

ISTANZA VIA
Presentata al
Ministero della Transizione Ecologica
e al Ministero della Cultura
(art. 23 del D. Lgs 152/2006 e ss. mm. ii)

PROGETTO

IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA (AGRIVOLTAICO) COLLEGATO ALLA RTN
POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA
Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma

RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI

21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01

PROPONENTE:

TEP RENEWABLES (BOCCEA PV) S.R.L.
Viale SHAKESPEARE, 71 – 00144 Roma
P. IVA e C.F. 16376271009 – REA RM - 1653227

PROGETTISTI:

ING. MATTEO BERTONERI
Iscritto all' Ordine degli Ingegneri della Provincia di Massa Carrara al n.669

Data	Rev.	Tipo revisione	Redatto	Verificato	Approvato
03/2022	0	Prima emissione	IC	MB	F.Battafarano

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	2 of 56

INDICE

1.	PREMESSA	4
1.1	PRESENTAZIONE DELL'INTERVENTO	4
1.2	DATI GENERALI DEL PROGETTO	5
2.	STATO DI FATTO.....	5
2.1	LOCALIZZAZIONE IMPIANTO.....	5
3.	DATI GENERALI DELL'IMPIANTO	7
3.1	DESCRIZIONE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	7
3.2	CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO	8
4.	RIFERIMENTI NORMATIVI.....	11
4.1	NORME DI RIFERIMENTO PER LA BASSA TENSIONE.....	11
4.2	NORME DI RIFERIMENTO PER LA MEDIA TENSIONE	12
5.	CALCOLO PRELIMINARE ELETTRICO MT-BT	12
5.1	ELEMENTI RELATIVI ALLA CONNESSIONE	12
5.2	CALCOLO DELLE CORRENTI DI IMPIEGO	14
5.3	ARMONICHE	15
5.4	DIMENSIONAMENTO CAVI	16
5.5	INTEGRALE DI JOULE	18
5.6	DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI NEUTRO.....	20
5.7	DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE.....	21
5.8	CALCOLO DELLA TEMPERATURA DEI CAVI.....	22
5.9	CADUTE DI TENSIONE.....	22
5.10	TRASFORMATORI.....	24
5.10.1	Trasformatori a due avvolgimenti.....	24
5.10.2	Trasformatori a tre avvolgimenti	26
5.10.3	Fattori di correzione per generatori e trasformatori (EN 60909-0).....	27
5.10.4	Fattori di correzione per trasformatori (EN 60909-0 par. 6.3.3)	28
5.10.5	Fattori di correzione per generatori sincroni (EN 60909-0 par. 6.6.1)	28
5.10.6	Fattore di correzione per gruppi di produzione con regolazione automatica della tensione del trasformatore (EN 60909-0 par. 6.7.1)	29
5.10.7	Fattore di correzione per gruppi di produzione senza regolazione automatica della tensione del trasformatore (EN 60909-0 par. 6.7.2)	29
5.11	STUDIO DI CORTOCIRCUITO	30
5.11.1	Stato del neutro di impianto	30
5.11.2	Calcolo dei guasti MT	30

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	3 of 56

5.11.3	Calcolo delle correnti massime di cortocircuito.....	31
5.11.4	Calcolo delle correnti minime di cortocircuito.....	34
5.11.5	Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra	36
5.11.6	Guasti monofasi a terra linee MT.....	36
5.12	SCELTA DELLE PROTEZIONI	39
5.12.1	Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture.....	39
5.12.2	Verifica di selettività.....	40
5.13	FUNZIONAMENTO IN SOCCORSO	41
5.14	MASSIMA LUNGHEZZA PROTETTA IN MT.....	41
6.	CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTO DI TERRA	42
6.1	DEFINIZIONI.....	42
6.2	INFORMAZIONI PRELIMINARI.....	43
6.3	TIPOLOGIA DI DISPERSORI DI TERRA.....	45
6.4	CALCOLI DELL'ESTENSIONE DELL'IMPIANTO DI TERRA.....	51
6.4.1	Analisi della rete di terra	51
6.4.2	Risoluzione Guasto MT.....	54
6.4.3	Risoluzione guasto BT (AC current).....	54
6.4.4	Protezione contro i contatti diretti ed indiretti	55
6.4.5	Risoluzione guasto BT (DC current).....	55
7.	SCARICHE ATMOSFERICHE.....	56

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 2.1: Area di impianto e connessione alla SE</i>	6
<i>Figura 2.2: Stato di progetto dell'area di impianto</i>	9
<i>Figura 2.3: Distribuzione radiale delle linee MT</i>	9

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1.1 – Dati di progetto</i>	5
<i>Tabella 3.1 – Riepilogo Power Station</i>	8
<i>Tabella 3.2 – Linee MT</i>	10

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	4 of 56

1. PREMESSA

1.1 PRESENTAZIONE DELL'INTERVENTO

TEP Renewables (Foggia 6 PV) S.r.l. è una società italiana del Gruppo TEP Renewables. Il gruppo, con sede legale in Gran Bretagna, ha uffici operativi in Italia, Cipro e USA. Le attività principali del gruppo sono lo sviluppo, la progettazione e la realizzazione di impianti di medie e grandi dimensioni per la produzione di energia da fonti rinnovabili in Europa e nelle Americhe, operando in proprio e su mandato di investitori istituzionali.

Il progetto in questione, che prevede la realizzazione di un impianto solare fotovoltaico da realizzare in regime Agrovoltaico nel comune di Roma – Località Boccea di potenza pari a 25,3 MW su un'area pari ad oltre 45,4 ha complessivamente coinvolti, di cui oltre 35,4 ha per l'installazione del campo fotovoltaico.

Il progetto nel suo complesso ha contenuti economico-sociali importanti e tutti i potenziali impatti sono stati sottoposti a mitigazione.

