

# IMPIANTO FOTOVOLTAICO EG DOLOMITI SRL E OPERE CONNESSE

POTENZA IMPIANTO 38.4MWp  
COMUNE DI ARGENTA (FE)

## Proponente

### EG DOLOMITI S.R.L.

VIA DEI PELLEGRINI 22 · 20122 MILANO (MI) · P.IVA: 11769780963 · PEC: egdolomiti@pec.it

## Progettazione

### META STUDIO S.R.L.

Via SETTEMBRINI, 1-65123 PESCARA (PE)  
P.IVA: 02164240687 · PEC: metastudiosrl@pec.it

## Collaboratori

Progettazione Generale: Ing. Corrado Pluchino      Progettazione Elettrica: Ing. Andrea Fronteddu  
Progettazione Civile e Idraulica: Ing. Fabio Lassini  
Progettazione geotecnica-strutturale: Dott. Matteo Lana  
Progettazione Ambientale e Paesaggistica: Dott.ssa Eleonora Lamanna

## Coordinamento progettuale

### META STUDIO S.R.L.

Via SETTEMBRINI, 1-65123 PESCARA (PE)  
P.IVA: 02164240687 · PEC: metastudiosrl@pec.it

## Titolo Elaborato

### RELAZIONE TECNICA E DI CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILENAME	RIFERIMENTO	DATA	SCALA
	DOC_REL_08			10.10.23	-

## Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
2	10.10.2023	-	Afr	GPe	PC



COMUNE DI ARGENTA (FE)

REGIONE EMILIA ROMAGNA





# RELAZIONE TECNICA E DI CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI





## Sommario

<b>1. PREMESSA</b> .....	5
<b>2. INQUADRAMENTO PROGETTUALE</b> .....	7
2.1 Descrizione sintetica del Progetto .....	7
2.2 Ubicazione del Progetto .....	7
<b>3. CRITERI PROGETTUALI GENERALI</b> .....	11
<b>4. DESCRIZIONE TECNICA INTERVENTO PROGETTUALE</b> .....	14
4.1 Descrizione tecnica dell'impianto fotovoltaico .....	14
4.1.1 <i>Descrizione generale</i> .....	14
<b>5. RIFERIMENTI NORMATIVI</b> .....	17
5.1 Norme di riferimento per la Bassa Tensione .....	17
5.2 Norme di riferimento per il livello di tensione 36 kV .....	18
<b>6. CALCOLO PRELIMINARE ELETTRICO</b> .....	19
6.1 Elementi relativi alla connessione .....	19
6.2 Calcolo delle correnti di impiego.....	19
6.3 Armoniche.....	20
6.4 Dimensionamento cavi.....	22
6.5 Integrale di Joule .....	23
6.6 Dimensionamento dei conduttori di neutro .....	24
6.7 Dimensionamento dei conduttori di protezione.....	25
6.8 Calcolo della temperatura dei cavi .....	26
6.9 Cadute di tensione.....	26
6.10 Trasformatori.....	27
6.10.1 <i>Trasformatori a due avvolgimenti</i> .....	28
6.10.2 <i>Fattori di correzione per trasformatori (EN 60909-0 par. 6.3.3)</i> .....	29
<b>7. STUDIO DI CORTOCIRCUITO</b> .....	31
7.1 Stato del neutro di impianto.....	31
7.2 Calcolo dei guasti .....	31
7.2.1 <i>Calcolo delle correnti massime di cortocircuito</i> .....	32
7.2.2 <i>Calcolo delle correnti minime di cortocircuito</i> .....	35
7.2.3 <i>Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra</i> .....	36
7.3 Scelta delle protezioni.....	36
7.3.1 <i>Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture</i> .....	37
7.3.2 <i>Verifica di selettività</i> .....	38



---

7.4 Funzionamento in soccorso.....	38
<b>8. CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTO DI TERRA .....</b>	<b>39</b>
8.1 Definizioni .....	39
8.2 Informazioni preliminari .....	40
8.3 Tipologia di dispersori di terra.....	41
8.4 Calcoli dell'estensione dell'impianto di terra .....	46
8.4.1 <i>Analisi della rete di terra</i> .....	46
8.4.2 <i>Risoluzione Guasto 36 kV</i> .....	48
8.4.3 <i>Risoluzione guasto BT (AC current)</i> .....	49
8.4.4 <i>Protezione contro i contatti diretti ed indiretti</i> .....	49
8.4.5 <i>Risoluzione guasto BT (DC current)</i> .....	50
<b>9. SCARICHE ATMOSFERICHE .....</b>	<b>51</b>

## 1. PREMESSA

La Società EG DOLOMITI Srl (di seguito Proponente) ha in progetto la realizzazione di un impianto fotovoltaico, nel territorio comunale di Argenta (FE), Regione Emilia Romagna, denominato "EG Dolomiti – Filo d'Argenta" di potenza nominale complessivamente pari a 38,40 MWp.

Il presente documento costituisce la Relazione preliminare degli impianti elettrici orientata alla valutazione dei criteri di dimensionamento preliminari dell'impianto fotovoltaico.

In relazione a tale parco fotovoltaico, il Proponente ha in progetto la realizzazione delle opere di collegamento alla RTN, costituite da una Stazione Elettrica di trasformazione 380/132/36kV e relativi cavidotti 36 kV di connessione.

La configurazione della connessione di impianto prevede la realizzazione di una cabina di raccolta in posizione adiacente rispetto alla Stazione RTN Terna e di due cabine di sezionamento posizionate lungo il tracciato di connessione di impianto. Le linee di connessione si attesteranno infine all'interno della cabina generale di impianto fotovoltaico, esercita ad un livello di tensione 36 kV.

In sintesi l'intervento proposto:

- è finalizzato alla realizzazione di un'opera infrastrutturale, non incentivato;
- è compatibile con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- consente la produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- utilizza fonti rinnovabili eco-compatibili;
- consente il risparmio di combustibile fossile;
- non produce nessun rifiuto o scarto di lavorazione;
- non è fonte di inquinamento acustico;
- non è fonte di inquinamento atmosferico;
- utilizza viabilità di accesso già esistente;
- comporta l'esecuzione di opere edili di dimensioni modeste che non determinano in alcun modo una significativa trasformazione del territorio, relativamente a fondazioni superficiali di alcune stazioni di conversione/trasformazione e cabine di smistamento con volumetrie decisamente molto contenute.
- le opere di connessione consentiranno di migliorare l'infrastruttura elettrica nazionale.



L'impianto fotovoltaico sarà diviso in n.8 sottocampi di potenza simile tra loro alimentati ognuno da una specifica Power Station, la quale convoglia l'energia prodotta da ogni singolo sottocampo, la converte da corrente continua a corrente alternata e ne innalza il livello di tensione fino a 36 kV. Le singole Power Station collegate in configurazione entra-esce convoglieranno l'energia dei singoli sottocampi verso una cabina generale di impianto fotovoltaico, esercita a 36 kV che opera da interfaccia verso la connessione che avverrà in area Terna.

