina di Petersen, costituita da un resistore ed una induttanza in parallelo;
- ✓ R_t : resistenza di terra punto di collegamento a terra del centro stella del trasformatore;
- ✓ R_{imp} : resistenza per guasto a terra non franco;
- ✓ X_{oc} : reattanza capacitiva di tutta la rete appartenente alla stessa zona dell'utenza guasta e a valle dello stesso trasformatore.



Modellazione calcolo dell'impedenza omopolare

Nota: il valore di X_{oc} è praticamente lo stesso per qualsiasi punto di guasto. Riferimenti: Lezioni di Impianti elettrici di Antonio Paolucci (Dipartimento Energia Elettrica Università di Padova) e CEI 11-37.

Per calcolare con buona approssimazione la X_{oc} , si utilizzano le due formule:

$$I_g = \frac{3 \cdot E}{X_{oc}}$$

$$I_g = (0.003 \cdot L1 + 0.2 \cdot L2) \cdot V_{kv}$$

dove I_g è la corrente di guasto a terra calcolata considerando la sola reattanza capacitiva nella prima formula, mentre nella seconda è riportato il suo valore se si è a conoscenza delle lunghezze (in km) di rete aerea $L1$ ed in cavo $L2$ della rete in media. V_{kv} è il valore di tensione nominale concatenata espressa in kV.

Uguagliando le due formule, ed esplicitando per X_{oc} si ottiene:

$$X_{oc} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^9}{(0.003 \cdot l1 + 0.2 \cdot l2)} \cdot \frac{f_0}{f}$$

con $l1$ e $l2$ espresse in metri, X_{oc} espressa in mohm, $f_0 = 50$ Hz e f la frequenza di lavoro.

Calcolata la corrente di guasto omopolare I_o , secondo lo schema riportato nella figura precedente, rispetto a tutti i punti di guasto (valle delle utenze), si deve calcolare come essa si ripartisce nella rete e quanta viene vista da ogni protezione omopolare 67N distribuita nella rete.

Per prima cosa la I_o va ripartita in due correnti: I_{oc} per la X_{oc} , l'altra (I_{ol}) per il centro stella del trasformatore attraverso la bobina di Petersen.

Poi, la I_{ol} viene suddivisa tra gli eventuali trasformatori in parallelo, proporzionalmente alla potenza.

La I_{oc} essendo la corrente capacitiva che si richiude attraverso le capacità della rete, va suddivisa tra le utenze in cavo o aeree in media proporzionalmente alla capacità di ognuna (condensatori in parallelo).

Per ora non si tiene conto dei fattori di riduzione relativi a funi di guardia delle linee elettriche aeree e degli schermi metallici dei cavi sotterranei.

Tali fattori determinerebbero una riduzione della corrente loc e lol in quanto esisterebbe una terza componente nella lo che si richiude attraverso questi elementi.

6.3. SCELTA DELLE PROTEZIONI

La scelta delle protezioni viene effettuata verificando le caratteristiche elettriche nominali delle condutture ed i valori di guasto; in particolare le grandezze che vengono verificate sono:

- ✓ Corrente nominale, secondo cui si è dimensionata la conduttura;
- ✓ Numero poli;
- ✓ Tipo di protezione;
- ✓ Tensione di impiego, pari alla tensione nominale dell'utenza;
- ✓ Potere di interruzione, il cui valore dovrà essere superiore alla massima corrente di guasto a monte dell'utenza $I_{km\ max}$;
- ✓ Taratura della corrente di intervento magnetico, il cui valore massimo per garantire la protezione contro i contatti indiretti (in assenza di differenziale) deve essere minore della minima corrente di guasto alla fine della linea ($I_{mag\ max}$).

6.3.1. VERIFICA DELLA PROTEZIONE A CORTOCIRCUITO DELLE CONDUTTURE

Secondo la norma 64-8 par.434.3 "Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i cortocircuiti.", le caratteristiche delle apparecchiature di protezione contro i cortocircuiti devono soddisfare a due condizioni:

- ✓ Il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione (a meno di protezioni adeguate a monte);
- ✓ La caratteristica di intervento deve essere tale da impedire che la temperatura del cavo non oltrepassi, in condizioni di guasto in un punto qualsiasi, la massima consentita.

