

**IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN  
POTENZA NOMINALE 25,7 MWp  
Località "Podere Fredella" – Comune di Foggia (FG)**

**PROPONENTE:**

**TEP RENEWABLES (FOGGIA 6 PV) S.R.L.**  
Corso Vercelli, 27 – 20144 Milano  
P. IVA e C.F. 11621270963 – REA MI - 2615131

**PROGETTISTA:**

**ING. GIULIA GIOMBINI**  
Iscritto all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di Viterbo  
al n. A 1009

**PROGETTO DEFINITIVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO**  
(art. 23 del D. Lgs 152/2006 e ss. mm. ii)

***Relazione Calcolo Preliminare degli Impianti***

Cod. Documento	Data	Tipo revisione	Redatto	Verificato	Approvato
B35_FG_PD_R09_Rev0_Relazion e calcolo preliminare impianti.docx	05/2021	Prima emissione	B.Akyüz	G.Giombini	G.Giombini

## INDICE

<b>1. PREMESSA .....</b>	<b>4</b>
1.1 INQUADRAMENTO DELL'AREA E DEL TERRITORIO DI INTERVENTO.....	4
1.2 DESCRIZIONE SINTETICA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	6
1.3 CONFIGURAZIONE IMPIANTO .....	7
<b>2 RIFERIMENTI NORMATIVI.....</b>	<b>11</b>
2.1 NORME DI RIFERIMENTO PER LA BASSA TENSIONE .....	11
2.2 NORME DI RIFERIMENTO PER LA MEDIA TENSIONE .....	12
<b>3 CALCOLO PRELIMARE ELETTRICO MT-BT.....</b>	<b>12</b>
3.1 ELEMENTI RELATIVI ALLA CONNESSIONE .....	12
3.2 CALCOLO DELLE CORRENTI DI IMPIEGO.....	13
3.3 ARMONICHE .....	13
3.4 DIMENSIONAMENTO CAVI .....	14
3.5 INTEGRALE DI JOULE.....	16
3.6 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI NEUTRO .....	17
3.7 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE .....	17
3.8 CALCOLO DELLA TEMPERATURA DEI CAVI .....	19
3.9 CADUTE DI TENSIONE .....	19
3.10 TRASFORMATORI .....	20
3.10.1 Trasformatori a due avvolgimenti .....	20
3.10.2 Trasformatori a tre avvolgimenti.....	22
3.10.3 Fattori di correzione per generatori e trasformatori (EN 60909-0) .....	23
3.10.4 Fattori di correzione per trasformatori (EN 60909-0 par. 6.3.3).....	23
3.10.5 Fattori di correzione per generatori sincroni (EN 60909-0 par. 6.6.1).....	23
3.10.6 Fattore di correzione per gruppi di produzione con regolazione automatica della tensione del trasformatore (EN 60909-0 par. 6.7.1).....	24
3.10.7 Fattore di correzione per gruppi di produzione senza regolazione automatica della tensione del trasformatore (EN 60909-0 par. 6.7.2).....	24
<b>4 STUDIO DI CORTOCIRCUITO.....</b>	<b>24</b>
4.1 STATO DEL NEUTRO DI IMPIANTO.....	25
4.2 CALCOLO DEI GUASTI MT.....	25
4.2.1 Calcolo delle correnti massime di cortocircuito .....	25
4.2.2 Calcolo delle correnti minime di cortocircuito .....	27
4.2.3 Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra .....	28
4.2.4 Guasti monofasi a terra linee MT .....	29
4.3 SCELTA DELLE PROTEZIONI .....	31
4.3.1 Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture .....	31
4.3.2 Verifica di selettività.....	32
4.4 FUNZIONAMENTO IN SOCCORSO.....	32
4.5 MASSIMA LUNGHEZZA PROTETTA IN MT.....	32
<b>5 CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTO DI TERRA .....</b>	<b>34</b>
5.1 DEFINIZIONI.....	34
5.2 INFORMAZIONI PRELIMINARI .....	34
5.3 TIPOLOGIA DI DISPERSORI DI TERRA .....	36

5.4	CALCOLI DELL'ESTENSIONE DELL'IMPIANTO DI TERRA .....	40
5.4.1	Analisi della rete di terra .....	40
5.4.2	Risoluzione Guasto MT.....	41
5.4.3	Risoluzione guasto BT (AC current).....	42
5.4.4	Protezione contro i contatti diretti ed indiretti .....	42
5.4.5	Risoluzione guasto BT (DC current) .....	43
6	SCARICHE ATMOSFERICHE .....	44

## 1. PREMESSA

Lo scopo di questa relazione tecnica è presentare un calcolo preliminare degli impianti elettrici e dell'impianto di terra relativo all'impianto fotovoltaico di produzione di energia da fonte solare, di potenza di picco complessiva pari a 25,705 MWp, da realizzare nel sito nell'agro di Foggia in località "Podere Fredella". L'area di intervento risulta essere pari a circa 71 ha, di cui circa 36,4 ha recintati per l'installazione dell'impianto.

Tale impianto sarà collegato alla rete di trasmissione nazionale AT attraverso lo stallo presente nella sottostazione Manfredonia di Terna S.p.a. a 150 kV ed una linea provata di connessione MT 30kV.

L'impianto sarà suddiviso in 11 sottocampi ognuno di essi sarà associata una cabina di trasformazione MT/BT (Power Station), con una potenza nominale compresa tra circa 2000 kVA. La distribuzione MT interna all'impianto sarà 30 kV con 3 linee in partenza dalla cabina generale MT verso i vari sottocampi; tale cabina sarà realizzata in prossimità del perimetro di impianto ove è previsto l'arrivo della linea MT di connessione.

Tale documento si riferisce ai calcoli preliminari del solo impianto fotovoltaico ad esclusione delle opere di connessione di cui si rimanda allo specifico elaborato di progetto. Il calcolo elettrico sviluppato tiene conto della massima potenza AC erogabile dall'impianto pari a circa 21,95 MVA. Tale valore coincide con la somma delle potenze AC erogabili da ogni singola Power Station (definite dalla taglia del trasformatore all'interno di ogni cabina di conversione).

I moduli fotovoltaici abbinati alle power station, tipologia bifacciali potenza 535 W, saranno installati su strutture tipologia tracker monoassiali, mediante palo infisso nel terreno. Le strutture saranno posizionate mediante interfila maggiore di 9,5 m al fine di poter consentire lo sfruttamento agricolo del terreno.