Il progetto sarà eseguito in regime "agrovoltaico", mediante la produzione di energia elettrica "zero emission" da fonti rinnovabili attraverso un sistema integrato con l'attività agricola, garantendo un modello eco-sostenibile che produce contemporaneamente energia pulita e prodotti sani da agricoltura biologica.

La tecnologia impiantistica prevede l'installazione di moduli fotovoltaici monofacciali che saranno installati su strutture metalliche in acciaio zincato tipo trackers monoassiali. I pali di sostegno saranno distanti tra loro circa 10 metri per consentire la coltivazione e garantire la giusta illuminazione al terreno, mentre i pannelli saranno distribuiti in maniera da limitare al massimo l'ombreggiamento.

L'impianto fotovoltaico sarà tecnicamente connesso in antenna a 30kV, all'interno del sito ed uscirà con tensione trasformata a 150 kV con cavidotto che si collegherà alla Cabina Primaria Primavalle a circa 12,2.km

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	5 of 56

1.2 DATI GENERALI DEL PROGETTO

Nella *Tabella 1.1* sono riepilogate in forma sintetica le principali caratteristiche tecniche dell'impianto di progetto.

Tabella 1.1 – Dati di progetto

ITEM	DESCRIZIONE
Richiedente	TEP RENEWABLES (BOCCEA PV) S.R.L.
Luogo di installazione:	Comune di Roma (Rm) – Località "Tenute Boccea"
Denominazione impianto:	PS192 TENUTA BOCCEA
Dati catastali area impianto in progetto:	Foglio 172 Particella 10, 13, 14 e 242
Potenza di picco (MWp):	25,3 MWp
Informazioni generali del sito:	Sito ben raggiungibile, caratterizzato da strade esistenti, idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto
Connessione:	Interfacciamento alla rete mediante soggetto privato nel rispetto delle norme CEI
Tipo strutture di sostegno:	Strutture metalliche in acciaio zincato tipo Trackers monoassiali
Inclinazione piano dei moduli:	-55° +55°
Azimuth di installazione:	0°
Caratterizzazione urbanistico vincolistica:	Il PRG del Comune di Roma colloca l'area di intervento in Area agricola
Cabine PS:	n.12 distribuite nell'area del campo fotovoltaico
Posizione cabina elettrica di interfaccia:	n.1 in campo e n.1 in prossimità della Cabina Primaria Primavalle
Storage	N/A
Rete di collegamento:	Media Tensione – 30 kV sino a Cabina di Utenza in prossimità della Cabina Primaria Primavalle
Coordinate:	41° 58' N 12° 19' E Altitudine media 96 m s.l.m.

2. STATO DI FATTO

2.1 LOCALIZZAZIONE IMPIANTO

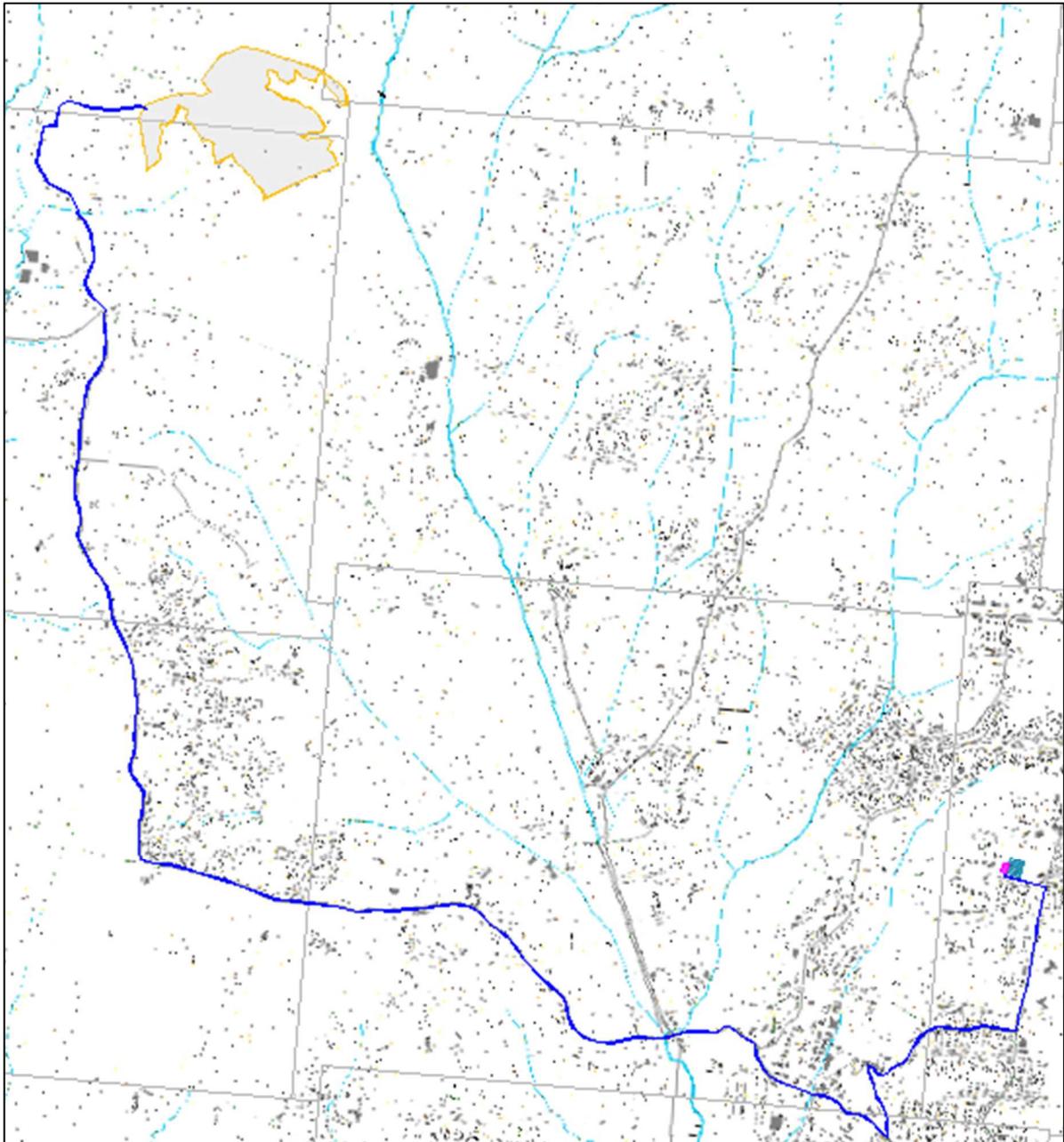
Il progetto in esame è ubicato nel territorio comunale di Roma (RM) nel quartiere Boccea a 8 km a Nord-Ovest dal Municipio XIV di Roma e a 15,5 km dal mare.