La prima condizione viene considerata in fase di scelta delle protezioni. La seconda invece può essere tradotta nella relazione:

$$I^2 \cdot t \leq K^2 S^2$$

ossia in caso di guasto l'energia specifica sopportabile dal cavo deve essere maggiore o uguale a quella lasciata passare dalla protezione.

La norma CEI al par. 533.3 "Scelta dei dispositivi di protezioni contro i cortocircuiti" prevede pertanto un confronto tra le correnti di guasto minima (a fondo linea) e massima (inizio linea) con i punti di intersezione tra le curve.

Le condizioni sono pertanto:

Le intersezioni sono due:

- ✓ $I_{ccmin} \geq I_{inters\ min}$ (quest'ultima riportata nella norma come Ia);
- ✓ $I_{ccmax} \leq I_{inters\ max}$ (quest'ultima riportata nella norma come Ib).
- ✓ L'intersezione è unica o la protezione è costituita da un fusibile:
- ✓ $I_{ccmin} \geq I_{inters\ min}$.

L'intersezione è unica e la protezione comprende un magnetotermico:

$$I_{cc\ max} \leq I_{inters\ max}.$$

Sono pertanto verificate le relazioni in corrispondenza del guasto, calcolato, minimo e massimo. Nel caso in cui le correnti di guasto escano dai limiti di esistenza della curva della protezione il controllo non viene eseguito.

Note:

La rappresentazione della curva del cavo è una iperbole con asintoti $K^2 S^2$ e la I_z dello stesso.

La verifica della protezione a cortocircuito eseguita dal programma consiste in una verifica qualitativa, in quanto le curve vengono inserite riprendendo i dati dai grafici di catalogo e non direttamente da dati di prova; la precisione con cui vengono rappresentate è relativa.

6.3.2. VERIFICA DI SELETTIVITÀ

È verificata la selettività tra protezioni mediante la sovrapposizione delle curve di intervento. I dati forniti dalla sovrapposizione, oltre al grafico sono:

- ✓ Corrente I_a di intervento in corrispondenza ai massimi tempi di interruzione previsti dalla CEI 64-8: pertanto viene sempre data la corrente ai 5s (valido per le utenze di distribuzione o terminali fisse) e la corrente ad un tempo determinato tramite la tabella 41A della CEI 64.8 par 413.1.3. Fornendo una fascia di intervento delimitata da una caratteristica limite superiore e una caratteristica limite inferiore, il tempo di intervento viene dato in corrispondenza alla caratteristica limite inferiore. Tali dati sono forniti per la protezione a monte e per quella a valle;
- ✓ Tempo di intervento in corrispondenza della minima corrente di guasto alla fine dell'utenza a valle: minimo per la protezione a monte (determinato sulla caratteristica limite inferiore) e massimo per la protezione a valle (determinato sulla caratteristica limite superiore);
- ✓ Rapporto tra le correnti di intervento magnetico: delle protezioni;
- ✓ Corrente al limite di selettività: ossia il valore della corrente in corrispondenza all'intersezione tra la caratteristica limite superiore della protezione a valle e la caratteristica limite inferiore della protezione a monte (CEI 23.3 par 2.5.14).
- ✓ Selettività: viene indicato se la caratteristica della protezione a monte si colloca sopra alla caratteristica della protezione a valle (totale) o solo parzialmente (parziale a sovraccarico se l'intersezione tra le curve si ha nel tratto termico).
- ✓ Selettività cronometrica: con essa viene indicata la differenza tra i tempi di intervento delle protezioni in corrispondenza delle correnti di cortocircuito in cui è verificata.

Nelle valutazioni si deve tenere conto delle tolleranze sulle caratteristiche date dai costruttori.

Quando possibile, alla selettività grafica viene affiancata la selettività tabellare tramite i valori forniti dalle case costruttrici. I valori forniti corrispondono ai limiti di selettività in A relativi ad una coppia di protezioni poste una a monte dell'altra. La corrente di guasto minima a valle deve risultare inferiore a tale parametro per garantire la selettività.

6.4. FUNZIONAMENTO IN SOCCORSO

Se necessario, è verificata la rete o parte di essa in funzionamento in soccorso, quando la fornitura è disinserita e l'alimentazione è fornita da sorgenti alternative come generatori o UPS.

Vengono calcolate le correnti di guasto, la verifica delle protezioni con i nuovi parametri di alimentazione.