Nei paragrafi seguenti si riporta un inquadramento territoriale delle aree di impianto fotovoltaico e relative opere di connessione, una descrizione dei criteri di progettazione, le principali caratteristiche e la configurazione dell'impianto fotovoltaico e i riferimenti normativi utili al dimensionamento degli impianti. Successivamente verranno descritti i criteri di progettazione degli impianti con un calcolo preliminare di dimensionamento dei principali elementi quali cavi di alimentazione, trasformatori all'interno delle Power Station e impianto di terra.

## 2. INQUADRAMENTO PROGETTUALE

### 2.1 Descrizione sintetica del Progetto

Il Progetto prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico complessivamente di capacità nominale pari a 38,40 MWp, sito nel territorio comunale di Argenta (FE), Regione Emilia Romagna, diviso in otto sotto campi, realizzati con 65.254 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino, con una potenza di picco di 590 Wp, montati su strutture fisse in configurazione monofilare con quattro moduli in orizzontale con tilt di 22° e distanza tra filari di 7,88 m, raggruppati in inverter centralizzati a 660V di marca FREESUN HEMK. Il design di impianto sarà tale per cui tutti gli inverter avranno la medesima taglia di potenze. Gli inverter selezionati sono del tipo centralizzato, connessi a cabine di trasformazione MT in campo con potenze da 4.200 kVA. Le varie cabine di trasformazione saranno raggruppate in dorsali MT e confluiranno nella cabina di ricezione di campo del rispettivo sito, per mezzo di linee elettriche 36 kV in cavo interrato.

In relazione a tali parchi fotovoltaici, il Proponente ha inoltre in progetto la realizzazione di opere di collegamento alla RTN (di seguito opere di connessione):

- un cavo interrato con tensione 36 kV, lungo circa 17,36 km, che collegherà il campo fotovoltaico alla stazione SE 380/132/36 kV;
- una stazione elettrica 380/132/36 kV di Terna denominata "Portomaggiore" (di seguito SE Terna o SE RTN Terna), in agro di Portomaggiore.

### 2.2 Ubicazione del Progetto

Tra le possibili soluzioni è stata individuata l'ubicazione più funzionale in merito alle esigenze tecniche di connessione dell'impianto alla rete elettrica e delle sue possibili ripercussioni sull'ambiente, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia.

Le opere in progetto ricadono in aree agricole caratterizzata da pendenze molto blande tutte in comune di Argenta, in Provincia di Ferrara, tranne il cavidotto esterno MT che ricade nei comuni di Argenta e di Portomaggiore

Il parco fotovoltaico, diviso nei tre sotto campi (Parchi FV), si inserisce interamente nel territorio comunale di Argenta (FE), nel settore Nord-orientale della Regione Emilia Romagna, all'interno di una superficie catastale complessiva (superficie disponibile) di circa 42,17 ettari. Di questa superficie totale a disposizione del Proponente, una parte recintabile, circa 34,52 ettari occupata dai parchi FV (superficie occupata), vale a dire vele fotovoltaiche e strutture di supporto, cabine e strumentazione che costituiscono concretamente l'opera, la restante parte manterrà lo status quo ante.



Un cavidotto esterno principale collegherà la cabina elettrica di smistamento di campo alla Stazione di nuova realizzazione SE 380/132/36 kV, collocata in comune di Portomaggiore, seguendo il seguente percorso: partendo dalla cabina di campo il cavidotto seguirà lungo il canale di diramazione dello scolo Campazzo per circa 2 km in comune di Argenta verso ovest, fino ad incrociare via Terranova e girare verso nord prima e poi verso ovest, sempre su via Terranova per circa 1,85 km. In seguito il cavidotto gira verso nord su via Lodigiana per circa 1 km, fino ad intersecare il Canale Dominante e proseguire verso nord lungo strade agricole, per circa 1,60 km. Successivamente, proseguendo verso nord ovest, il cavidotto costeggia prima via Val Gramigna, poi via Val Torta ed infine via Val D'Albero, per una lunghezza complessiva di circa 5 km, fino ad arrivare al Collettore Testa. Qui vira verso nord e attraversa la diramazione proveniente dal Canale Circondariale Gramigne Fosse, per poi proseguire in direzione nord ovest, lungo strade agricole prima e poi lungo via della Botte, via Argine Circondariale Valli Mezzano e via Cavallarola per circa 2,7 km. Il cavidotto interrato gira poi verso sud ovest attraversando strade agricole per circa 2,7 km fino ad arrivare alla Stazione Elettrica di rete a cura di Terna di nuova realizzazione con trasformazione 380/132/36 kV.

Le **coordinate geografiche** del Progetto sono identificate nelle seguenti coordinate dei siti:

Campo fotovoltaico: lat. 44.604710°; long. 11.986739°

Nuova SE Terna: lat. 44.653724°; long. 11.851397°

Il sito risulta accessibile dalla viabilità locale, costituita da strade statali, comunali ed

## 2.4 Inquadramento

Il progetto dell'impianto fotovoltaico in esame è ubicato nel territorio comunale di Argenta (FE). L'area di progetto è divisa in tre siti denominati A, B e C. I siti A, B e C sono ubicati a circa 10 Km a est del centro abitato di Argenta e a circa 2.5 Km a nord est della frazione Filo di Argenta.