Nell'area impianto saranno posizionate le suddette 11 cabine "Power Station" oltre a una cabina control room e una cabina utente.

### 1.1 INQUADRAMENTO DELL'AREA E DEL TERRITORIO DI INTERVENTO

L'area di intervento è sita nell'agro di Foggia in località "Podere Fredella".

L'area di intervento risulta essere pari a circa 71 ha, di cui circa 36,4 ha recintati per l'installazione dell'impianto.



Figura 1.1: Localizzazione dell'area di intervento

L'area deputata all'installazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto risulta essere adatta allo scopo presentando una buona esposizione ed è facilmente raggiungibile ed accessibile attraverso le vie di comunicazione esistenti.



*Figura 1.1: Stato di fatto dell'area di progetto*

Le coordinate del sito sono:

- latitudine 41°33'29.06" N
- longitudine 15°37'24.78" E

## 1.2 DESCRIZIONE SINTETICA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico ha una potenza in DC di 25,705 MW con tensione di esercizio a 30kV 50Hz.

L'impianto fotovoltaico sarà connesso in antenna a 150 kV alla sottostazione di trasformazione della RTN 380/150 kV di Foggia, mediante una linea di connessione interrata in MT di lunghezza pari a circa 11 km.

L'impianto è così costituito:

- n.1 cabina principale MT di connessione. Nella stessa area all'interno della cabina sarà presente il quadro QMT1 contenente i dispositivi generali DG di interfaccia DDI e gli apparati SCADA e telecontrollo;
- n.1 cabina principale di trasformazione MT/AT in prossimità della SE Manfredonia contenente le apparecchiature dell'Ente Distributore e il punto di misura fiscale;
- n. 11 Power Station (PS). Le Power Station o cabine di campo avranno la duplice funzione di convertire l'energia elettrica da corrente continua a corrente alternata ed elevare la tensione da bassa a media tensione; esse saranno collegate tra di loro in configurazione radiale e in posizione più possibile baricentrica rispetto ai sottocampi fotovoltaici in cui saranno convogliati i cavi provenienti dalle String Box che a loro volta raccoglieranno i cavi provenienti dai raggruppamenti delle stringhe dei moduli fotovoltaici collegati in serie;
- i moduli fotovoltaici saranno installati su apposite strutture metalliche di sostegno tipo tracker fondate su pali infissi nel terreno;
- L'impianto è completato da:
  - o tutte le infrastrutture tecniche necessarie alla conversione DC/AC della potenza generata dall'impianto e dalla sua consegna alla rete di distribuzione nazionale;
  - o opere accessorie, quali: impianti di illuminazione, videosorveglianza, monitoraggio, cancelli e recinzioni.

L'impianto elettrico di media tensione è stato previsto con distribuzione radiale. L'impianto di bassa tensione sarà realizzato in corrente alternata e continua.

Lo schema unifilare di cui all'elaborato: "B35\_FG\_PD\_T19\_Rev0\_Schema elettrico unifilare impianto FV" riporta un dettaglio dei principali componenti di impianto nonché la rappresentazione delle linee in MT. Ulteriori dettagli sono rilevabili negli elaborati relativi all'impianto di terra e alla distribuzione in media tensione di cui agli elaborati:

- "B35\_FG\_PD\_T20\_Rev0\_Rete di terra "
- "B35\_FG\_PD\_T19\_Rev0\_Percorso cavi MT"

### 1.3 CONFIGURAZIONE IMPIANTO

L'impianto è collegato alla rete elettrica nazionale con connessione trifase in alta tensione. Ha una potenza pari a 25,705 MWp, suddivisa in 11 generatori, derivante da 47.908 moduli sono ricompresi all'interno di un'area di proprietà recintata avente una superficie di 36,4 ha. Di seguito si riporta una tabella riepilogativa della configurazione di impianto

RIFERIMENTO	DESCRIZIONE								
Richiedente	TEP RENEWABLES (FOGGIA 6 PV) S.R.L.								
Luogo di installazione:	Foggia (FG) "Podere Fredella"								
Denominazione impianto:	FOGGIA 6								
Dati catastali area di progetto:	Foglio 9: Particelle: 14, 86, 119, 144, 145, 146, 301, 302, 538, 692, 693, 849								
Potenza di picco (MW <sub>p</sub> ):	25,705 MWp								
Informazioni generali del sito:	Sito ben raggiungibile, caratterizzato da strade esistenti, idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto e di facile accesso. La morfologia è piuttosto regolare.								
Connessione:	Interfacciamento alla rete mediante soggetto privato nel rispetto delle norme CEI								
Tipo strutture di sostegno:	Strutture metalliche in acciaio zincato tipo Tracker fissate a terra su pali								
Inclinazione piano dei moduli:	+55° - 55°								
Azimuth di installazione:	0°								
Caratterizzazione urbanistico vincolistica:	Il PRG del Comune di Foggia colloca l'area di intervento in zona E1/area agricola								
Cabine PS:	n. 11 distribuite in campo								
Posizione cabina elettrica di connessione e distribuzione:	n. 1 cabina MT interna al campo FV e n.1 cabina MT/AT da 30 kV in prossimità della SE Foggia 380 kV								
Rete di collegamento:	Elettrodotto Media tensione 30 kV fino alla SE in prossimità di Foggia e collegamento in antenna alla SE 150/380 KV								
Coordinate:	41°33'29.06"N 15°37'24.78"E Altitudine media 47 m s.l.m.								
Potenza totale e quantità di power station previste:	<table border="1"> <thead> <tr> <th>POTENZA CABINE MVA</th> <th>NUMERO CABINE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1,995</td> <td>11</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	POTENZA CABINE MVA	NUMERO CABINE	1,995	11				
POTENZA CABINE MVA	NUMERO CABINE								
1,995	11								
Rete di collegamento e Gestore:	Alta Tensione 150 kV, Terna SpA								

Tabella 1.1: Riepilogo dati tecnici di impianto

Come riportato nello schema unifilare, la distribuzione elettrica prevede la realizzazione di 2 rami in media tensione 30kV a cui saranno connesse le power station in configurazione Entra-Esci. Di seguito di riporta una tabella riepilogativa delle power station e relativo ramo di connessione.