6.5. MASSIMA LUNGHEZZA PROTETTA IN MT

Il calcolo della massima lunghezza protetta viene eseguito mediante il criterio proposto dalla norma CEI 64-8 al paragrafo 533.3, secondo cui la corrente di cortocircuito presunta è calcolata come:

$$I_{ctocto} = \frac{0.8 \cdot U}{1.5 \cdot \rho \cdot (1 + m) \cdot \frac{L_{max\ prot}}{S_f}}$$

partendo da essa e nota la taratura magnetica della protezione è possibile calcolare la massima lunghezza del cavo protetta in base ad essa.

Pertanto:

$$L_{max\ prot} = \frac{0.8 \cdot U}{1.5 \cdot \rho \cdot (1 + m) \cdot \frac{I_{ctocto}}{S_f}}$$

Dove:

U: è la tensione concatenata per il neutro non distribuito e di fase per neutro distribuito;

ρ : è la resistività a 20°C del conduttore;

m: rapporto tra sezione del conduttore di fase e di neutro (se composti dello stesso materiale);

Imag: taratura della magnetica.

Viene tenuto conto, inoltre, dei fattori di riduzione (per la reattanza):

- 0.9 per sezioni di 120 mm²;
- 0.85 per sezioni di 150 mm²;
- 0.8 per sezioni di 185 mm²;
- 0.75 per sezioni di 240 mm²;

Per ulteriori dettagli vedi norma CEI 64-8 par.533.3 sezione commenti.

7. CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTO DI TERRA

Lo scopo di questa sezione è riportare un calcolo preliminare del sistema di terra relativo all'impianto fotovoltaico, connesso alla rete Terna che verrà realizzato nel sito di Gildone.

Il nuovo impianto di terra sarà un impianto di terra globale (CEI61936 e CEI 50522).

Questo pertanto nel suo complesso dovrà risultare un unico elemento equipotenziale in tutti i suoi punti, perciò tutte le strutture e parti metalliche presenti nel sito dovranno essere connesse ad esso contemporaneamente.

7.1. DEFINIZIONI

- Elettrodo ausiliario di terra: elettrodo di terra con determinati vincoli progettuali/operativi. La sua funzione primaria può essere diversa dal condurre le correnti di guasto verso terra.
- Elettrodo di terra: conduttore interrato e usato per disperdere le correnti di guasto verso terra.
- Elettrodo di terra primario: elettrodo di terra progettato o adattato per scaricare le correnti di guasto verso terra secondo precisi profili di scarica richiesti (anche in maniera implicita) dal progetto di impianto.
- Ground mat: piastra metallica solida o sistema di conduttori nudi ravvicinati interconnessi tra loro e posizionati a basse profondità al di sopra di una rete di terra esistente al fine di introdurre una misura di protezione aggiuntiva, minimizzando il pericolo di esposizione a gradienti di tensione troppo elevati in luoghi in cui è segnalata un'elevata presenza di persone. Tipologie comuni di ground mat prevedono l'installazione di griglie metalliche sopra la superficie del terreno o immediatamente sotto la superficie.
- Ground potential rise (GPR): è il massimo potenziale che può instaurarsi tra la rete di terra e un punto posto a una certa distanza identificato come terra remota. Tale potenziale è calcolato attraverso il prodotto tra la massima corrente di guasto verso terra e la resistenza di terra del sistema. In condizioni normali, le apparecchiature elettriche messe a terra funzionano con un potenziale rispetto a quello della terra remota praticamente nullo; durante un guasto a terra, la parte di corrente di guasto dispersa verso terra provoca un aumento del potenziale del sistema di terra rispetto alla terra remota.
- Rete di terra: sistema orizzontale di elettrodi di terra che consiste in un numero di sbarre conduttrici interrate interconnesse fra loro. Fornisce un riferimento di tensione comune per dispositivi elettrici e strutture metalliche; inoltre limita i gradienti di tensione per tutta l'estensione della stessa. Normalmente la rete orizzontale è integrata con un certo numero di picchetti di terra e con gli elettrodi ausiliari di terra al fine di ridurre ulteriormente la resistenza totale di terra.
- Sistema di terra: comprende tutte le strutture di terra interconnesse in una specifica area.
- Tensione di contatto: differenza di potenziale tra il GPR e il potenziale del punto o superficie in cui una persona è contemporaneamente in piedi e a contatto con una struttura messa a terra.
- Tensione di contatto metal-to-metal: differenza di potenziale che si può creare tra due oggetti o strutture metalliche di cui una persona può entrare a contatto contemporaneamente con mani o piedi.
- Tensione di maglia: è la massima tensione che si può instaurare all'interno di una maglia della rete di terra.