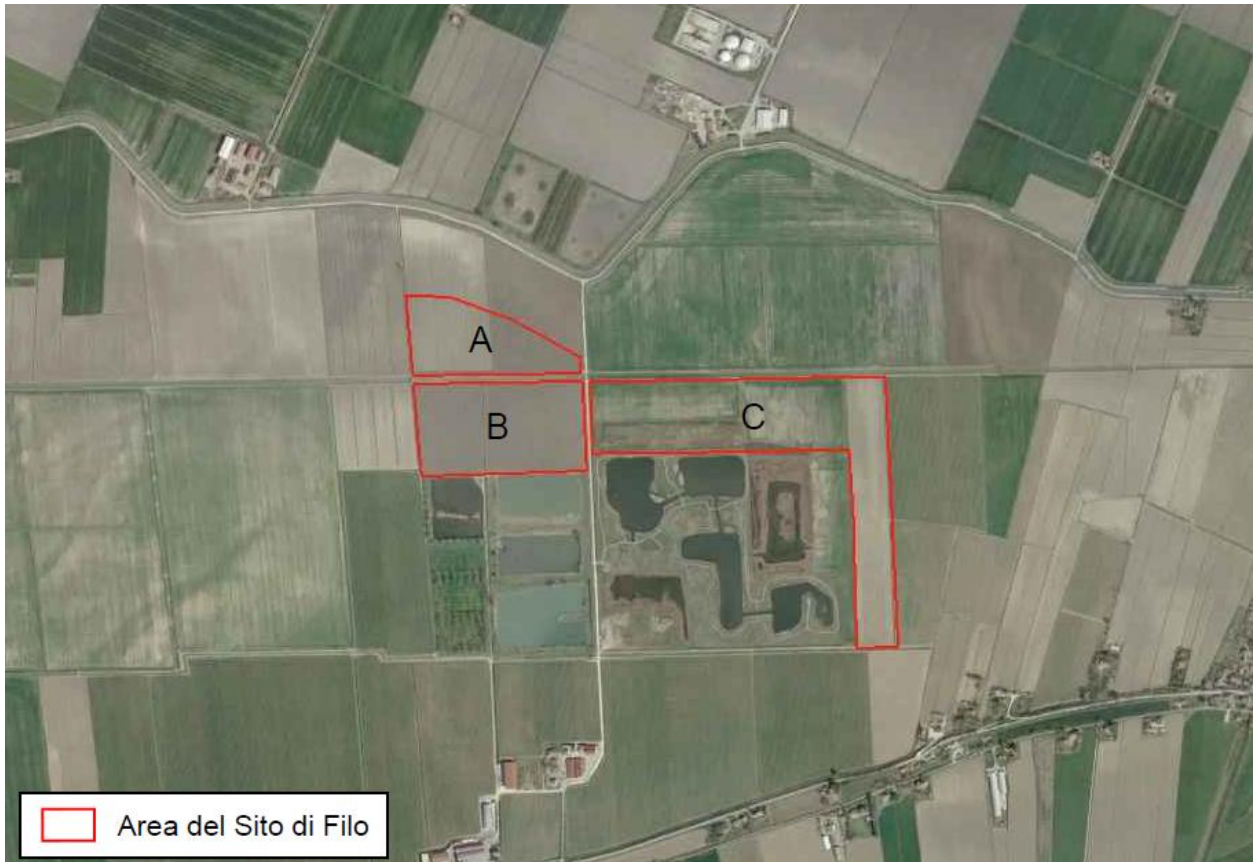
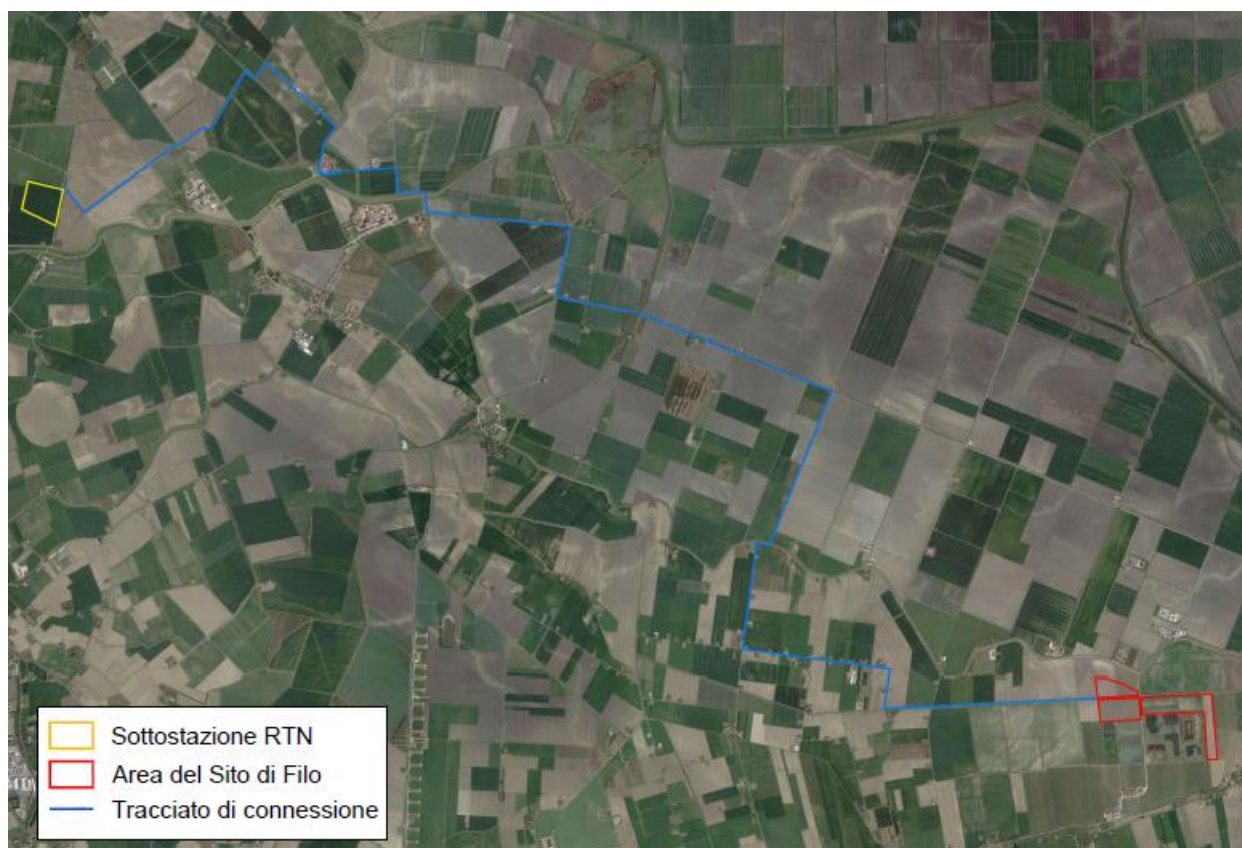


FIGURA 1: INQUADRAMENTO GEOGRAFICO DEL SITO

Il sito risulta ubicato tra via Argine Pioppi e Via Maria Margiotti.

L'area di progetto è divisa in tre siti:

- Sito "A": lat. 44.607702°; long. 11.981111°
- Sito "B": lat. 44.605821°; long. 11.981622°
- Sito "C": lat. 44.605385°; long. 11.990804°



*FIGURA 2: INQUADRAMENTO GEOGRAFICO DEL SITO CON CAVIDOTTO DI CONNESSIONE*

### 3. CRITERI PROGETTUALI GENERALI

Il Progetto è la sintesi del lavoro di un gruppo di professionisti composto da ingegneri, architetti, paesaggisti, archeologi, naturalisti, agronomi che hanno collaborato per l'ottimizzazione delle soluzioni tecniche e di producibilità e per la compatibilità con l'area di intervento al fine di non alterarne gli elementi paesaggistici e di biodiversità.

Nel rispetto delle norme di tutela ambientali e paesaggistiche vigenti la proposta progettuale ha tenuto conto dei seguenti aspetti:

1. Le caratteristiche orografiche e geomorfologiche del sito prevalentemente pianeggianti e a pendenze moderate tale da evitare movimenti terra eccessivi che comporterebbero un'alterazione della morfologia attuale del sito. Inoltre, si è dato gran peso alla salvaguardia degli elementi che compongono il paesaggio a (vegetazione, acqua, uso del suolo, viabilità di cantiere, colorazioni degli elementi strutturali).
2. Vicinanza con il punto di connessione alla Rete Elettrica di Distribuzione Nazionale compatibilmente con i vincoli ambientali, idrogeologici, geomorfologici, infrastrutturali, e disponibilità dei suoli per la realizzazione del progetto.
3. Nella scelta delle strutture di appoggio dei moduli fotovoltaici sono state preferite quelle con pali di sostegno infissi con battipalo al fine di evitare la realizzazione di fondazioni e l'artificializzazione eccessiva del suolo. Sono state scelte strutture fisse e una configurazione dei moduli su di essi tale da lasciare uno spazio sufficiente nei corridoi tra le file di circa 3 m non solo ad evitare nel corso di esercizio dell'impianto fotovoltaico gli effetti terra-bruciata e desertificazione del suolo, ma anche la possibilità di **lasciare le aree non occupate a coltivo**.
4. Sono stati scelti moduli fotovoltaici ad alta efficienza nel tempo oltre che per garantire delle performance di producibilità elettrica dell'impianto fotovoltaico di lunga durata anche per ridurre i fenomeni di abbagliamento e inquinamento luminoso.
5. È stata massimizzata la captazione della radiazione solare annua disponibile, dove il generatore fotovoltaico è esposto alla luce solare scegliendo orientamento ed esposizioni ottimali, evitando fenomeni di ombreggiamento che costituiscono cause dirette di perdite d'energia prodotta, incidendo sul tempo di ritorno economico dell'investimento.
6. La distanza tra le file di moduli è stata scelta tale che oltre a evitare fenomeni di ombreggiamento anche per creare un equilibrio tra spazi coperti e spazi liberi tali da evitare un'alterazione delle caratteristiche naturali del suolo.

7. La predisposizione delle cabine di trasformazione all'interno dei campi è stata ottimizzata con la finalità di ridurre al minimo la viabilità interna e di conseguenza la sottrazione di suolo.
  8. I suoli interessati all'installazione dell'impianto fotovoltaico sono stati scelti in prossimità di viabilità già esistenti al fine di evitare la realizzazione di nuove viabilità e quindi alterazione del paesaggio attuale.
  9. La recinzione metallica perimetrale prevede il varco di passaggio per la microfauna terrestre locale.
  10. È prevista una fascia di mitigazione per mascherare la recinzione e il campo fotovoltaico realizzata con fascia arborea di altezza tale da mitigare l'impatto visivo-percettivo dell'impianto fotovoltaico dall'esterno e da eventuali punti di belvedere e interesse paesaggistico nelle vicinanze dell'impianto fotovoltaico di progetto. Verranno utilizzati specie autoctone tali da favorire una connettività eco sistemica con le colture presenti nelle aree circostanti all'impianto fotovoltaico.
  11. I collegamenti elettrici costituenti l'impianto fotovoltaico sono realizzati con cavidotti interrati alla profondità minima di 1 m al fine di ridurre le interferenze elettromagnetiche.
  12. I tracciati degli elettrodotti e il posizionamento della SE 380/132/36 kV sono stati studiati in armonia con quanto dettato dall'art. 121 del Testo unico emesso con RD 11 dicembre 1933 No. 1775, comparando le esigenze della pubblica utilità delle opere con gli interessi pubblici e privati coinvolti e andranno ad interessare soltanto viabilità stradale, riducendo interferenze con i terreni agricoli e con l'habitat naturale.
  13. Le posizioni delle Stazioni Elettriche sono state individuate su siti avente le migliori caratteristiche in ragione delle peculiarità di area sotto il profilo:
    - i. della orografia;
    - ii. della destinazione urbanistica e dei vincoli nel loro complesso;
    - iii. dall'ottimizzazione dell'occupazione del territorio essendo la Cabina Raccolta inclusa nelle particelle interessate dal parco fotovoltaico stesso.
- La descrizione del progetto è finalizzata alla conoscenza esaustiva dell'intervento principale e delle opere connesse e alla descrizione delle caratteristiche fisiche e funzionali dello stesso, delle fasi di cantiere, di esercizio e di eventuale dismissione.
- Sarà fornito il bilancio delle terre e rocce da scavo e gli esiti della loro caratterizzazione e destinazione secondo le indicazioni della normativa vigente.
- In riferimento alla fase di **cantiere**, relativa a tutte le lavorazioni previste (opera principale ed opere connesse), il progetto comprende:

- l'individuazione delle aree utilizzate in modo permanente (fase di esercizio) e temporaneo, per le aree occupate dalle attività di cantiere principali (campi-base) e complementari (nuovi tracciati viari necessari per il raggiungimento delle zone operative);
- l'indicazione delle operazioni necessarie alla predisposizione delle aree di intervento (movimenti di terra e modifiche alla morfologia del terreno), il fabbisogno del consumo di acqua, di energia, le fonti di approvvigionamento dei materiali, le risorse naturali impiegate (acqua, territorio, suolo e biodiversità), la quantità e tipologia di rifiuti prodotti dalle lavorazioni;
- la descrizione dettagliata dei tempi di attuazione dell'opera principale e delle opere connesse, considerando anche la contemporaneità delle lavorazioni nel caso insistano sulle stesse aree; del fabbisogno complessivo previsto di forza lavoro, in termini quantitativi e qualitativi; dei mezzi e macchinari usati e delle relative caratteristiche; della movimentazione da e per i cantieri, delle modalità di gestione del cantiere, delle misure di sicurezza adottate;
- il ripristino delle aree a fine lavorazioni.

In riferimento alla fase di **esercizio**, che si conclude alla fine della fornitura dei servizi o dei beni per la quale è stata progettata ed è successiva alla fine di ogni attività connessa alla costruzione dell'opera, compreso il collaudo, il progetto comprende:

- l'indicazione della durata di esercizio dell'intervento principale e delle opere connesse (vita dell'opera);
- la quantificazione dei fabbisogni di energia e delle risorse naturali eventualmente necessari e per il processo produttivo;
- l'elenco di tipologie e quantità dei residui delle emissioni previste (gassose, liquide, solide, sonore, luminose, vibrazionali, di calore, radioattive), sostanze utilizzate, quantità e tipologia di rifiuti eventualmente prodotti;
- la descrizione di interventi manutentivi richiesti per il corretto funzionamento delle opere, tempi necessari, frequenza degli interventi, eventuali fabbisogni di energia e di risorse naturali non già necessari per il suo normale esercizio, eventuali rifiuti ed emissioni diversi, in termini qualitativi e quantitativi, rispetto all'esercizio.

La fase di **dismissione**, parziale o totale dell'opera, comprende tutte le necessarie attività di cantiere per la demolizione o smantellamento delle singole componenti strutturali, finalizzate al ripristino ambientale dell'area. Sono descritte le modalità di smaltimento e/o di riutilizzo e/o di recupero dei materiali di risulta e/o dei componenti dell'opera.

## 4. DESCRIZIONE TECNICA INTERVENTO PROGETTUALE

### 4.1 Descrizione tecnica dell'impianto fotovoltaico

#### 4.1.1 Descrizione generale

Il Progetto prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico complessivamente di capacità nominale pari a 38,40 MWp e risulta distribuito nei vari Sotto Campi come segue:

IMPIANTO FOTOVOLTAICO						
SOTTOCAMPO	ESTRUTTURA	C.B.	STRINGHE	MODULI	POTENZA DC	POTENZA AC nom
1	78	11	255	8160	4814.4 kWp	4200 kVA
2	67	11	255	8160	4814.4 kWp	4200 kVA
3	72	11	255	8160	4814.4 kWp	4200 kVA
4	74	11	255	8160	4814.4 kWp	4200 kVA
5	74	11	255	8160	4814.4 kWp	4200 kVA
6	73	11	256	8192	4833.3 kWp	4200 kVA
7	70	11	256	8192	4833.3 kWp	4200 kVA
8	64	11	256	8192	4833.3 kWp	4200 kVA
TOTALE	569	88	2043	65376	38571.8 kWp	33600 kVA
N.B. La potenza nominale massima in corrente alternata dell'impianto fotovoltaico sarà limitata elettronicamente al valore autorizzato dal distributore tramite la Soluzione Tecnica Minima Generale						

FIGURA 3: IDENTIFICAZIONE DEI SOTTOCAMPI

L'impianto fotovoltaico prevede l'utilizzo di moduli fotovoltaici con potenza nominale di 590 Wp con celle fotovoltaiche in silicio monocristallino, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio presentano rendimenti di conversione più elevati.