L'area deputata all'installazione dell'impianto fotovoltaico dista circa 5,5 km in linea d'aria dalla strada statale 493 la quale risulta raggiungibile attraverso Via di Santa Maria di Galeria. Questa area

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	6 of 56

in oggetto risulta essere adatta allo scopo avendo una buona esposizione ed essendo facilmente raggiungibile ed accessibile attraverso le vie di comunicazione esistenti.

Figura 2.1: Area di impianto e connessione alla SE



	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	7 of 56

3. DATI GENERALI DELL'IMPIANTO

3.1 DESCRIZIONE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico avrà una potenza in DC di 25.301.080 W (in condizioni standard 1000W/m²)

L'impianto è così costituito:

- **n.1 cabina di consegna MT 30 kV** posizionata nell'area a Nord del sito di installazione dell'impianto (vedi planimetria). Nella stessa area all'interno della cabina sarà presente il quadro QMT contenente i dispositivi generali DG di interfaccia DDI e gli apparati SCADA e telecontrollo, ed il Controllore Centrale dell'Impianto, così come previsto nella variante 2 della norma CEI 0-16 (V2 del 06/2021) allegato T. (cabina "0" nelle tavole grafiche).
- **n.1 punto di consegna** in prossimità della stazione di Primavalle contenente un trasformatore elevatore da 30kV a 150kV, apparecchiature dell'Ente Distributore e il punto di misura fiscale; questa parte progettuale sarà evidenziata in apposite tavole dettagliate.
- **n. 12 Power Station (PS)** o cabine di campo, collegate su due anelli, aventi la funzione principale di elevare la tensione da bassa (BT) 800 V a media tensione (MT) 30.000 V e convogliare l'energia raccolta dall'impianto fotovoltaico alla cabina di consegna;
- **n. 93 inverter di campo da 215kVA (200kW)** con 9 ingressi dotati di MPPT separati e due ingressi per ogni MPPT, in parallelo. La tensione di uscita a 800Vac ed un isolamento a 1.500Vdc consentono di far lavorare l'impianto con tensioni più alte e di conseguenza con correnti AC più basse (la metà degli impianti classici a 400V) e, quindi, ridurre le cadute di tensione ma, soprattutto, la dispersione di energia sui cavi dovuta all'effetto joule. Il numero degli apparecchi e la loro suddivisione in 18 ingressi consentono la gestione ed il monitoraggio delle 1.901 stringhe (ognuna con 28 moduli fotovoltaici) in modo assolutamente puntuale e dettagliato.
- **N 46.424 moduli fotovoltaici** installati su apposite strutture metalliche di sostegno fondate su pali infissi nel terreno;

L'impianto è completato da:

- tutte le infrastrutture tecniche necessarie alla conversione DC/AC della potenza generata dall'impianto e dalla sua consegna alla rete di distribuzione nazionale;
- opere accessorie, quali: impianti di illuminazione, videosorveglianza, monitoraggio, cancelli e recinzioni.

L'impianto sarà essere in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es: quadri di alimentazione, illuminazione, rete di trasmissione dati, ecc.).

Inoltre, in mancanza di alimentazione dalla rete, tutti i carichi elettrici indispensabili e privilegiati verranno alimentati da un generatore temporaneo di emergenza, che si ipotizza possa essere rappresentato da un generatore diesel.

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	8 of 56

I manufatti destinati a contenere le power station, la cabina di consegna MT, gli uffici e il magazzino saranno del tipo container prefabbricati o strutture prefabbricate in cemento precompresso.

Di seguito si riporta la descrizione dei principali componenti d'impianto; per dati tecnici di maggior dettaglio si rimanda all'elaborato specifico.

3.2 CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto è collegato alla rete elettrica nazionale con connessione trifase in alta tensione; ha una potenza pari a 25,3 MWp, suddivisa in 12 generatori, derivante da 46.424 moduli. Tali moduli sono ricompresi all'interno di un'area di proprietà recintata avente una superficie di circa 35,4 ha. Di seguito si riporta una tabella riepilogativa della configurazione di impianto.

Come riportato nello schema unifilare, la distribuzione elettrica prevede la realizzazione di un sistema radiale di connessione che collega tutte le 12 cabine di campo. In ciascun ramo le power station saranno alimentate in configurazione Entra-Esci. Di seguito si riporta una tabella riepilogativa delle power station e relativo ramo di connessione.