- Tensioni di passo: La differenza di potenziale in un tratto convenzionale di un metro corrispondente alla distanza che una persona può colmare con i piedi senza toccare nessun altro oggetto collegato a terra.

7.2. INFORMAZIONI PRELIMINARI

L'impianto fotovoltaico sarà così configurato ed avrà i seguenti livelli di tensione ed i relativi stati del neutro:

- Livello AT: Punto di consegna posizionato in corrispondenza della stazione elettrica Terna; collegamento allo stallo utente in corrispondenza dell'impianto attraverso un tratto di linea in cavo 36kV di lunghezza pari a circa 4 km.;
- Livello AT: sottostazione di utente 36/30kV in corrispondenza dell'impianto. Il centro stella del trasformatore lato AT è franco-terra;
- Livello MT: Distribuzione interna a 30 kV a neutro isolato nei tratti compresi tra il trasformatore AT/MT e la cabina generale MT e tra quest'ultima e le cabine di trasformazione di ciascun sottocampo;
- Livello BT (AC): Distribuzione fino a 1000 Vac interna ai sottocampi con distribuzione trifase + neutro TN-S.
- Livello BT (DC): Distribuzione a 1500 Vdc interna ai sottocampi con entrambi i poli isolati da terra (sistema flottante).

Ad oggi non risultano noti i dati dimensionamento della rete Terna, pertanto si ipotizzano i valori di massima corrente di guasto verso terra AT e al relativo tempo di intervento in riferimento alla sottostazione interna all'area di impianto:

- Massima corrente di guasto monofase a terra (IG): 18,22 kA
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto monofase a terra: 0,2 s

Ad oggi, considerando i dati citati, il tempo di intervento impone un limite al massimo gradiente di tensione interno al sito pari a 537 V (CEI EN 50522, Fig.4). Tale limite, confrontato con la tensione totale di terra UT (cioè con il GPR):

$$UT = RT \cdot IG = 0,26 \cdot 18220 = 4737 \text{ V}$$

Dato che il risultato ottenuto è risultato superiore a 537 V, dovrà essere imposto il rilievo delle tensioni di contatto all'interno dell'area.

7.2. TIPOLOGIA DI DISPERSORI DI TERRA

Si riportano di seguito le formule utilizzate per il calcolo della resistenza di terra di diversi dispersori, nelle quali si tiene conto del tipo di terreno.

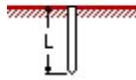
Impostata la resistività ρ del terreno, per ogni tipo di dispersore si devono inserire i parametri che lo definiscono.

Parametri:

- ✓ Lunghezza L;
- ✓ Raggio del picchetto a;
- ✓ Distanza tra picchetti d;
- ✓ Profondità s;
- ✓ Raggio del filo a;
- ✓ Raggio anello r;
- ✓ Raggio piastra r;
- ✓ Lunghezze lati dispersori rettangolari a, b;
- ✓ Numero conduttori per lato na, nb.

Tipologie di dispersori:

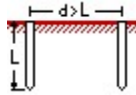
1) Picchetto verticale



per avere a, il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a=a'/2$.

$$R_T = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{4 \cdot L}{a} - 1 \right)$$

2) Due picchetti verticali

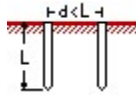


per avere a, il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a=a'/2$.

$$R_T = \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{4 \cdot L}{a} - 1 \right) + \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot d} \cdot \left(1 - \frac{L^2}{3 \cdot d^2} + \frac{2 \cdot L^4}{5 \cdot d^4} \dots \right)$$

La formula ha il vincolo: $d > L$.

3) Due picchetti verticali vicini

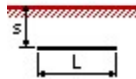


per avere a, il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a=a'/2$.

$$R_T = \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{4 \cdot L}{a} + \ln \frac{4 \cdot L}{d} - 2 + \frac{d}{2 \cdot L} - \frac{d^2}{16 \cdot L^2} + \frac{d^4}{512 \cdot L^4} \dots \right)$$

Vincolo: $d < L$.