I moduli fotovoltaici sono posizionati su struttura fissa orientata a sud ed inclinata con tilt fisso di 22°. La inter-distanza delle file è calcolata a partire da una distanza minima in funzione del tilt dei moduli in modo da non creare ombreggiamento tra le file all'altezza del sole nel mezzogiorno del solstizio d'inverno.

Le strutture supportano quattro moduli per i fissi fissati ad un telaio in acciaio zincato, che ne forma il piano d'appoggio, a sua volta opportunamente incernierato ad un

palo, anch'esso in acciaio zincato, che sarà collocato tramite infissione diretta nel terreno. Questa tipologia di struttura evita in generale l'esecuzione di opere di calcestruzzo e faciliterà enormemente sia la costruzione che la dismissione dell'impianto a fine vita, diminuendo drasticamente le modifiche subite dal suolo.

Le stringhe fotovoltaiche, derivanti dal collegamento dei moduli, saranno da 32 moduli; il collegamento elettrico tra i vari moduli avverrà direttamente sotto le strutture con cavi esterni graffettati alle stesse.

Gli inverter saranno del tipo centralizzato con potenza nominale AC di cabina pari a 4200 kVA. Per ulteriori dettagli si faccia riferimento allo schema unifilare allegato alla presente relazione.

L'energia convertita negli inverter all'interno delle Power Station, da tensione continua 1500 Vcc a tensione alternata 660 Vca, e trasformata da 0,66 kV a 36 kV, verrà convogliata tramite linee costituite da cavi interrati e posati a trifoglio entro trincee che collegano in configurazione entra-esce ciascuna Power station, verso la cabina generale di smistamento 36 kV, dalla quale poi partiranno le linee che permetteranno di connettere e introdurre l'energia prodotta verso la stazione Terna di inserimento.

Ciascun inverter verrà collegato al quadro di parallelo inverter, collocato nello scomparto di bassa tensione nelle cabine di trasformazione nel locale, equipaggiato con dispositivi di generatore (interruttori automatici di tipo magnetotermico o elettronici a controllo di massima corrente e cortocircuito) per ciascuna linea inverter e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico per mezzo del quale verrà effettuato il collegamento con l'avvolgimento BT del trasformatore elevatore. Le cabine di trasformazione sono della tipologia plug-and-play, pre-assemblate in fabbrica, trasportabile in sito pronte per essere installate e rappresentano una soluzione funzionale con un considerevole risparmio di tempo e di costi, dal momento che vengono fornite in campo già assemblate sia meccanicamente che elettricamente, nonché rapidità e facilità nella fase di smontaggio a fine vita utile dell'impianto. Le principali caratteristiche delle cabine di trasformazione sono: trasformatori 0,66/36 kV con potenza 4200 kVA (Vcc% 6%, ONAN, Dy11, IP54), quadro a 36kV, 25 kA conformi alla norma IEC 62271 isolati in gas sigillato ermeticamente a semplice manutenzione, quadro BT con interruttori e fusibili di protezione.

All'interno di ciascuna cabina di trasformazione è predisposto un quadro elettrico di a 36 kV, cella di arrivo linea e cella di protezione con un interruttore automatico con protezione 50, 51 e 51N per la protezione dei montanti 36 kV di alimentazione dei trasformatori, un sezionatore di linea sotto carico interbloccato con un sezionatore di terra, eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta, un trasformatore per i servizi ausiliari.

Sarà realizzato un impianto di terra per la protezione dai contatti indiretti e sovratensione impulsiva al quale saranno collegate tutte le strutture metalliche di sostegno e le armature dei prefabbricati oltre che tutte le masse dei componenti elettrici di classe I. L'impianto fotovoltaico così descritto sarà dotato di sistema di monitoraggio e controllo dell'impianto, impianto di illuminazione perimetrale e area cabine, impianto antintrusione (videosorveglianza, allarme e gestione accessi).

Le varie cabine di trasformazione saranno raggruppate in dorsali 36 kV: una dorsale per i Sotto Campi 1-2-3, una dorsale per i Sotto campi 4-5-6 e una dorsale per i Sotto campi 7-8. Le tre dorsali confluiranno nella cabina generale di impianto interna al sito, per mezzo di linee elettriche in cavo interrato elettrificati a 36 kV che andranno ad innestarsi sulla corrispondente cella di arrivo linea del quadro elettrico di distribuzione a 36 kV installato all'interno della cabina di ricezione di campo. Le linee saranno del tipo ARE4H5E con sezioni fino a 630 mm<sup>2</sup>.

Nell'impianto saranno inoltre presenti complessivamente:

- n.8 cabine Power Station: trattasi di cabine prefabbricate, oppure container delle stesse dimensioni, ciascuna con superficie lorda complessiva pari a 6,058x2,896 mm ed altezza pari a 2,44 m costituite da più vani e al loro interno saranno installati:
  - Trasformatore elevatore;
  - Quadro 36 kV;
  - Trasformatore per i servizi ausiliari;
  - Quadri BT;
  - Inverter;
  - Predisposizione per installazione impianto storage.
- n.1 cabina generale 36 kV e controllo: con all'interno gli apparati per la gestione e il controllo dell'impianto ridondanti rispetto agli apparati presenti in cabina di raccolta;
- rete elettrica interna a 36 kV per il collegamento tra le varie cabine di trasformazione e le cabine di ricezione;
- rete elettrica interna a 1500V tra i moduli fotovoltaici e gli inverter
- rete elettrica interna a 660V tra gli inverter e i trasformatori elevatori;
- impianto di terra (posizionato lungo le trincee dei cavi di potenza) e maglia di terra delle cabine;



## 5. RIFERIMENTI NORMATIVI

### 5.1 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 60364-5-523: Wiring system. Current-carrying capacities.
- IEC 60364-5-52 IIIa Ed. 2009: Electrical Installations of Buildings - Part 5-52: Selection and Erection of Electrical Equipment - Wiring Systems.
- CEI UNEL 35016 2016: Classe di Reazione al fuoco dei cavi in relazione al Regolamento EU "Prodotti da Costruzione" (305/2011).
- CEI UNEL 35023 2012: Cavi di energia per tensione nominale U uguale ad 1 kV - Cadute di tensione.
- CEI UNEL 35024/1 1997: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI UNEL 35024/2 1997: Cavi elettrici ad isolamento minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI UNEL 35026 2000: Cavi elettrici con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V

in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.