ID.	RAMO	POWER STATION	POTENZA AC
1	A	POWER STATION A1	1995
2	A	POWER STATION A2	1995
3	A	POWER STATION A3	1995
4	B	POWER STATION B1	1995
5	B	POWER STATION B2	1995
6	B	POWER STATION B3	1995
7	B	POWER STATION B4	1995
8	B	POWER STATION B5	1995
9	C	POWER STATION C1	1995
10	C	POWER STATION C2	1995
11	C	POWER STATION C3	1995

*Tabella 1.2: Configurazione cabine di conversione "Power Station"*

Si rimanda alle tavole di dettaglio per un'ulteriore comprensione ed inquadramento planimetrico delle aree d'impianto. Dalla lettura dello schema unifilare del presente progetto, è possibile riscontrare le informazioni e le caratteristiche impiantistiche dell'impianto fotovoltaico nonché dei suoi elementi.

I vari sottocampi fotovoltaici nel quale è elettricamente suddiviso l'intero impianto saranno connessi ad un'unica cabina generale di parallelo sita all'interno dell'area di impianto e denominata CABINA PRINCIPALE MT.

Tutti i sottocampi e relative cabine di media tensione saranno connessi alla cabina CABINA PRINCIPALE MT tramite linee interrate costituite da cavi in MT 30kV in alluminio tipo ARG7H1RNR 18/30 kV

In tale cabina avverrà il parallelo elettrico di queste singole produzioni ed il successivo convogliamento verso il linea di connessione utente a 30kV. Il resto della distribuzione sarà in corrente continua, pertanto, non sarà oggetto di analisi.

Di seguito si riporta l'elenco delle linee in MT presenti in impianto e i relativi dati di impiego, quali correnti di esercizio, tensione e formazione.