4) Dispersore lineare



per avere s, il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s=2 \cdot s'$;

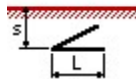
per avere L, il valore L' inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $L=L'/2$;

per avere a, il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a=a'/2$.

$$R_T = \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{4 \cdot L}{a} + \ln \frac{4 \cdot L}{s} - 2 + \frac{s}{2 \cdot L} - \frac{s^2}{16 \cdot L^2} + \frac{s^4}{512 \cdot L^4} \dots \right)$$

Vincolo: $s' < L'$.

5) Dispersore angolare



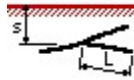
per avere s, il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s=2 \cdot s'$;

per avere a, il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a=a'/2$.

$$R_T = \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L}{a} + \ln \frac{2 \cdot L}{s} - 0.2373 + 0.2146 \cdot \frac{s}{L} + 0.1035 \cdot \frac{s^2}{L^2} \dots \right)$$

Vincolo: $s' < L$

6) Stella a tre punte



per avere s, il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s=2 \cdot s'$;

per avere a, il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a=a'/2$.

$$R_T = \frac{\rho}{6 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L}{a} + \ln \frac{2 \cdot L}{s} + 1.071 - 0.209 \cdot \frac{s}{L} + 0.238 \cdot \frac{s^2}{L^2} \dots \right)$$

Vincolo: $s' < L$.

7) Stella a quattro punte



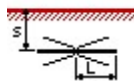
per avere s, il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s=2 \cdot s'$;

per avere a, il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a=a'/2$.

$$R_T = \frac{\rho}{8 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L}{a} + \ln \frac{2 \cdot L}{s} + 2.912 - 1.071 \cdot \frac{s}{L} + 0.645 \cdot \frac{s^2}{L^2} \dots \right)$$

Vincolo: $s' < L$.

8) Stella a sei punte



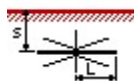
per avere s, il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s=2 \cdot s'$;

per avere a, il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a=a'/2$.

$$R_T = \frac{\rho}{12 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L}{a} + \ln \frac{2 \cdot L}{s} + 6,851 - 3.128 \cdot \frac{s}{L} + 1.758 \cdot \frac{s^2}{L^2} \dots \right)$$

Vincolo: $s' < L$.

9) Stella a otto punte



per avere s, il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s=2 \cdot s'$;

per avere a, il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a=a'/2$.

$$R_T = \frac{\rho}{16 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L}{a} + \ln \frac{2 \cdot L}{s} + 10.98 - 5.51 \cdot \frac{s}{L} + 3.26 \cdot \frac{s^2}{L^2} \dots \right)$$

Vincolo: $s' < L$.

10) Dispensore ad anello

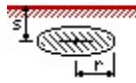


per avere s, il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s=2 \cdot s'$;

per avere a, il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a=a'/2$.

$$R_T = \frac{\rho}{4 \cdot \pi^2 \cdot r} \cdot \left(\ln \frac{8 \cdot r}{a} + \ln \frac{8 \cdot r}{s} \right)$$

11) Piastra rotonda orizzontale

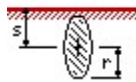


per avere s, il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s=2 \cdot s'$;

$$R_T = \frac{\rho}{8 \cdot r} + \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot s} \cdot \left(1 - \frac{7}{12} \frac{r^2}{s^2} + \frac{33}{40} \frac{r^4}{s^4} \dots \right)$$

Vincolo: $r < 2 \cdot s'$.

12) Piastra rotonda verticale

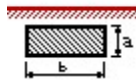


per avere s, il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s=2 \cdot s'$.

$$R_T = \frac{\rho}{8 \cdot r} + \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot s} \cdot \left(1 + \frac{7}{24} \frac{r^2}{s^2} + \frac{99}{320} \frac{r^4}{s^4} \dots \right)$$

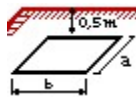
Vincolo: $r < s'$.