- CEI EN 61439 2012: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- CEI 17-43 IIa Ed. 2000: Metodo per la determinazione delle sovratemperature, mediante estrapolazione, per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) non di serie (ANS).
- CEI 23-51 2016: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.
- NF C 15-100 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento dei cavi secondo norme francesi.
- UNE 20460 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento (UNE 20460-5-523) dei cavi secondo regolamento spagnolo.
- British Standard BS 7671:2008: Requirements for Electrical Installations;
- ABNT NBR 5410, Segunda edição 2004: Instalações elétricas de baixa tensão;

## 5.2 Norme di riferimento per il livello di tensione 36 kV

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

## 6. CALCOLO PRELIMINARE ELETTRICO

### 6.1 Elementi relativi alla connessione

L'impianto fotovoltaico sarà connesso in antenna a 36 kV presso una Stazione Elettrica di nuova realizzazione RTN con sezioni 380/150/36 kV, mediante una linea di connessione interrata a 36 kV che collega la stazione Terna ad una cabina di raccolta 36 kV; la cabina di raccolta sarà collegata all'area di impianto mediante un tracciato di connessione di circa 17 km.

Relativamente agli impianti interni all'area fotovoltaica, in particolare per quanto riguarda la cabina generale di impianto fotovoltaico, sono stati previsti i seguenti parametri di dimensionamento:

- Tensione di esercizio: 36 kV;
- Corrente nominale: circa 620 A;
- Frequenza di esercizio: 50 Hz;
- Massima corrente di cortocircuito sulla sbarra: < 25 kA 1s;
- Massima corrente di guasto a terra area di impianto fotovoltaico: < 150 A.

A valle della sbarra 36 kV saranno presenti tutti gli elementi di protezione, sezionamento e misura utili alla connessione in sicurezza dell'impianto fotovoltaico. Tutti gli elementi dovranno essere dimensionati per la massima corrente di cortocircuito sulla sbarra 36 kV (prevista inferiore a 25 kA).

Si riporta di seguito la filosofia con cui dovrà essere sviluppato il dimensionamento delle linee elettriche e degli apparati interni alle cabine per quanto riguarda l'area di impianto fotovoltaico.

### 6.2 Calcolo delle correnti di impiego

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

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

nella quale:

- $k_{ca} = 1$  sistema monofase o bifase, due conduttori attivi e corrente continua;
- $k_{ca} = 1.73$  sistema trifase, tre conduttori attivi.

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

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

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

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

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

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

$$V_n = V_n + j0$$

La potenza di dimensionamento  $P_d$  è data dal prodotto:

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

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

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

La potenza reattiva delle utenze viene calcolata invece secondo la:

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

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

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

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

Per l'impianto in oggetto la corrente di impiego su ciascun tratto è stata valutata considerando la massima potenza DC su ciascun sottocampo (e totale di impianto pari a 38,4 MWp). Tale considerazione è stata fatta ragionando nell'ottica del futuro regolamento di esercizio da definire con Terna per il quale il produttore dovrà garantire sul punto di connessione una potenza che rispetti la curva di capability secondo quanto riportato nell'allegato A.68 del codice di rete. La massima potenza DC rappresenta il limite in termini di potenza apparente che l'impianto è in grado di erogare sul punto di connessione.

### 6.3 Armoniche

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

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

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

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

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

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

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

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

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.

## 6.4 Dimensionamento cavi

Il criterio seguito per il dimensionamento dei cavi 36 kV e BT è tale da poter garantire la protezione dei conduttori alle correnti di sovraccarico.

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

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

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

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

Il dimensionamento dei cavi rispetta anche i seguenti casi:

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

La portata minima del cavo viene calcolata come:

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

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

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

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

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

stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale, ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1.45.

Risulta pertanto che, in base a tali normative, la condizione b) sarà sempre verificata. Le condutture dimensionate con questo criterio sono, pertanto, protette contro le sovracorrenti.

## 6.5 Integrale di Joule

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

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

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

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

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

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

- Cavo in rame e isolato in PVC: K = 143
- Cavo in rame e isolato in gomma G: K = 166
- Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7: K = 176
- Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico: K = 143
- Cavo in rame serie L nudo: K = 228
- Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico: K = 143
- Cavo in rame serie H nudo: K = 228
- Cavo in alluminio e isolato in PVC: K = 95
- Cavo in alluminio e isolato in gomma G: K = 110
- Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7: K = 116

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

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

## 6.6 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  $16 \text{ mm}^2$ ;
- 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  $16 \text{ mm}^2$  se il conduttore è in rame e a  $25 \text{ mm}^2$  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  $16 \text{ mm}^2$  se conduttore in rame e  $25 \text{ mm}^2$  se e conduttore in alluminio, il conduttore di neutro deve avere la stessa sezione del conduttore di fase. In base alle esigenze progettuali, sono gestiti fino a tre metodi di dimensionamento del conduttore di neutro, mediante:

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

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

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

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

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



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

## 6.7 Dimensionamento dei conduttori di protezione

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

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

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

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

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

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

dove:

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

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

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

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

- 2,5  $\text{mm}^2$  rame o 16  $\text{mm}^2$  alluminio se è prevista una protezione meccanica;
- 4  $\text{mm}^2$  o 16  $\text{mm}^2$  alluminio se non è prevista una protezione meccanica;

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

## 6.8 Calcolo della temperatura dei cavi

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

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

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

espresse in °C.

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

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

## 6.9 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:

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

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

con n che rappresenta il conduttore di neutro;

con i che rappresenta le k utenze coinvolte nel calcolo;

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

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

con:

- $k_{cdt}=2$  per sistemi monofase;
- $k_{cdt}=1.73$  per sistemi trifase.
- 

I parametri  $R_{cavo}$  e  $X_{cavo}$  sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione del tipo di cavo (unipolare/multipolare) ed alla sezione dei conduttori; di tali parametri il primo

è riferito a 70° C per i cavi con isolamento PVC, a 90° C per i cavi con isolamento EPR; mentre il secondo è riferito a 50Hz, ferme restando le unità di misura in Ω/km. Se la frequenza di esercizio è differente dai 50 Hz si imposta

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

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

Sono adeguatamente calcolate le cadute di tensione totali nel caso siano presenti trasformatori lungo la linea (per esempio trasformatori 36 kV/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.

## 6.10 Trasformatori

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

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

- Trasformatore abbassatore 36/0,66 kV (Dyn11): utilizzato all'interno delle Power Station di taglia pari a 4200 kVA ONAN, la taglia del trasformatore è pari a 4200 kVA con tensione di cortocircuito vcc% pari a 6%;
- Trasformatore abbassatore 36/0,4 kV (Dyn11) con potenza nominale 50 kVA, all'interno della cabina di smistamento per l'alimentazione dei carichi ausiliari di impianto;
- Trasformatore BT/BT 0,66/0,4 kV (Yy) con potenza nominale 30 kVA per l'alimentazione dei carichi ausiliari all'interno delle Power Station.