CABINA	COLLEGAMENTO DA	COLLEGAMENTO A	POTENZA NOMINALE	FORMAZIONE	LUNGHEZZA LINEA	SISTEMA DI DISTRIBUZIONE	CORRENTE DI IMPIEGO IB	I <sub>Z</sub>	CADUTA DI TENSIONE TOTALE (IB)	TIPO DI POSA	ISOLAMENTO	DESIGNAZIONE CAVO	MATERIALE CONDUTTORE	TEMPERATURA AMBIENTE
CABINA-PRINCIPALE MT-LATO FV <sub>B</sub>	CABINA-GENERALE-MT <sub>B</sub>	POWER-STATION-1-A1 <sub>B</sub>	8500 <sub>a</sub>	3x(1x150) <sub>B</sub>	2630 <sub>a</sub>	Medias	193,79 <sub>a</sub>	318,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	D8 - Due terme di cavi unipolari interni a trifoglio	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
CABINA-PRINCIPALE MT-LATO FV <sub>B</sub>	CABINA-GENERALE-MT <sub>B</sub>	POWER-STATION-1-B1 <sub>B</sub>	10000 <sub>a</sub>	3x(1x150) <sub>B</sub>	300 <sub>a</sub>	Medias	192,88 <sub>a</sub>	318,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	D8 - Due terme di cavi unipolari interni a trifoglio	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
CABINA-PRINCIPALE MT-LATO FV <sub>B</sub>	CABINA-GENERALE-MT <sub>B</sub>	POWER-STATION-1-C1 <sub>B</sub>	7000 <sub>a</sub>	3x(1x150) <sub>B</sub>	1200 <sub>a</sub>	Medias	134,87 <sub>a</sub>	318,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	D8 - Due terme di cavi unipolari interni a trifoglio	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
CABINA-PRINCIPALE MT-LATO FV <sub>B</sub>	CABINA-GENERALE-MT <sub>B</sub>	POWER-STATION-1-D1 <sub>B</sub>	20000 <sub>a</sub>	3x2x(1x150) <sub>B</sub>	980 <sub>a</sub>	Medias	385,39 <sub>a</sub>	877,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	D8 - Tre cavi unipolari interni a trifoglio	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
CABINA-PRINCIPALE MT-LATO FV <sub>B</sub>	CABINA-GENERALE-MT <sub>B</sub>	TRASFORMATORE-AUSILIARIA	200 <sub>a</sub>	3x(1x50) <sub>B</sub>	15 <sub>a</sub>	Medias	3,88 <sub>a</sub>	203,58 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	A6 - Tre cavi unipolari in aria spaziat <sub>B</sub> . In orizzontale su passerella continua	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
CABINA-PRINCIPALE MT-LATO FV <sub>B</sub>	TRASFORMATORE-AUSILIARIA	UTENZE-AUSILIARIA	200 <sub>a</sub>	3x120 <sub>a</sub>	10 <sub>a</sub>	TN-S <sub>a</sub>	288,02 <sub>a</sub>	348,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	13 - cavi multipolari con o senza armatura su passerelle perforate	EPBa	FGTOR 0.6/1 kV <sub>a</sub>	RAMB <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
POWER-STATION-RAMO-A <sub>B</sub>	POWER-STATION-A1 <sub>B</sub>	POWER-STATION-A2 <sub>B</sub>	6500 <sub>a</sub>	3x(1x150) <sub>B</sub>	270 <sub>a</sub>	Medias	125,24 <sub>a</sub>	318,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	D8 - Due terme di cavi unipolari interni a trifoglio	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
POWER-STATION-RAMO-A <sub>B</sub>	POWER-STATION-A1 <sub>B</sub>	TRASFORMATORE-MT <sub>B</sub>	2000 <sub>a</sub>	3x(1x50) <sub>B</sub>	20 <sub>a</sub>	Medias	38,54 <sub>a</sub>	188,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	A6 - Tre cavi unipolari in aria spaziat <sub>B</sub> . In orizzontale su passerella continua	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
POWER-STATION-RAMO-A <sub>B</sub>	POWER-STATION-A2 <sub>B</sub>	POWER-STATION-A3 <sub>B</sub>	4500 <sub>a</sub>	3x(1x150) <sub>B</sub>	390 <sub>a</sub>	Medias	86,70 <sub>a</sub>	318,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	D8 - Due terme di cavi unipolari interni a trifoglio	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
POWER-STATION-RAMO-A <sub>B</sub>	POWER-STATION-A2 <sub>B</sub>	TRASFORMATORE-MT <sub>B</sub>	2000 <sub>a</sub>	3x(1x50) <sub>B</sub>	20 <sub>a</sub>	Medias	38,54 <sub>a</sub>	188,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	A6 - Tre cavi unipolari in aria spaziat <sub>B</sub> . In orizzontale su passerella continua	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
POWER-STATION-RAMO-A <sub>B</sub>	POWER-STATION-A2 <sub>B</sub>	TRASFORMATORE-MT <sub>B</sub>	2500 <sub>a</sub>	3x(1x150) <sub>B</sub>	210 <sub>a</sub>	Medias	48,17 <sub>a</sub>	318,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	D8 - Due terme di cavi unipolari interni a trifoglio	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
POWER-STATION-RAMO-A <sub>B</sub>	POWER-STATION-A2 <sub>B</sub>	TRASFORMATORE-MT <sub>B</sub>	2000 <sub>a</sub>	3x(1x50) <sub>B</sub>	20 <sub>a</sub>	Medias	38,54 <sub>a</sub>	188,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	A6 - Tre cavi unipolari in aria spaziat <sub>B</sub> . In orizzontale su passerella continua	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
POWER-STATION-RAMO-A <sub>B</sub>	POWER-STATION-A4 <sub>B</sub>	POWER-STATION-A5 <sub>B</sub>	500 <sub>a</sub>	3x(1x50) <sub>B</sub>	20 <sub>a</sub>	Medias	9,83 <sub>a</sub>	188,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	D8 - Due terme di cavi unipolari interni a trifoglio	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
POWER-STATION-RAMO-A <sub>B</sub>	POWER-STATION-A4 <sub>B</sub>	TRASFORMATORE-MT <sub>B</sub>	2000 <sub>a</sub>	3x(1x50) <sub>B</sub>	20 <sub>a</sub>	Medias	38,54 <sub>a</sub>	188,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	A6 - Tre cavi unipolari in aria spaziat <sub>B</sub> . In orizzontale su passerella continua	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
POWER-STATION-RAMO-A <sub>B</sub>	POWER-STATION-A4 <sub>B</sub>	TRASFORMATORE-MT <sub>B</sub>	8000 <sub>a</sub>	3x(1x150) <sub>B</sub>	840 <sub>a</sub>	Medias	154,14 <sub>a</sub>	318,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	D8 - Due terme di cavi unipolari interni a trifoglio	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
POWER-STATION-RAMO-B <sub>B</sub>	POWER-STATION-B1 <sub>B</sub>	TRASFORMATORE-MT <sub>B</sub>	2000 <sub>a</sub>	3x(1x50) <sub>B</sub>	20 <sub>a</sub>	Medias	38,54 <sub>a</sub>	188,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	A6 - Tre cavi unipolari in aria spaziat <sub>B</sub> . In orizzontale su passerella continua	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
POWER-STATION-RAMO-B <sub>B</sub>	POWER-STATION-B2 <sub>B</sub>	POWER-STATION-B3 <sub>B</sub>	9000 <sub>a</sub>	3x(1x150) <sub>B</sub>	870 <sub>a</sub>	Medias	151,81 <sub>a</sub>	318,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	D8 - Due terme di cavi unipolari interni a trifoglio	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
POWER-STATION-RAMO-B <sub>B</sub>	POWER-STATION-B2 <sub>B</sub>	TRASFORMATORE-MT <sub>B</sub>	2000 <sub>a</sub>	3x(1x50) <sub>B</sub>	20 <sub>a</sub>	Medias	38,54 <sub>a</sub>	188,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	A6 - Tre cavi unipolari in aria spaziat <sub>B</sub> . In orizzontale su passerella continua	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
POWER-STATION-RAMO-B <sub>B</sub>	POWER-STATION-B2 <sub>B</sub>	POWER-STATION-B3 <sub>B</sub>	4000 <sub>a</sub>	3x(1x150) <sub>B</sub>	380 <sub>a</sub>	Medias	77,07 <sub>a</sub>	318,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	D8 - Due terme di cavi unipolari interni a trifoglio	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
POWER-STATION-RAMO-B <sub>B</sub>	POWER-STATION-B3 <sub>B</sub>	TRASFORMATORE-MT <sub>B</sub>	2000 <sub>a</sub>	3x(1x50) <sub>B</sub>	20 <sub>a</sub>	Medias	38,54 <sub>a</sub>	188,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	A6 - Tre cavi unipolari in aria spaziat <sub>B</sub> . In orizzontale su passerella continua	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
POWER-STATION-RAMO-B <sub>B</sub>	POWER-STATION-B4 <sub>B</sub>	POWER-STATION-B5 <sub>B</sub>	2000 <sub>a</sub>	3x(1x150) <sub>B</sub>	195 <sub>a</sub>	Medias	38,54 <sub>a</sub>	318,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	D8 - Due terme di cavi unipolari interni a trifoglio	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
POWER-STATION-RAMO-B <sub>B</sub>	POWER-STATION-B4 <sub>B</sub>	TRASFORMATORE-MT <sub>B</sub>	2000 <sub>a</sub>	3x(1x50) <sub>B</sub>	20 <sub>a</sub>	Medias	38,54 <sub>a</sub>	188,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	A6 - Tre cavi unipolari in aria spaziat <sub>B</sub> . In orizzontale su passerella continua	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
POWER-STATION-RAMO-B <sub>B</sub>	POWER-STATION-B5 <sub>B</sub>	TRASFORMATORE-MT <sub>B</sub>	2000 <sub>a</sub>	18 <sub>a</sub>	20 <sub>a</sub>	Medias	38,54 <sub>a</sub>	188,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	A6 - Tre cavi unipolari in aria spaziat <sub>B</sub> . In orizzontale su passerella continua	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
POWER-STATION-RAMO-C <sub>B</sub>	POWER-STATION-C1 <sub>B</sub>	POWER-STATION-C2 <sub>B</sub>	5000 <sub>a</sub>	3x(1x150) <sub>B</sub>	380 <sub>a</sub>	Medias	96,34 <sub>a</sub>	318,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	D8 - Due terme di cavi unipolari interni a trifoglio	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
POWER-STATION-RAMO-C <sub>B</sub>	POWER-STATION-C1 <sub>B</sub>	TRASFORMATORE-MT <sub>B</sub>	2000 <sub>a</sub>	3x(1x50) <sub>B</sub>	20 <sub>a</sub>	Medias	38,54 <sub>a</sub>	188,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	A6 - Tre cavi unipolari in aria spaziat <sub>B</sub> . In orizzontale su passerella continua	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>
POWER-STATION-RAMO-C <sub>B</sub>	POWER-STATION-C2 <sub>B</sub>	POWER-STATION-C3 <sub>B</sub>	3000 <sub>a</sub>	3x(1x150) <sub>B</sub>	185 <sub>a</sub>	Medias	57,50 <sub>a</sub>	318,00 <sub>a</sub>	< 3% <sub>a</sub>	D8 - Due terme di cavi unipolari interni a trifoglio	EPBa	ARG7HIRR-18/30 kV <sub>B</sub>	ALLUMINIO <sub>a</sub>	30 <sub>a</sub>