13) Piastra rettangolare verticale



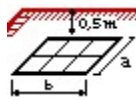
$$R_T = \frac{\rho}{4} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{a \cdot b}}$$

14) Dispensore ad anello rettangolare



$$R_T = \frac{\rho}{a + b}$$

15) Maglia rettangolare



$$R_T = \rho \cdot \left(\frac{1}{4 \cdot r} + \frac{1}{\Sigma I} \right)$$

con

$\Sigma I = nb \cdot b + na \cdot a$ lunghezza totale dei conduttori costituenti la rete.

$$r = \sqrt{\frac{a \cdot b}{\pi}}$$

(I riferimenti bibliografici delle formule sono: Lorenzo Fellin, Complementi di impianti elettrici, CUSL; M. Montalbetti, L'impianto di messa a terra, Editoriale Delfino, Milano).

7.4. CALCOLI DELL'ESTENSIONE DELL'IMPIANTO DI TERRA

7.4.1. CONTRIBUTO ALLA CORRENTE DI CORTOCIRCUITO DELL'IMPIANTO LATO AT

Al fine di verificare il dimensionamento del futuro impianto di terra, si è proceduto alla analisi della corrente massima di guasto verso terra lato AT assunto che deve essere integrato con il contributo al guasto verso terra AT dato dall'impianto fotovoltaico. Quest'ultimo, essendo un gruppo di generazione statico, genererà un lieve contributo alla corrente di guasto in una misura assunta pari a $2 \cdot I_n = 856 \text{ A}$ a 36 kV.

Di conseguenza la corrente di guasto massima verso terra attesa ed incrementata del contributo del generatore fotovoltaico sarà pari a:

$$I_G = 20000 + 856 = 20856 \text{ (LATO 36 kV)}$$

Tale contributo si può considerare pertanto trascurabile.

7.4.2. ANALISI DELLA RETE DI TERRA

Il nuovo impianto fotovoltaico si estenderà su una superficie che copre un'area di circa 42,53ha.

Verrà realizzato un nuovo impianto di terra, pertanto prima di procedere alla realizzazione dello stesso, occorrerà verificare la natura del suolo e la resistività.

Quest'ultima è influenzata da diversi fattori quali:

- ✓ Tipo di terreno
- ✓ Stratificazione
- ✓ Temperatura
- ✓ Composizione chimica e concentrazione di sali disciolti
- ✓ Presenza di metalli e/o tubazioni in cls
- ✓ Umidità del terreno

L'obiettivo ideale è ottenere una resistenza di terra tale per cui qualsiasi guasto verso terra interno all'impianto non generi tensioni pericolose per le persone.

La realizzazione dell'impianto di terra dovrà essere realizzata attraverso una griglia di dispersori disposti orizzontalmente e chiusi ad anello; tale griglia dovrà ricoprire l'intera area di impianto e l'area della SSE utente.

Il dispersore utilizzato dovrà essere corda di rame nuda con una sezione minima pari a:

$$S_{min} = \sqrt{\frac{I^2 \cdot t}{K_c^2}} = \sqrt{\frac{20000^2 \cdot 0,2}{228^2}} = 39,23 \text{ mm}^2$$

dove:

- I è la massima corrente di guasto verso terra lato 36 kV espressa in Ampère;
- t è il tempo di intervento della protezione AT in secondi;
- Kc è il coefficiente per conduttori nudi non in contatto con materiali danneggiabili (per range di temperatura 30-500°C);

Pertanto, la sezione minima scelta sarà non inferiore ai 50 mm².

L'impianto di terra in corrispondenza della SSE utente sarà realizzato mediante un dispersore ad anello in corda di rame nuda di sezione non inferiore ai 95 mm² e una rete magliata interna (anelli di dimensione 1m x 1m) di sezione non inferiore ai 70 mm². Tutte le apparecchiature presenti in SSE saranno collegate all'impianto globale mediante 2 o 4 corde di rame di sezione non inferiore ai 95 mm².

L'impianto di terra in corrispondenza delle cabine sarà realizzato mediante un dispersore orizzontale ad anello di sezione non inferiore ai 95 mm² e una rete magliata interna (anelli di dimensione 1m x 1m) di sezione non inferiore ai 70 mm².

Nell'area in prossimità della SSE, soggetta ad un maggiore gradiente di potenziale, le dimensioni delle maglie saranno opportunamente infittite.

Per la posa dei dispersori verrà sfruttato il passaggio cavi MT e DC interno all'impianto; l'area di impianto così magliata, dovrà essere poi chiusa ad anello.