Tabella 3.1 – Riepilogo Power Station

	corrente in arrivo	MAX corrente in partenza	trasformatore	inverter allacciati
	A	A	kVA	numero
cabina 0	453	453	25.000	88
PS2	117	156	2000	8
PS3	78	117	2000	8
PS4	39	78	2000	8
PS5		39	2000	8
PS1	117	156	3150	8
PS6	78	117	2000	8
PS7	39	78	2000	8
PS8		39	2000	8
PS9	102	141	2000	8
PS10	63	102	2000	8
PS11	24	63	2000	8
PS12		24	1250	5

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	9 of 56

Figura 3.1: Stato di progetto dell'area di impianto

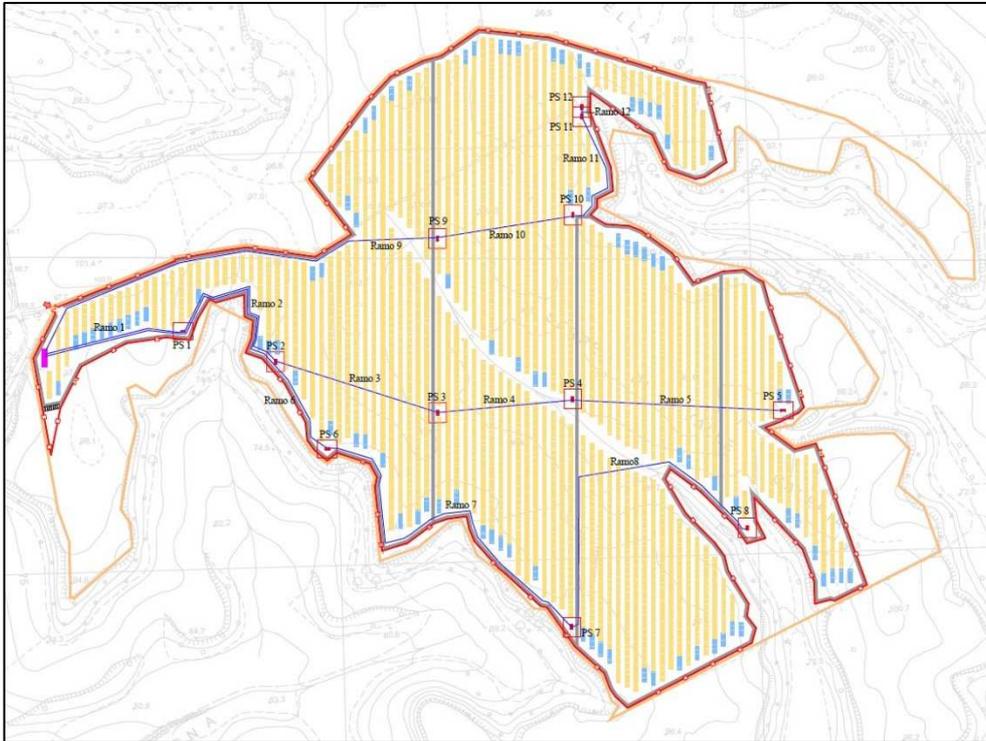
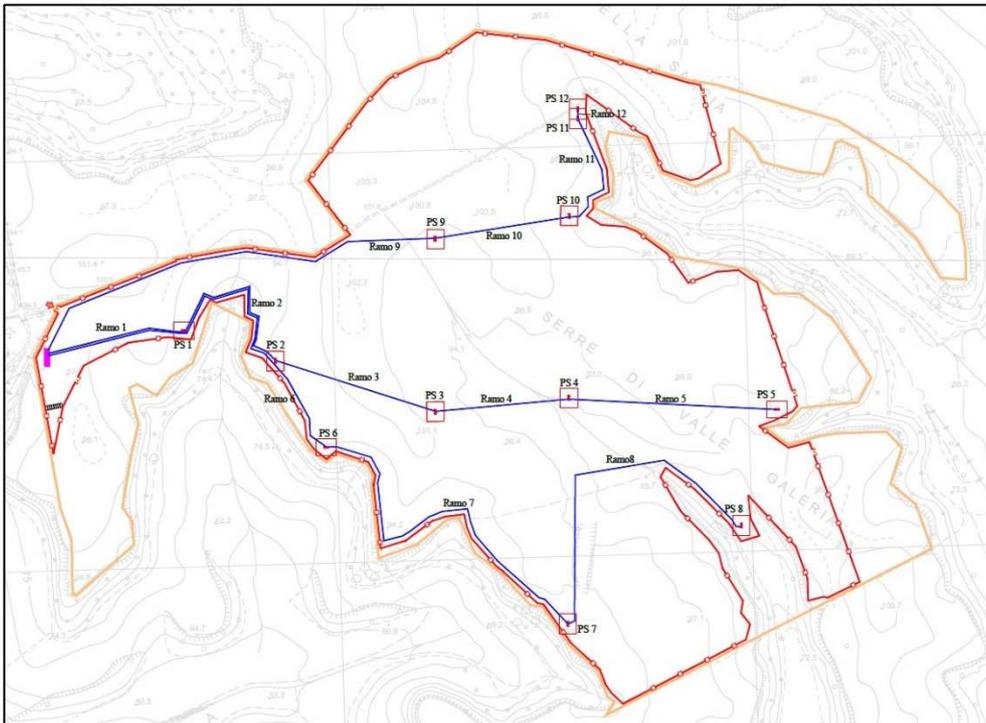


Figura 3.2: Distribuzione radiale delle linee MT



	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	10 of 56

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.

Tutti i sottocampi e relative cabine di media tensione saranno connessi alle cabine CABINA PRINCIPALE "0" MT (LATO FV) tramite linee interrate costituite da cavi in MT 30kV in alluminio tipo ARG7H1RNR 18/30 kV

In tali cabine avverrà il parallelo elettrico di queste singole produzioni ed il successivo convogliamento verso le linee di connessione utente a 150kV.

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 nelle massime condizioni di esercizio.

Tabella 3.2 – Linee MT

ramo	corrente in transito	sezione cavo	portata	impedenza	lunghezza	caduta di tensione del ramo	caduta di tensione della tratta	caduta di tensione percentuale della tratta
	A	mmq	A	Ohm/Km	m	%		
2	156	95	345	0,258	368	0,0741%	19985,19	0,07%
3	117	95	345	0,258	228	0,0344%	19978,31	0,11%
4	78	95	345	0,258	160	0,0161%	19975,10	0,12%
5	39	95	345	0,258	265	0,0133%	19972,43	0,14%
1	156	95	345	0,258	120	0,0241%	19995,17	0,02%
6	117	95	345	0,258	392	0,0592%	19988,17	0,06%
7	78	95	345	0,258	495	0,0498%	19978,21	0,11%
8	39	95	345	0,258	420	0,0211%	19973,99	0,13%
9	210	95	345	0,258	502	0,1360%	19972,80	0,14%
10	152	95	345	0,258	165	0,0324%	19966,34	0,17%
11	94	95	345	0,258	195	0,0236%	19961,62	0,19%
12	36	95	345	0,258	20	0,0009%	19961,43	0,19%

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	11 of 56

4. RIFERIMENTI NORMATIVI

4.1 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).