CABINA <sup>h</sup>	COLLEGAMENTO DA <sup>h</sup>	COLLEGAMENTO A <sup>h</sup>	POTENZA NOMINALE <sup>h</sup>	FORMAZIONE <sup>h</sup>	LUNGHEZZA LINEA <sup>h</sup>	SISTEMA DI DISTRIBUZIONE <sup>h</sup>	CORRENTE DI IMPIEGO I(B) <sup>h</sup>	I <sub>Z</sub> <sup>h</sup>	CADUTA DI TENSIONE TOTALE I(B) <sup>h</sup>	TIPO DI POSA <sup>h</sup>	ISOLAMENTO <sup>h</sup>	DESIGNAZIONE CAVO <sup>h</sup>	MATERIALE CONDUTTORE <sup>h</sup>	TEMPERATURA AMBIENTE <sup>h</sup>
POWER STATION- RAMO-0a	POWER STATION-C2	TRASFORMATORE- MT/BT <sup>h</sup>	2000a	3x(1x50) <sup>h</sup>	20a	Median	38,54a	168,00a	<3%a	A6- Tre cavi unipolari in aria spazati De. In orizzontale su passerelle continue	EPBa	ARG/TH/RNR 18/30 kV/a	ALLUMINIO <sup>h</sup>	30a
POWER STATION- RAMO-0a	POWER STATION-C3	POWER STATION- C4a	1000a	3x(1x150) <sup>h</sup>	250a	Median	19,27a	318,00a	<3%a	D8- Due ferme di cavi unipolari interrotti a trifoglio	EPBa	ARG/TH/RNR 18/30 kV/a	ALLUMINIO <sup>h</sup>	30a
POWER STATION- RAMO-0a	POWER STATION-C3	TRASFORMATORE- MT/BT <sup>h</sup>	2000a	3x(1x50) <sup>h</sup>	20a	Median	38,54a	168,00a	<3%a	A6- Tre cavi unipolari in aria spazati De. In orizzontale su passerelle continue	EPBa	ARG/TH/RNR 18/30 kV/a	ALLUMINIO <sup>h</sup>	30a
POWER STATION- RAMO-0a	POWER STATION-C4	TRASFORMATORE- MT/BT <sup>h</sup>	1000a	3x(1x50) <sup>h</sup>	20a	Median	19,27a	168,00a	<3%a	A6- Tre cavi unipolari in aria spazati De. In orizzontale su passerelle continue	EPBa	ARG/TH/RNR 18/30 kV/a	ALLUMINIO <sup>h</sup>	30a
POWER STATION- RAMO-0a	POWER STATION-D1	POWER STATION- D2a	18000a	3x2x(1x150) <sup>h</sup>	210a	Median	308,29a	877,00a	<3%a	D8- Due ferme di cavi unipolari interrotti a trifoglio	EPBa	ARG/TH/RNR 18/30 kV/a	ALLUMINIO <sup>h</sup>	30a
POWER STATION- RAMO-0a	POWER STATION-D1	TRASFORMATORE- MT/BT <sup>h</sup>	4000a	3x(1x50) <sup>h</sup>	20a	Median	77,07a	168,00a	<3%a	A6- Tre cavi unipolari in aria spazati De. In orizzontale su passerelle continue	EPBa	ARG/TH/RNR 18/30 kV/a	ALLUMINIO <sup>h</sup>	30a
POWER STATION- RAMO-0a	POWER STATION-D2	POWER STATION- D3a	12000a	3x2x(1x150) <sup>h</sup>	195a	Median	231,21a	877,00a	<3%a	D8- Due ferme di cavi unipolari interrotti a trifoglio	EPBa	ARG/TH/RNR 18/30 kV/a	ALLUMINIO <sup>h</sup>	30a
POWER STATION- RAMO-0a	POWER STATION-D2	TRASFORMATORE- MT/BT <sup>h</sup>	4000a	3x(1x50) <sup>h</sup>	20a	Median	77,07a	168,00a	<3%a	A6- Tre cavi unipolari in aria spazati De. In orizzontale su passerelle continue	EPBa	ARG/TH/RNR 18/30 kV/a	ALLUMINIO <sup>h</sup>	30a
POWER STATION- RAMO-0a	POWER STATION-D3	POWER STATION- D4a	8000a	3x2x(1x150) <sup>h</sup>	200a	Median	154,14a	877,00a	<3%a	A6- Tre cavi unipolari in aria spazati De. In orizzontale su passerelle continue	EPBa	ARG/TH/RNR 18/30 kV/a	ALLUMINIO <sup>h</sup>	30a
POWER STATION- RAMO-0a	POWER STATION-D3	TRASFORMATORE- MT/BT <sup>h</sup>	4000a	3x(1x50) <sup>h</sup>	20a	Median	77,07a	168,00a	<3%a	A6- Tre cavi unipolari in aria spazati De. In orizzontale su passerelle continue	EPBa	ARG/TH/RNR 18/30 kV/a	ALLUMINIO <sup>h</sup>	30a
POWER STATION- RAMO-0a	POWER STATION-D4	POWER STATION- D5a	4000a	3x2x(1x150) <sup>h</sup>	215a	Median	77,07a	877,00a	<3%a	D8- Due ferme di cavi unipolari interrotti a trifoglio	EPBa	ARG/TH/RNR 18/30 kV/a	ALLUMINIO <sup>h</sup>	30a
POWER STATION- RAMO-0a	POWER STATION-D4	TRASFORMATORE- MT/BT <sup>h</sup>	4000a	3x(1x50) <sup>h</sup>	20a	Median	77,07a	168,00a	<3%a	A6- Tre cavi unipolari in aria spazati De. In orizzontale su passerelle continue	EPBa	ARG/TH/RNR 18/30 kV/a	ALLUMINIO <sup>h</sup>	30a
POWER STATION- RAMO-0a	POWER STATION-D5	TRASFORMATORE- MT/BT <sup>h</sup>	4000a	3x(1x50) <sup>h</sup>	20a	Median	77,07a	168,00a	<3%a	A6- Tre cavi unipolari in aria spazati De. In orizzontale su passerelle continue	EPBa	ARG/TH/RNR 18/30 kV/a	ALLUMINIO <sup>h</sup>	30a

Tabella 1.3: Elenco linee elettriche e risultato dei calcoli

## 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.
- NF C 15-100 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e

declassamento dei cavi secondo norme francesi.