Verranno collegati alla rete di terra anche i pali dei tracker (nelle sezioni in cui è previsto l'utilizzo di strutture su palo). In riferimento alla recinzione tutti i tratti che ricadono all'interno della maglia di terra globale dovranno essere collegati a terra; i tratti esterni alla maglia globale andranno invece isolati da terra. In tali tratti deve essere garantita una distanza minima tra recinzione e struttura di sostegno dei moduli di almeno 5 metri.

Al completamento dell'impianto andrà valutata la resistenza tra le parti e/o strutture metalliche non direttamente connesse a terra e la terra stessa: se tali resistenze sono inferiori ai 1000 Ω allora occorre collegare tali parti e/o strutture all'impianto di terra.

L'analisi preliminare della rete di terra è stato implementato un calcolo che tiene conto delle seguenti assunzioni:

Resistività ρ del terreno (a una profondità di 1,2 m): 850 Ω·m (Valore tipico cautelativo per terreni in Calcare)

- Estensione dell'area: 42,53ha
- Numero di conduttori/maglie per lato inseriti nel calcolo: 3

La resistenza di terra associata a tale estensione risulta essere la seguente:

Si ipotizza un valore pari a 0,214 Ω.

7.4.3. RISOLUZIONE GUASTO MT

La distribuzione MT essendo a neutro isolato permette di avere correnti di guasto verso terra ridotte rispetto al livello di tensione AT (dell'ordine delle centinaia di ampere).

Assumendo che la resistenza di terra sia pari a $R_t = 0,214 \Omega$ e che il guasto sia risolto dall'interruttore entro 0,9 s, al massimo gradiente di tensione interno al sito pari a 120 V (CEI EN 50522, Fig.4) il guasto verso terra lato MT è risolto se la massima corrente di guasto verso terra è inferiore a:

$$I_g = 120/0,214 = 560,7 \text{ A}$$

Dove 120 V è la massima tensione ammissibile per un tempo pari a 0,9 s e 0,214 è la resistenza di terra R_t .

Nel caso in esame il sistema è in MT a neutro isolato, ove in condizioni ordinarie l'impedenza che collega ciascun conduttore di linea con la terra è dovuta alla capacità dei conduttori verso terra. Tale circostanza genera correnti capacitive che costituiscono un sistema equilibrato, genericamente di valore modesto, ma proporzionali al tipo e alla lunghezza della linea, cavo o aerea oltre alla tensione di linea.

Tipicamente la corrente ordinaria capacitiva I_{gcavo} per linee in cavo è data dalla formula

$$I_{gcavo} = V * 0,2 * L_{cavo}$$

V = tensione nominale della rete (kV)

L_{cavo} = lunghezza totale delle linee in cavo (km).

Pertanto nel caso in esame considerano che le linee MT si estendono internamente all'impianto fotovoltaico per una lunghezza complessiva di circa 4 km il contributo capacitivo della corrente di guasto sarà pari a circa 16 A.

Tale valore è inferiore a 560 A stimati pertanto il guasto verso terra lato MT risulta risolto.

Rimane confermata la necessità di effettuare la verifica delle tensioni di contatto su tutte le masse presenti in impianto con resistenza verso terra superiore a 1000 Ω .

In relazione all'ipotesi di guasto, gli schermi dei cavi MT dovranno essere messi a terra nel rispetto delle norme CEI.

7.4.4. RISOLUZIONE GUASTO BT (AC CURRENT)

La distribuzione BT in corrente alternata prevede la porzione di impianto compresa tra il trasformatore MT/BT e l'inverter all'interno delle Power Station e trasformatori BT/BT per l'alimentazione delle utenze ausiliarie di impianto. Entrambi i trasformatori presenti in cabina hanno il centro stella del livello BT messo a terra, perciò le condizioni sono analoghe al livello di tensione AT con correnti di guasto verso terra elevate e non risolvibili dall'impianto di terra.

Pertanto, al fine di garantire la protezione delle persone da tensioni potenzialmente pericolose occorre, prima della messa in esercizio dell'impianto, procedere con le misure di contatto, per l'identificazione delle zone d'impianto potenzialmente più a rischio.

7.4.5. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI ED INDIRECTI

Le misure di protezione mediante isolamento delle parti attive e mediante involucri o barriere sono intese a fornire una protezione totale contro i contatti diretti.