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	12 of 56

- 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;

4.2 NORME DI RIFERIMENTO PER LA MEDIA TENSIONE

- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 99-2 (CEI EN 61936-1) 2011: Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI 11-17 IIIa Ed. 2006: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo.
- CEI-UNEL 35027 IIa Ed. 2009: Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV.
- CEI 99-4 2014: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.
- CEI 17-1 VIIa Ed. (CEI EN 62271-100) 2013: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 100: Interruttori a corrente alternata.
- CEI 17-130 (CEI EN 62271-103) 2012: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 103: Interruttori di manovra e interruttori di manovra sezionatori per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso.
- IEC 60502-2 2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV up to 30 kV – Part 2.
- IEC 61892-4 Ia Ed. 2007-06: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables

5. CALCOLO PRELIMINARE ELETTRICO MT-BT

5.1 ELEMENTI RELATIVI ALLA CONNESSIONE

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

- Tensione di esercizio: 30 kV;
- Corrente nominale: circa 482A;
- Frequenza di esercizio: 50 Hz;

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	13 of 56

- Massima corrente di cortocircuito sulla sbarra: <20 kA 3s;

A questa cabina faranno capo tutte le 12 PS (power Station) distribuite in campo in disposizione radiale. Ai rispettivi quadri BT saranno collegati in parallelo gli inverter di stringa.

A valle della sbarra di parallelo 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).

RIEPILOGO DEL DIMENSIONAMENTO DI TUTTO L'IMPIANTO

potenza pannelli FV (STC)	Wp	545,0
Potenza pannelli FV (NOCT)	Wp	407,0
corrente MPPT	In	13,0
tensione MPPT	Vn	45,5
numero pannelli	n	46.424
potenza impianto (DC)	W	25.301.080
stringhe di 28 pannelli	n	1658
corrente di stringa	A	13,0
conduttore	mmq	10,0
resistenza	ohm/m	0,001830
distanza media da inverter	m	200,0
caduta di tensione	%	0,1
tensione di stringa	V	1.273,7
potenza di stringa (NOCT)	W	11.396
stringhe per ogni inverter	n	18,0
potenza ingresso inverter (NOCT)	w	205.128
rendimento inverter (max)	%	99,0
max potenza AC	W	200.000
cavo BT	mmq	120,0
portata	A	238,0
resistenza	Ohm/m	0,001530
distanza media da trafo	m	200,0
tensione uscita inverter	V	800,0
corrente di inverter	A	144,4
caduta di tensione	%	0,1
taratura protezione (curva C)	A	200,0
Potenza trasformatore (A)	kVA	2000
max inverter per trafo 2000kVA	n	8,0
max potenza da trasformare (A)	W	1600
minimo cosfi per compensare capacità della linea MT interrata.	n	0,95
max carico continuativo	%	85,0
max potenza trasformata (B)	W	1615
condizione verificata	A<B	SI
tensione MT	V	30.000,0
trafo da 2000 kVA per ogni cabina	n	1
corrente MT per cabina	A	39
Trafo da 1250kVA per cabina	n	1
Corrente MT in questa cabina	A	24
Portata cavo MT da 70mmq	A	288,0
portata cavo MT da 95mmq	A	345,0
Ramo MT radiale con massima corrente	A	215,7

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	14 of 56

tensione MT	V	20.000,0
corrente MT totale in ingresso alla cabina di utenza (per trasformazione AT)	A	723

5.2 CALCOLO DELLE CORRENTI DI IMPIEGO

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

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

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.

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	15 of 56

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:

$$\cos \varphi = \frac{P_n}{\sqrt{P_n^2 + Q_n^2}}$$

5.3 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 (tirate 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:

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	16 of 56

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

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.

5.4 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:

- $I_b \leq I_n \leq I_z$
- $I_f \leq 1.45 \cdot I_z$

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	17 of 56

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:

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

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	18 of 56

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 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.

5.5 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 |

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	19 of 56

- 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 = 921
- 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

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	20 of 56

- Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7: K = 94

5.6 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 mm²;
- la massima corrente che può percorrere il conduttore di neutro non sia superiore alla portata dello stesso
- la sezione del conduttore di neutro sia almeno uguale a 16 mm² se il conduttore è in rame e a 25 mm² se il conduttore è in alluminio.

Nel caso in cui si abbiano circuiti monofasi o polifasi e questi ultimi con sezione del conduttore di fase minore di 16 mm² se conduttore in rame e 25 mm² se 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:

$$S_f < 16\text{mm}^2: \quad S_n = S_f$$

$$16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: \quad S_n = 16\text{mm}^2$$

$$S_f > 35\text{mm}^2: \quad S_n = S_f \cdot \frac{n}{2}$$

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.

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	21 of 56

5.7 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:

$$S_f < 16\text{mm}^2: \quad S_{PE} = S_f$$

$$16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: \quad S_{PE} = 16\text{mm}^2$$

$$S_f > 35\text{mm}^2: \quad S_{PE} = S_f \cdot \frac{1}{2}$$

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

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

dove:

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

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

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

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	22 of 56

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 mm² rame o 16 mm² alluminio se è prevista una protezione meccanica;
- 4 mm² o 16 mm² alluminio se non è prevista una protezione meccanica;

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

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

- 25 mm², se in rame;
- 35 mm², se in alluminio;

5.8 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:

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

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

esprese in °C.