- UNE 20460 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento (UNE 20460-5-523) dei cavi secondo regolamento spagnolo.
- British Standard BS 7671:2008: Requirements for Electrical Installations;
- ABNT NBR 5410, Segunda edição 2004: Instalações elétricas de baixa tensão;

## 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 I a Ed. 2007-06: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables.

## 3 CALCOLO PRELIMARE ELETTRICO MT-BT

### 3.1 ELEMENTI RELATIVI ALLA CONNESSIONE

Come descritto nella premessa l'impianto in oggetto è connesso alla RTN attraverso una linea MT 30 kV alla sottostazione e cabina di trasformazione utente AT/MT 150/30kV prevista in prossimità della SSE Terna di Manfredonia. Relativamente alla connessione ed agli impianti interni all'area fotovoltaica sono stati previsti i seguenti parametri di dimensionamento riferiti alla cabina generale MT interna al campo fotovoltaico:

- Tensione di esercizio: 30 kV;
- Corrente nominale: circa 900A;
- Frequenza di esercizio: 50 Hz;
- Massima corrente di cortocircuito sulla sbarra: <20 kA 3s;

A valle della sbarra saranno presenti tutti gli elementi di protezione, sezionamento e misura utili alla connessione a regola d'arte e in sicurezza dell'impianto fotovoltaico. Inoltre tutti gli elementi dovranno essere dimensionati per la massima corrente di cortocircuito sulla sbarra (prevista inferiore a 20 kA).

### 3.2 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:

$$I_1 = I_b \cdot e^{-j\varphi} = I_b \cdot (\cos\varphi - j\sin\varphi)$$

$$I_2 = I_b \cdot e^{-j(\varphi - \frac{2\pi}{3})} = I_b \cdot (\cos(\varphi - \frac{2\pi}{3}) - j\sin(\varphi - \frac{2\pi}{3}))$$

$$I_3 = I_b \cdot e^{-j(\varphi - \frac{4\pi}{3})} = I_b \cdot (\cos(\varphi - \frac{4\pi}{3}) - j\sin(\varphi - \frac{4\pi}{3}))$$

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:

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

### 3.3 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.

### 3.4 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:

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

$$b) \quad I_f \leq 1.45 \cdot I_z$$

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.

### 3.5 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 etilenpropilenica 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  |

### 3.6 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 mm<sup>2</sup>;
- 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 mm<sup>2</sup> se il conduttore è in rame e a 25 mm<sup>2</sup> 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 mm<sup>2</sup> se conduttore in rame e 25 mm<sup>2</sup> se e 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.

### 3.7 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 ( $\text{mm}^2$ );
- $I$  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  $\text{mm}^2$  rame o 16  $\text{mm}^2$  alluminio se è prevista una protezione meccanica;
- 4  $\text{mm}^2$  o 16  $\text{mm}^2$  alluminio se non è prevista una protezione meccanica;

E' 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  $\text{mm}^2$ , se in rame;
- 35  $\text{mm}^2$ , se in alluminio;

### 3.8 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:

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

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

esprese in °C.

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

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

### 3.9 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  $\Omega$ /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.

### 3.10 TRASFORMATORI

Tutti i trasformatori della cabina 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 kV a due avvolgimenti o a singolo secondario (Dy11): tale configurazione è utilizzata in cabina generale MT, per l'alimentazione dei carichi ausiliari di impianto, e nelle Power Station di taglia piccola (fino a 1995 kVA);
- Trasformatore MT/BT 30/0,57/0,57 kV a tre avvolgimenti o a doppio secondario (Dy11y11): utilizzato nelle Power Station di taglia superiore a 1995 kVA;
- 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.

Le taglie dei trasformatori interni alle Power Station, riportate nello schema unifilare (elaborato n. 564\_3940\_A3\_FG\_AU\_T18\_Rev0\_Schema elettrico unifilare impianto FV), sono 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.

#### 3.10.1 *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 mΩ:

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

Resistenza di cortocircuito del trasformatore espressa in mΩ:

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

Reattanza di cortocircuito del trasformatore espressa in mΩ:

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

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 mΩ:

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

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:

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

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

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

### 3.10.2 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:

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

### 3.10.3 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.

### 3.10.4 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

### 3.10.5 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 ( $U_{rG}$ ). In Ampère  $U_{rG}$  non è gestita, quindi si considera  $V_{02}/U_{rG} = 1$ .

### 3.10.6 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.

### 3.10.7 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  $p_T = (|V_{sec}-V_{02}|)/V_{02}$ .

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.

## 4 STUDIO DI CORTOCIRCUITO



#### 4.1 STATO DEL NEUTRO DI IMPIANTO

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

- **Livello AT:** Connessione in semisbarra centrale AT della SSE Manfredonia 150 kV. Il centro stella del trasformatore lato AT è franco-terra; (analizzato in specifico documento)
- **Livello MT:** linea MT di connessione a 30 kV a neutro isolato nei tratti compresi tra il trasformatore AT/MT e la cabina generale MT; (analizzato in specifico documento)

Inoltre all'interno dell'area di impianto:

- **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:** Distribuzione a 1500 Vdc interna ai sottocampi con entrambi i poli isolati da terra (sistema flottante).

Le informazioni considerate in merito alla corrente di guasto verso terra MT e al relativo tempo di intervento sono:

- Massima corrente di guasto trifase ( $I_k$ ): < 20 kA
- Tempo di intervento delle protezioni trifase a terra: 0,2 s
- Massima corrente di guasto monofase verso terra ( $I_F$ ): < 137A (contributo capacitivo della MT)
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto monofase a terra: 0,9 s
- Lunghezza complessive delle linee MT (connessione + interne al campo fotovoltaico): 23km

n merito alla risoluzione del guasto con il solo impianto di terra (che dovrebbe avere una resistenza di terra estremamente bassa); andranno verificate le tensioni di contatto per individuare le aree più a rischio dell'impianto.

#### 4.2 CALCOLO DEI GUASTI MT

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 della utenza a monte che, a loro volta, inizializzano i parametri della linea a valle.

##### 4.2.1 *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  $\Delta T$  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 della 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, della utenza a monte, espressi in mΩ:

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

$$R_{0PE} = R_{0cPE} + R_{0PE-up}$$

$$X_{0PE} = X_{0cPE} + X_{0PE-up}$$

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:

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

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

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

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

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

$$I_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k \max}$$

$$I_{p1N} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1N \max}$$

$$I_{p1PE} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1PE \max}$$

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

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.