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

Le taglie dei trasformatori interni alle Power Station, riportate nello schema unifilare di progetto, sono scelte tenendo conto del dimensionamento degli inverter, e quindi del rapporto DC/AC scelto, della potenza nominale del modulo fotovoltaico, del contributo di potenza dato dal modulo bifacciale in funzione dell'albedo e di quanto riportato nell'allegato A.68 del codice di rete (dimensionamento al 120% della potenza del singolo sottocampo).

### 6.10.1 Trasformatori a due avvolgimenti

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

- potenza nominale  $P_n$  (in kVA);
- perdite di cortocircuito  $P_{cc}$  (in W);
- tensione di cortocircuito  $v_{cc}$  (in %)
- rapporto tra la corrente di inserzione e la corrente nominale  $I_{lr}/I_{rt}$ ;
- rapporto tra la impedenza alla sequenza omopolare e quella di corto circuito;
- tipo di collegamento;
- tensione nominale del primario  $V_1$  (in kV);
- tensione nominale del secondario  $V_02$  (in V).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

nella quale:

$$\begin{aligned} R_d &= R_{cct} \\ X_d &= X_{cct} \end{aligned}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### 6.10.2 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 KT 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

## 7. STUDIO DI CORTOCIRCUITO

### 7.1 Stato del neutro di impianto

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

- Livello tensione 36 kV Stazione Terna: connessione a 36 kV in Stazione elettrica Terna RTN di nuova realizzazione. (si rimanda alla documentazione di progetto della nuova stazione Terna); dalla stazione Terna partiranno due linee elettriche di sezione 630 mm<sup>2</sup> verso la cabina di raccolta; il centro stella del secondario del trasformatore AT/AT interno alla stazione Terna sarà messo a terra con impedenza compensativa che limiti la corrente di guasto verso terra.

Inoltre all'interno dell'area di impianto:

- Livello tensione: Distribuzione interna a 36 kV a neutro compensato nei tratti compresi tra la cabina generale di smistamento d'impianto e le Power Stations di ciascun sottocampo con primario dei trasformatori 36/0,66 kV a neutro isolato;
- Livello BT (AC): Distribuzione fino a 1000 Vac interna alla Power Station 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 alle correnti di guasto lato 36 kV e al relativo tempo di intervento sono:

- Massima corrente di guasto trifase lato 36 kV ( $I_k$ ): < 25 kA (valore standardizzato da Terna)
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto trifase: 0,3 s
- Massima corrente di guasto monofase verso terra ( $I_f$ ): ipotizzata < 150 A (valore standardizzato da Terna per connessioni con estensioni delle linee fino a circa 200 km)
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto monofase a terra: > 10 s
- Lunghezza complessive delle linee a 36 kV (connessione + interne al campo fotovoltaico): circa 22 km

### 7.2 Calcolo dei guasti

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

Le condizioni in cui vengono determinate sono:

- guasto trifase (simmetrico);
- guasto bifase (disimmetrico);

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

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

### 7.2.1 Calcolo delle correnti massime di cortocircuito

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La reattanza è invece:

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



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

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

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

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

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

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

Dove le resistenze 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:

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

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

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

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

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

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

Ai valori totali vengono sommate anche le impedenze della fornitura.

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

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

Fase neutro (se il neutro è distribuito):

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

Fase terra:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

dove:

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

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

### 7.2.2 Calcolo delle correnti minime di cortocircuito

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

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori. Il contributo dei generatori è in regime permanente per i guasti trifasi 'vicini', mentre per i guasti 'lontani' o asimmetrici si considera il contributo subtransitorio;
- la tensione nominale viene moltiplicata per il fattore di tensione  $C_{min}$ , che può essere 0.95 se  $C_{max} = 1.05$ , oppure 0.90 se  $C_{max} = 1.10$  (Tab. 1 della norma CEI EN 60909-0); in media e alta tensione il fattore  $C_{min}$  è pari a 1;

Per la temperatura dei conduttori si può scegliere tra:

- il rapporto Cenelec R064-003, per cui vengono determinate le resistenze alla temperatura limite dell'isolante in servizio ordinario del cavo;
- la norma CEI EN 60909-0, che indica le temperature alla fine del guasto.

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

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

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

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

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

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

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

Valutate le impedenze mediante le stesse espressioni delle impedenze di guasto massime, si possono calcolare le correnti di cortocircuito trifase  $I_{k1min}$  e fase terra, espresse in kA:

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

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

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

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

### 7.2.3 Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra

Riportiamo le formule utilizzate per il calcolo dei guasti. Chiamiamo con  $Z_d$  la impedenza diretta della rete, con  $Z_i$  l'impedenza inversa, e con  $Z_0$  l'impedenza omopolare.

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

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

e la corrente di picco:

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

## 7.3 Scelta delle protezioni

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

- corrente nominale, secondo cui si è dimensionata la conduttura;
- numero poli;
- tipo di protezione;
- tensione di impiego, pari alla tensione nominale dall'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 ( $I_{mag \max}$ ).

### 7.3.1 Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture

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

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

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

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

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

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

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

Le intersezioni sono due:

- $I_{ccmin} \geq I_{inters\ min}$  (quest'ultima riportata nella norma come  $I_a$ );
- $I_{ccmax} \leq I_{inters\ max}$  (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  $K^2 S^2$  e la  $I_z$  dello stesso.

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

### 7.3.2 Verifica di selettività

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

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

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

Rapporto tra le correnti di intervento magnetico: delle protezioni;

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

Selettività: viene indicato se la caratteristica della protezione a monte si colloca sopra alla caratteristica della protezione a valle (totale) o solo parzialmente (parziale a sovraccarico se l'intersezione tra le curve si ha nel tratto termico).

Selettività cronometrica: con essa viene indicata la differenza tra i tempi di intervento delle protezioni in corrispondenza delle correnti di cortocircuito in cui è verificata.

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

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

### 7.4 Funzionamento in soccorso

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

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

## 8. CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTO DI TERRA

Lo scopo di questa sezione è riportare un calcolo preliminare del sistema di terra relativo all'impianto fotovoltaico 38,4 MWp, connesso alla rete tramite una linea 36 kV verso la cabina di raccolta posizionata in prossimità della stazione Terna di connessione. 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.

### 8.1 Definizioni

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

- **Sistema di terra:** comprende tutte le strutture di terra interconnesse in una specifica area.
- **Tensione di contatto:** differenza di potenziale tra il GPR e il potenziale del punto o superficie in cui una persona è contemporaneamente in piedi e a contatto con una struttura messa a terra.
- **Tensione di contatto metal-to-metal:** differenza di potenziale che si può creare tra due oggetti o strutture metalliche di cui una persona può entrare a contatto contemporaneamente con mani o piedi.
- **Tensione di maglia:** è la massima tensione che si può instaurare all'interno di una maglia della rete di terra.
- **Tensioni di passo:** La differenza di potenziale in un tratto convenzionale di un metro corrispondente alla distanza che una persona può colmare con i piedi senza toccare nessun altro oggetto collegato a terra.