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

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

5.9 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:

$$c. d. t. (I_b) = \max_{i=1}^k (|\sum_{f=R,S,T} Z f_i \cdot I f_i - Z h_i \cdot I h_i|)$$

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	23 of 56

- 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;

$$\Delta U_b = k_{cdt} \cdot I_b \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot (R_{cavo} \cdot \cos \varphi + X'_{cavo} \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{1000}{V_n}$$

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 /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.

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	24 of 56

5.10 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 30/0,4 kV 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 pari a 160 kVA;
- Trasformatore MT/BT 30/0,8kV a singolo secondario (Dy11): utilizzato nelle Power Station di taglia pari a 2000 kVA;
- Trasformatore MT/BT 30/0,8kV a singolo secondario (Dy11): utilizzato nelle Power Station di taglia pari a 1250 kVA;

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 "21-00016-IT-BOCCEA_PI-T03_Rev0"), 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 monofacciale in funzione dell'albedo.

5.10.1 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);

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	25 of 56

- tensione nominale del secondario V02 (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 Zvot/Zcct 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:

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	26 of 56

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

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

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

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

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

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

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

5.10.2 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:

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	27 of 56

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

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

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

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:

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

5.10.3 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.

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	28 of 56

5.10.4 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

5.10.5 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.

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	29 of 56

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 $V02/U_{rG} = 1$.

5.10.6 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.

5.10.7 Fattore di correzione per gruppi di produzione senza regolazione automatica della tensione del trasformatore (EN 60909-0 par. 6.7.2)

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

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

con

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

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

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

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	30 of 56

5.11 STUDIO DI CORTOCIRCUITO

5.11.1 Stato del neutro di impianto

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

- Livello AT: Connessione in SSE Terna 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 la cabina generale MT della sezione Nord di impianto e la cabina secondaria di smistamento nella sezione Sud e tra queste ultime 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 per guasto trifase: 0,2 s
- Massima corrente di guasto monofase verso terra (I_F): < 100 A (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): 16 km

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.

5.11.2 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);

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	31 of 56

- guasto bifase (disimmetrico);
- guasto bifase-neutro (disimmetrico);
- guasto bifase-terra (disimmetrico);
- guasto fase-terra (disimmetrico);
- guasto fase-neutro (disimmetrico).

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

5.11.3 Calcolo delle correnti massime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito massime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-

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 Cmax;
- impedenza di guasto minima della rete, calcolata alla temperatura di 20°C.

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

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

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

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

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

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	32 of 56

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

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

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

La reattanza è invece:

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

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

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

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

$$R_{0cN} = R_{dc} + 3 \cdot R_{dcN}$$

$$X_{0cN} = 3 \cdot X_{dc}$$

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

$$R_{0cPE} = R_{dc} + 3 \cdot R_{dcPE}$$

$$X_{0cPE} = 3 \cdot X_{dc}$$

dove le resistenze RdcN e RdcPE vengono calcolate come la Rdc.

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:

$$R_{0bN} = R_{db} + 3 \cdot R_{dbN}$$

$$X_{0bN} = 3 \cdot X_{db}$$

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	33 of 56

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

$$R_{0bPE} = R_{db} + 3 \cdot R_{dbPE}$$

$$X_{0bPE} = X_{db} + 3 \cdot (X_{b-ring} - X_{db})$$

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

$$R_d = R_{dc} + R_{d-up}$$

$$X_d = X_{dc} + X_{d-up}$$

$$R_{0N} = R_{0cN} + R_{0N-up}$$

$$X_{0N} = X_{0cN} + X_{0N-up}$$

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

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

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_{kmax} , fase neutro I_{k1Nmax} , fase terra $I_{k1PEmax}$ e bifase I_{k2max} espresse in kA:

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	34 of 56

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

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

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

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

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

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

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.

5.11.4 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:

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	35 of 56

- 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 $I_{k1 \min}$ e fase terra, espresse in kA:

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

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

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

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

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	36 of 56

5.11.5 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:

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

5.11.6 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.

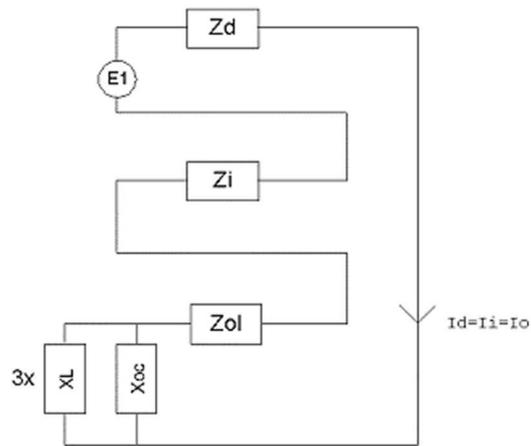
Inoltre, le tecniche di determinazione delle linee guaste tramite relè varmetrici richiedono la conoscenza dei valori di corrente omopolare in funzione dei punti di guasto.

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:

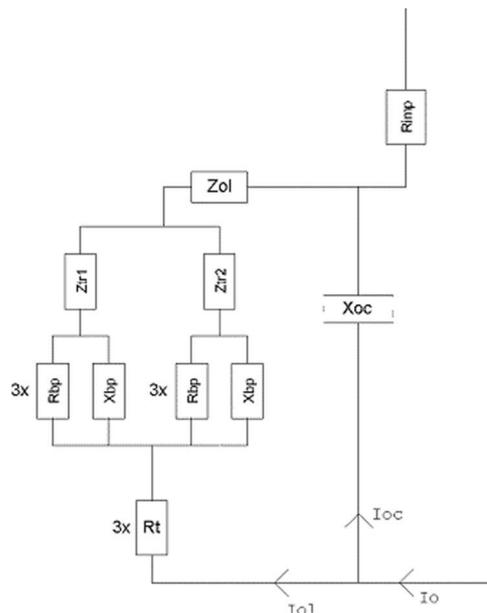
	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	37 of 56



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



	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	38 of 56

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.