#### 4.2.2 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

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 Ik1min e fase terra, espresse in kA:

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

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

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

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

#### 4.2.3 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:

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

#### 4.2.4 Guasti monofasi a terra linee MT

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

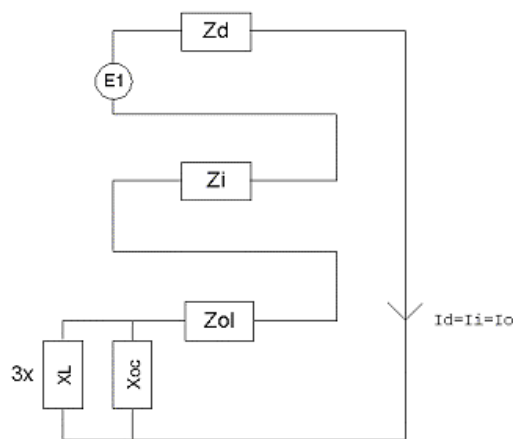
Il calcolo dei guasti a terra in reti di media e alta tensione coinvolge lo studio dell'effetto capacitivo della rete durante il regime di guasto.

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.

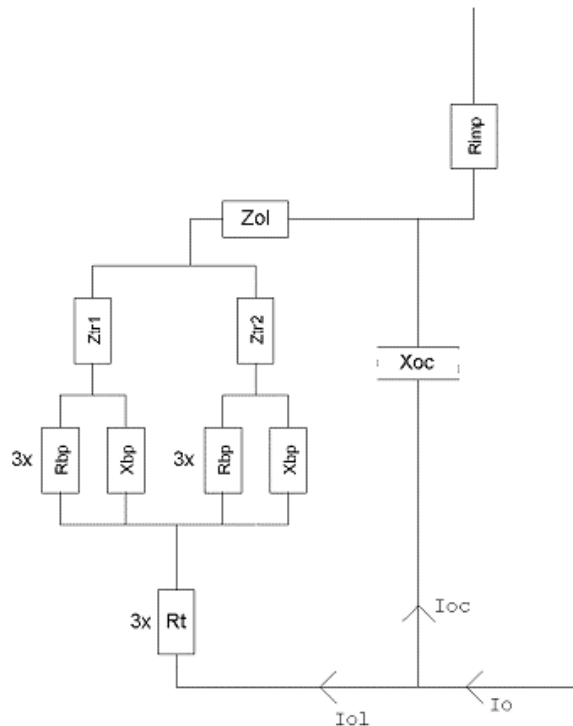
Il modello di calcolo delle correnti omopolari, seguendo la teoria delle sequenze dirette, inverse e omopolari, per un guasto fase-terra è il seguente:



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

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

- $Z_{ol}$ : impedenza omopolare del tratto di linea dal punto di guasto fino al trasformatore a monte;
- $Z_{tr}$ : impedenza omopolare del trasformatore (vista a secondario);
- $Z_{bpet}$ : ( $R_{bp} + jX_{bp}$ ) 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.



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  $I_{oc}$  e  $I_{ol}$  in quanto esisterebbe una terza componente nella  $I_o$  che si richiude attraverso questi elementi.

### 4.3 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 della 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 ( $I_{mag\ max}$ ).

#### 4.3.1 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:

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

#### 4.3.2 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 la 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.

Per la scelta delle protezioni in Sottostazione e in cabina generale MT si rimanda allo schema unifilare (034FO01005)

#### 4.4 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.

#### 4.5 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:

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

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;

$\rho$ : 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 mm<sup>2</sup>;

0.85 per sezioni di 150 mm<sup>2</sup>;

0.8 per sezioni di 185 mm<sup>2</sup>;

0.75 per sezioni di 240 mm<sup>2</sup>;

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

## 5 CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTO DI TERRA

Lo scopo di questa sezione è riportare un calcolo preliminare del sistema di terra relativo all'impianto fotovoltaico 25,705 MWp, connesso alla rete tramite una linea MT 30kV verso la SSE AT150/30kV di proprietà. Sarà realizzato un nuovo impianto di terra che 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.

### 5.1 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.

### 5.2 INFORMAZIONI PRELIMINARI

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

- **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:** Distribuzione a 1500 Vdc interna ai sottocampi con entrambi i poli isolati da terra (sistema flottante).

Le informazioni considerate in merito alla corrente di guasto verso terra MT e al relativo tempo di intervento sono:

- Massima corrente di guasto trifase ( $I_k$ ): < 20 kA
- Tempo di intervento delle protezioni trifase a terra: 0,2 s
- Massima corrente di guasto monofase verso terra ( $I_F$ ): < 137A (contributo capacitivo della MT)
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto monofase a terra: 0,9 s

In merito alla risoluzione del guasto con il solo impianto di terra (che dovrebbe avere una resistenza di terra estremamente bassa); andranno verificate le tensioni di contatto per individuare le aree più a rischio dell'impianto.

La resistività del terreno alla profondità di posa dell'impianto di terra, determinata attraverso l'indagine geotecnica, ha restituito un valore di circa 200  $\Omega$ m

Considerando i dati citati., il tempo di intervento impone un limite al massimo gradiente di tensione interno al sito pari a 120 V per 0,9s di guasto a terra(CEI EN 50522, Fig.4).

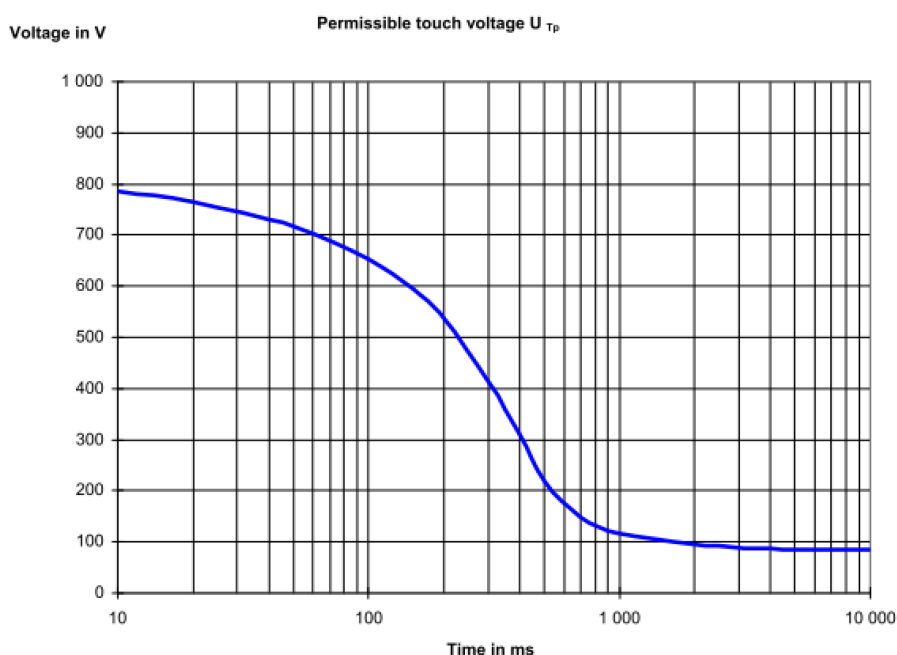


Figura 5.1: Massima tensione ammissibile (CEI EN 50522, Fig.4).