La protezione del suddetto tipo di contatto sarà quindi assicurata dai provvedimenti seguenti:

- ✓ Copertura completa delle parti attive a mezzo di isolamento rimovibile solo con la distruzione di quest'ultimo;
- ✓ Parti attive poste dentro involucri tali da assicurare il grado di protezione adeguato al tipo di ambiente in cui sono installate.

Le protezioni dai contatti indiretti avranno come principio base l'interruzione automatica dell'alimentazione e, pertanto, il collegamento equipotenziale di tutte le masse metalliche che, per un difetto dell'isolamento primario possano assumere un potenziale pericoloso ($U_T > 50$ V), unitamente all'estinzione del guasto tramite apertura del dispositivo di protezione a monte della zona in cui si è manifestato il guasto. A tal fine occorre che il valore della resistenza di terra e l'intervento del dispositivo di protezione siano tra loro coordinati affinché l'estinzione del guasto avvenga entro i limiti previsti dalle norme vigenti in materia.

La protezione contro i contatti indiretti, pur essendo eseguibile mediante impiego di dispositivi a massima corrente in quanto gli impianti sono realizzati con tipologia distributiva TN-S verrà comunque realizzata - al fine di rendere ancora più tempestivi gli interventi delle protezioni - mediante l'installazione di dispositivi a corrente differenziale installati a monte delle linee terminali e la connessione all'impianto di terra esistente. I conduttori di protezione saranno collegati all'impianto di terra globale mediante installazione di un conduttore PE che dalle barre di terra dei quadri collegherà tali masse e le masse estranee ivi presenti al collettore di terra generale di cabina.

La protezione contro i contatti indiretti in caso di guasto a terra nei sistemi di distribuzione TN-S è prevista con collegamento a terra delle masse e interruttori differenziali ad alta sensibilità (0,03 A, 0,3 A, 0,5 A), al fine di rispettare le condizioni di sicurezza indicata dalle norme CEI 64-8 in 413.1.4.2.

7.4.6. RISOLUZIONE GUASTO BT (DC CURRENT)

Nella distribuzione DC (dal modulo fino all'inverter) è previsto un sistema con entrambi i poli flottanti (sistema isolato); il primo guasto verso terra è conseguentemente a corrente nulla. Nel caso in cui il primo guasto non fosse rilevato e si verificasse un secondo guasto verso terra, si creerebbero correnti di guasto verso terra dell'ordine di svariati kA, non risolvibili dall'impianto di terra in quanto sarebbe necessaria una resistenza di terra MT molto bassa, difficilmente raggiungibile.

Pertanto, al fine di proteggere il sistema e limitare le tensioni di contatto (indicate nella CEI EN 50522) entrambi i poli DC di tutte le stringhe dovranno monitorati costantemente attraverso un controllo dell'isolamento verso terra. Tale controllo avviene attraverso due soglie di allarme:

- ✓ Una prima soglia (normalmente impostata intorno ai 30 kΩ) al di sotto della quale verrà prodotto un segnale di allarme al sistema SCADA;
- ✓ Una seconda soglia (normalmente impostata intorno ai 10 kΩ) al di sotto del quale verranno prodotti un segnale di allarme al sistema SCADA e un allarme visibile e udibile in control room.

Il sistema di controllo dell'isolamento deve essere operativo sempre e in ogni condizione.

Secondo l'indicazione degli standard, il primo guasto deve essere chiaramente segnalato e dev'essere tempestivamente risolto; nel caso in cui si verifichi un secondo guasto devono intervenire necessariamente i fusibili lato DC per la protezione dell'impianto contro le sovracorrenti.

8. SCARICHE ATMOSFERICHE

Per la verifica della protezione dell'impianto in oggetto contro le sovratensioni di origine atmosferica deve essere effettuata una valutazione del rischio che tiene conto di:

- Numero all'anno di fulmini su una determinata struttura o area;
- Probabilità che tale evento possa causare danni;
- Danno economico medio in relazione ai danni avvenuti.

La valutazione del rischio è quindi influenzata dalla tipologia di impianto di riferimento e dalle apparecchiature presenti al suo interno.

L'impianto in questione è composto quasi interamente da strutture metalliche collegate direttamente all'impianto di terra, per questo motivo il rischio da fulminazione è minimo.

La configurazione dell'impianto adottata prevede l'utilizzo a tutti i livelli di tensione di scaricatori per la protezione dell'impianto contro le sovratensioni.

L'impianto pertanto è definito autoprotetto.