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MW_p – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	39 of 56

5.12 SCELTA DELLE PROTEZIONI

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

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

5.12.1 Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture

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

il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione (a meno di protezioni adeguate a monte);

la caratteristica di intervento deve essere tale da impedire che la temperatura del cavo non oltrepassi, in condizioni di guasto in un punto qualsiasi, la massima consentita.

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

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

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

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

Le intersezioni sono due:

- I_{ccmin} ≥ I_{inters min} (quest'ultima riportata nella norma come I_a);

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	40 of 56

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

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

Note:

La rappresentazione della curva del cavo è una iperbole con asintoti K^2S^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.

5.12.2 Verifica di selettività

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

Corrente I_a di intervento in corrispondenza ai massimi tempi di interruzione previsti dalla CEI 64-8: pertanto viene sempre data la corrente ai 5s (valido per le utenze di distribuzione o terminali fisse) e la corrente ad un tempo determinato tramite la tabella 41A della CEI 64.8 par 413.1.3. Fornendo una fascia di intervento delimitata da una caratteristica limite superiore e una caratteristica limite inferiore, il tempo di intervento viene dato in corrispondenza alla caratteristica limite inferiore. Tali dati sono forniti per la protezione a monte e per quella a valle;

Tempo di intervento in corrispondenza della minima corrente di guasto alla fine dell'utenza a valle: minimo per la protezione a monte (determinato sulla caratteristica limite inferiore) e massimo per la protezione a valle (determinato sulla caratteristica limite superiore);

Rapporto tra le correnti di intervento magnetico: delle protezioni;

Corrente al limite di selettività: ossia il valore della corrente in corrispondenza all'intersezione tra la caratteristica limite superiore della protezione a valle e la caratteristica limite inferiore della protezione a monte (CEI 23.3 par 2.5.14).

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	41 of 56

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.

Si sottolinea come il recepimento delle indicazioni del committente potrà conseguentemente comportare l'impiego di apparecchi/dispositivi/dotazioni non standardizzate, che dovranno essere pertanto personalizzate ad hoc dagli operatori di mercato per aderire ai requisiti ed alle specifiche progettuali.

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

5.13 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.

5.14 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.

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	42 of 56

Pertanto

$$L_{\max prot} = \frac{0,8 \cdot U}{1,5 \cdot \rho \cdot (1 + m) \cdot \frac{I_{ctocto}}{S_f}}$$

Dove:

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

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

m: rapporto tra sezione del conduttore di fase e di neutro (se composti dello stesso materiale); Imag: taratura della magnetica.

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

0.9 per sezioni di 120 mm²;

0.85 per sezioni di 150 mm²;

0.8 per sezioni di 185 mm²;

0.75 per sezioni di 240 mm²;

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

6. CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTO DI TERRA

Lo scopo di questa sezione è riportare un calcolo preliminare del sistema di terra relativo all'impianto fotovoltaico 25,3 MWp, connesso alla rete tramite una linea MT 30kV verso la SSE AT 150/380kV. 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.

6.1 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.

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	43 of 56

- 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.

6.2 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 della sezione Nord, tra la cabina generale MT e la cabina secondaria di smistamento nella sezione Sud e tra queste ultime e le cabine di trasformazione di ciascun sottocampo;

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	44 of 56

- 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).

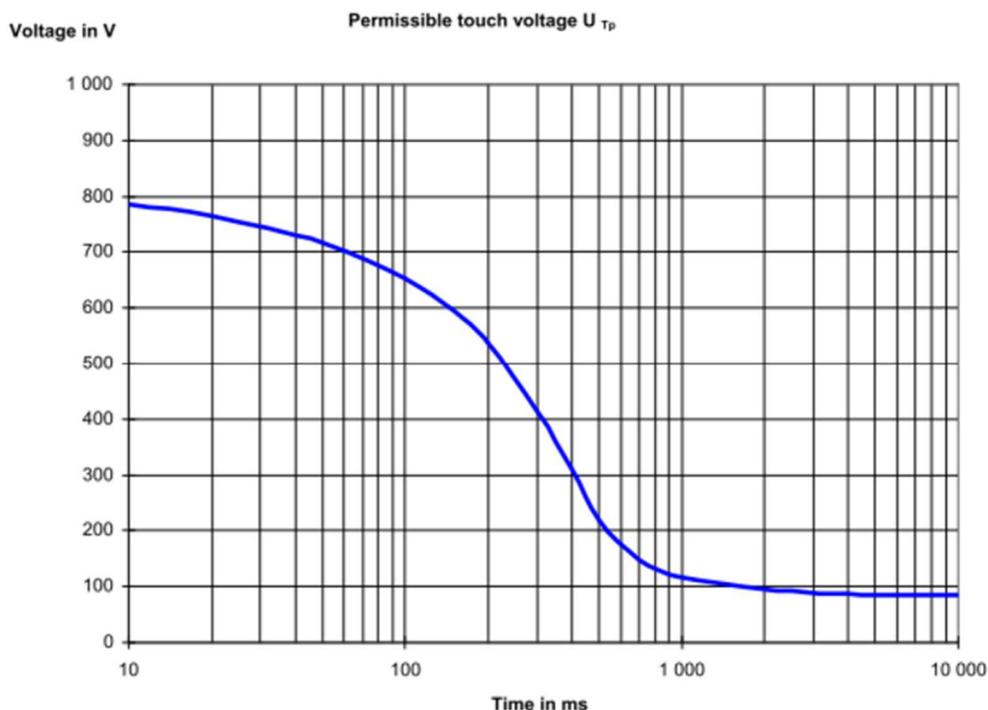
Le informazioni considerate in merito alla corrente di guasto verso terra MT e al relativo tempo di intervento sono:

- Massima corrente di guasto trifase (I_k): < 20 kA
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto trifase: 0,2 s
- Massima corrente di guasto monofase verso terra (I_G): < 100 A (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 650 ohm.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).