Tale limite, confrontato con la tensione totale di terra  $U_T$  (cioè con il GPR) impone una resistenza di terra di progetto  $R_T$  a 0,074 $\Omega$

$$U_T = R_T \cdot I_G = 0,074 \cdot 137 = 10 \text{ V}$$

Data la resistenza di terra presunta superiore al  $0,074\Omega$  si consiglia in ogni caso di eseguire il rilievo delle tensioni di contatto all'interno dell'area con i risultati mostrati nel documento

### 5.3 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.

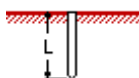
Impostata la resistività  $\rho$  del terreno, per ogni tipo di dispersore si devono inserire i parametri che lo definiscono.

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  $n_a$ ,  $n_b$ .

Tipologie di dispersori:

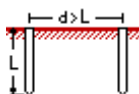
1) Picchetto verticale



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

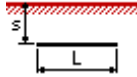


per avere a, il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2:  $a=a'/2$ .

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

Vincolo:  $d < L$ .

4) Dispensore lineare



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

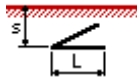
per avere L, il valore L' inserito in Ampère deve essere diviso per 2:  $L=L'/2$ ;

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) Dispensore 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

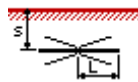


per avere s, il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2:  $s=2*s'$ ;  
per avere a, il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2:  $a=a'/2$ .

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

Vincolo:  $s' < L$ .

8) Stella a sei punte

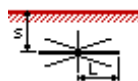


per avere s, il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2:  $s=2*s'$ ;  
per avere a, il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2:  $a=a'/2$ .

$$R_T = \frac{\rho}{12 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot L}{a} + \ln \frac{2 \cdot L}{s} + 6.851 - 3.128 \cdot \frac{s}{L} + 1.758 \cdot \frac{s^2}{L^2} \dots \right)$$

Vincolo:  $s' < L$ .

9) Stella a otto punte



per avere s, il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2:  $s=2*s'$ ;  
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:  $s' < L$ .

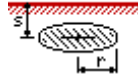
10) Dispersore ad anello



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

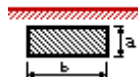


per avere s, il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2:  $s=2 \cdot s'$ .

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

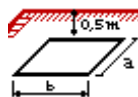
Vincolo:  $r < s'$ .

13) Piastra rettangolare verticale



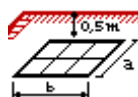
$$R_T = \frac{\rho}{4} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{a \cdot b}}$$

14) Dispersore ad anello rettangolare



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

15) Maglia rettangolare



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

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).

## 5.4 CALCOLI DELL'ESTENSIONE DELL'IMPIANTO DI TERRA

### 5.4.1 Analisi della rete di terra

Il nuovo impianto fotovoltaico si estenderà su una superficie di circa 120ha.

A servizio dello stesso 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.

Da una indagine geotecnica realizzata nel sito si è stimata una resistività del terreno pari a 200  $\Omega m$

L'estensione 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.

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

$$S_{min} = \sqrt{\frac{I^2 \cdot t}{K_c^2}} = \sqrt{\frac{72^2 \cdot 0,9}{228^2}} \lll 50 \text{ mm}^2$$

dove:

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



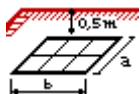
Sebbene  $S_{min}$  risulti molto piccola, in questa fase di progettazione preliminare, si è scelta una sezione minima  $50 \text{ mm}^2$ .

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  $1000 \Omega$  allora occorre collegare tali parti e/o strutture all'impianto di terra.

Considerando l'estensione dell'impianto e la lunghezza dei suoi lati, si è stimato il seguente valore di resistenza di terra impiegando un dispersore di tipo magliato secondo la seguente relazione:



$$r = \sqrt{\frac{a \cdot b}{\pi}} \quad R_T = \rho \cdot \left( \frac{1}{4 \cdot r} + \frac{1}{\Sigma I} \right)$$

e le seguenti caratteristiche:

- Tipo di dispersore:                      maglia rettangolare
- Tipo di terreno, calcare:                 $200 \Omega \cdot \text{m}$
- Lato A:                                        1500m
- Lato B:                                        1200m
- N. conduttori lato A:                    7
- N. conduttori lato B:                    7

Secondo quanto sopra si ipotizza un valore di resistenza di terra pari a  $0,074 \Omega$

#### 5.4.2 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  $R_t = 0,074 \Omega$  e che il guasto sia risolto dall'interruttore entro  $0,9 \text{ s}$ , al massimo gradiente di tensione interno al sito pari a  $120 \text{ V}$  (CEI EN 50522, Fig.4) il guasto verso terra lato MT è risolto se la massima corrente di guasto verso terra è inferiore a:

$$I_g = 120 / 0,074 = 1621 \text{ A}$$

Dove  $120 \text{ V}$  è la massima tensione ammissibile per un tempo pari a  $0,9 \text{ s}$  e  $0,074$  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)
- $L_{\text{cavo}}$  = lunghezza totale delle linee in cavo (km). (connessione + interne al campo fotovoltaico): 23km

Pertanto nel caso in esame considerano che le linee MT si estendono internamente all'impianto fotovoltaico per una lunghezza complessiva di circa 12 km il contributo capacitivo della corrente di guasto sarà pari a circa 137A.

Tale valore è inferiore a 1621 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  $\Omega$ .

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

#### 5.4.3 *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.

#### 5.4.4 *Protezione contro i contatti diretti ed indiretti*

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.

La protezione dai contatti indiretti avrà 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.

#### 5.4.5 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 k $\Omega$ ) al di sotto della quale verrà prodotto un segnale di allarme al sistema SCADA;

Una seconda soglia (normalmente impostata intorno ai 10 k $\Omega$ ) 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.

## 6 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.