	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	45 of 56

Figura .1: Massima tensione ammissibile (CEI EN 50522, Fig.4

Tale limite, confrontato con la tensione totale di terra UT (cioè con il GPR) impone una resistenza di terra minima di progetto RT per la risoluzione dei guasti MT di:

$$R_T = U_T / I_G = 120 / 100 = 1,2 \ \Omega$$

Data la resistività del terreno considerata, pari a 65040 ohm.m e data l'estensione dell'area di impianto, la resistenza totale dell'impianto di terra da realizzare sarà sicuramente inferiore a tale limite (si rimanda al calcolo effettuato nei paragrafi successivi).

6.3 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 ρ del terreno, per ogni tipo di dispersore si devono inserire i parametri che lo

definiscono.

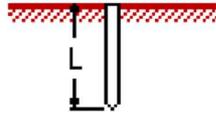
Parametri:

- lunghezza L;
- raggio del picchetto a;
- distanza tra picchetti d;
- profondità s;
- raggio del filo a;
- raggio anello r;
- raggio piastra r;
- lunghezze lati dispersori rettangolari a, b;
- numero conduttori per lato n_a , n_b .

Tipologie di dispersori:

- 1) Picchetto verticale

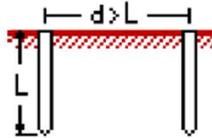
	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	46 of 56



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

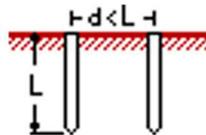


per avere a , il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2:
 $a=a'/2$.

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

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: $d < L$.

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	47 of 56

4) Dispersore lineare



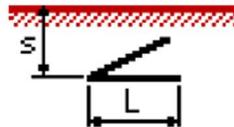
per avere s , il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s=2*s'$; per avere L , il valore L' inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $L=L'/2$;

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

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

Vincolo: $s' < L'$.

5) Dispersore angolare



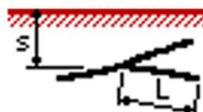
per avere s , il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s=2*s'$;

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: $s=2*s'$;

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

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	48 of 56

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

Vincolo: $s' < L$.

7) Stella a quattro punte



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

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

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

Vincolo: $s' < L$.

8) Stella a sei punte



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

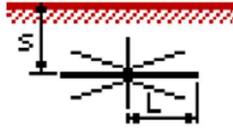
per avere a , il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a = a'/2$.

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

Vincolo: $s' < L$.

9) Stella a otto punte

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	49 of 56



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) Dispensore 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



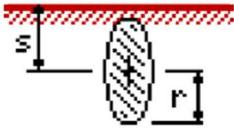
per avere s , il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s=2*s'$;

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	50 of 56

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

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

12) Piastra rotonda verticale

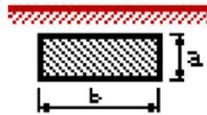


per avere s, il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s = 2 \cdot s'$.

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

Vincolo: $r < s'$.

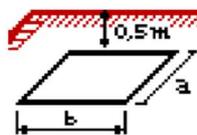
13) Piastra rettangolare verticale



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

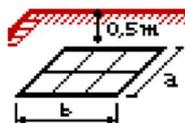
14) Dispersore ad anello rettangolare

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	51 of 56



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

15) Maglia rettangolare



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

con

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

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

(I riferimenti bibliografici delle formule sono: Lorenzo Fellin, Complementi di impianti elettrici, CUSL; M.

Montalbetti, L'impianto di messa a terra, Editoriale Delfino, Milano).

6.4 CALCOLI DELL'ESTENSIONE DELL'IMPIANTO DI TERRA

6.4.1 Analisi della rete di terra

Il nuovo impianto fotovoltaico si estenderà su tutta la superficie prevista.

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:

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	52 of 56

- 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 140 Ωm 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:

$$S_{min} = \sqrt{\frac{I^2 \cdot t}{K_c^2}} = \sqrt{\frac{100^2 \cdot 0,9}{228^2}} \lll 50 \text{ mm}^2$$

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
- Kc è il coefficiente per conduttori nudi non in contatto con materiali danneggiabili (per range di temperatura 30-500°C);

Sebbene Smin risulti molto piccola, in questa fase di progettazione preliminare, si è scelta una sezione minima 35mm².

Il dispersore di terra sarà costituito da un cavo di rame nudo posato direttamente nel terreno durante lo scavo per la posa dei cavidotti corrugati necessari per la posa dei cavi MT e BT. Si verrà così a realizzare una maglia collegata in più punti ad un anello perimetrale.

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	54 of 56

6.4.2 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 $R_t = 0,35\Omega$ e che il guasto sia risolto dall'interruttore entro 0,9 s, al massimo gradiente di tensione interno al sito pari a 120 V (CEI EN 50522, Fig.4) il guasto verso terra lato MT è risolto se la massima corrente di guasto verso terra è inferiore a:

$$I_g = 120/0,35 = 342 \text{ A}$$

Dove 120 V è la massima tensione ammissibile per un tempo pari a 0,9 s e 0,35 Ohm e 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)

Pertanto nel caso in esame considerano che le linee MT si estendono internamente all'impianto fotovoltaico per una lunghezza complessiva di circa 3,4 km il contributo capacitivo della corrente di guasto sarà pari a circa:

$$20kV * 0,2 * 3,4km = 13,6 \text{ A.}$$

Tale valore è inferiore 342 A stimati pertanto il guasto verso terra lato MT risulta risolto.

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

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

6.4.3 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

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	55 of 56

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.

6.4.4 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 massimacorrente 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.

6.4.5 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.

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE 25,3 MWp – 22,2 MVA <i>Località "Tenuta Boccea" - Comune di Roma (RM)</i>	Rev.	0
	21-00016-IT-BOCCEA_PI-R01_Rev0 RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	Sheet	56 of 56

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 Ω) al di sotto della quale verrà prodotto un segnale di allarme al sistema SCADA;

Una seconda soglia (normalmente impostata intorno ai 10 k Ω) 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.

7. 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 determinate 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.