## 8.2 Informazioni preliminari

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

- Livello tensione: Distribuzione interna a 36 kV a neutro compensato nei tratti compresi tra la cabina di raccolta e le singole Power Station interne all'area di impianto fotovoltaico (ogni Power Station fa capo ad uno specifico sottocampo);
- Livello BT (AC): Distribuzione fino a 1000 Vac interna alla Power Station 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 e al relativo tempo di intervento sono:

- Massima corrente di guasto trifase lato 36 kV ( $I_k$ ): < 25 kA (dato standardizzato da Terna sul punto di connessione per il dimensionamento della sbarra utente 36 kV)
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto trifase: 0,3 s
- Massima corrente di guasto monofase verso terra ( $I_G$ ): < 150 A (dato standardizzato da Terna per connessioni con estensioni delle linee fino a circa 200 km)
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto monofase a terra: > 10 s

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



Per il calcolo della resistenza di terra è stato assunto un valore di resistività del terreno alla profondità di posa dell'impianto di terra di valore pari a circa 200 Ωm. Tale valore andrà verificato nelle successive fasi progettuali attraverso un'indagine geologica-geotecnica in sito.

Considerando i dati citati, il tempo di intervento impone un limite al massimo gradiente di tensione interno al sito pari a 80 V per un tempo di tenuta del guasto > 10 s (CEI EN 50522, Fig.4). Cautelativamente il limite è stato diminuito a 50 V.

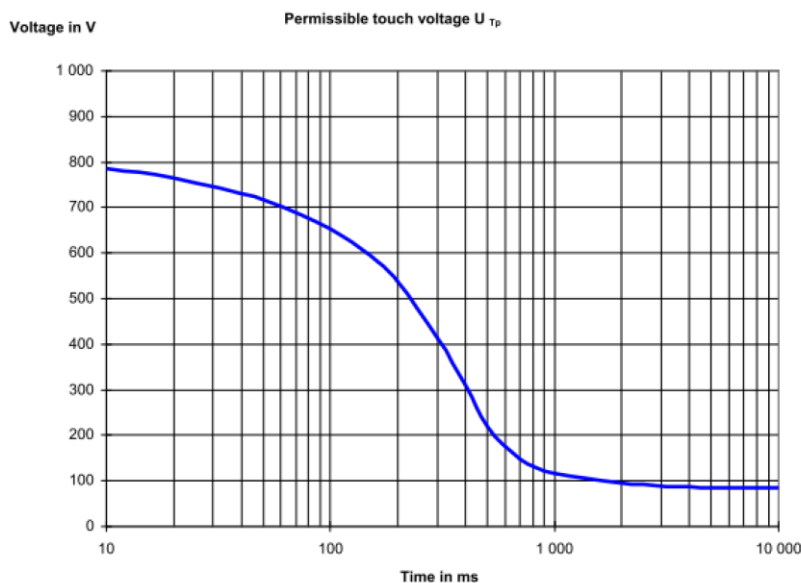


FIGURA 4: MASSIMA TENSIONE  $U_T$  AMMISSIBILE SECONDO NORMA CEI EN 50522

Tale limite, confrontato con la tensione totale di terra  $U_T$  (cioè con il GPR) impone una resistenza di terra minima di progetto  $R_T$  per la risoluzione dei guasti a 36 kV di:

$$R_T = U_T / I_G = 50 / 150 = 0,333 \Omega$$

Data la resistività del terreno assunta, pari a 200 Ωm 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).

### 8.3 Tipologia di dispersori di terra

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

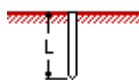
Impostata la resistività  $\rho$  del terreno, per ogni tipo di dispersore si devono inserire i parametri che lo definiscono.

Parametri:

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

### Tipologie di dispersori:

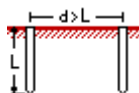
#### 1) Picchetto verticale



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

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

#### 2) Due picchetti verticali

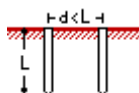


per avere a, il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2:  
 $a = a'/2$ .

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

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

#### 3) Due picchetti verticali vicini

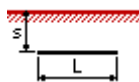


per avere a, il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2:  
 $a = a'/2$ .

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

Vincolo:  $d < L$ .

#### 4) Dispersore lineare



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

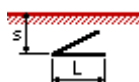
per avere  $L$ , il valore  $L'$  inserito in Ampère deve essere diviso per 2:  $L=L'/2$ ;

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:  $a=a'/2$ .

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

Vincolo:  $s' < L$ .

#### 7) Stella a quattro punte



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

$$R_T = \frac{\rho}{8 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot L}{a} + \ln \frac{2 \cdot L}{s} + 2,912 - 1,071 \cdot \frac{s}{L} + 0,645 \cdot \frac{s^2}{L^2} \dots \right)$$

Vincolo:  $s' < L$ .

### 8) Stella a sei punte

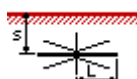


per avere  $s$ , il valore  $s'$  inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2:  $s=2*s'$ ;  
 per avere  $a$ , il valore  $a'$  (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2:  
 $a=a'/2$ .

$$R_T = \frac{\rho}{12 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot L}{a} + \ln \frac{2 \cdot L}{s} + 6,851 - 3,128 \cdot \frac{s}{L} + 1,758 \cdot \frac{s^2}{L^2} \dots \right)$$

Vincolo:  $s' < L$ .

### 9) Stella a otto punte



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

$$R_T = \frac{\rho}{16 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot L}{a} + \ln \frac{2 \cdot L}{s} + 10,98 - 5,51 \cdot \frac{s}{L} + 3,26 \cdot \frac{s^2}{L^2} \dots \right)$$

Vincolo:  $s' < L$ .

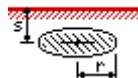
### 10) Dispersore ad anello



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

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

#### 11) Piastra rotonda orizzontale



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

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

Vincolo:  $r < 2*s'$ .

#### 12) Piastra rotonda verticale

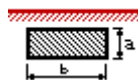


per avere  $s$ , il valore  $s'$  inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2:  $s=2*s'$ .

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

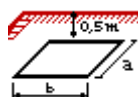
Vincolo:  $r < s'$ .

#### 13) Piastra rettangolare verticale



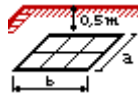
$$R_T = \frac{\rho}{4} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{a \cdot b}}$$

#### 14) Dispersore ad anello rettangolare



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

## 15) Maglia rettangolare



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

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).

## 8.4 Calcoli dell'estensione dell'impianto di terra

### 8.4.1 Analisi della rete di terra

Il nuovo impianto fotovoltaico si estenderà su una superficie recintata di circa 34,5ha. A servizio dello stesso verrà realizzato un nuovo impianto di terra, pertanto prima di procedere alla realizzazione dello stesso, occorrerà verificare la natura del suolo e la resistività.

Quest'ultima è influenzata da diversi fattori quali:

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

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

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:

$$S_{min} = \sqrt{\frac{I^2 \cdot t}{K_c^2}} = \sqrt{\frac{150^2 \cdot 10}{228^2}} \lll 50 \text{ mm}^2$$

dove:

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

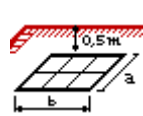
Sebbene Smin risulti molto piccola, in questa fase di progettazione preliminare, si è scelta una sezione minima 50 mm<sup>2</sup>.

Per la posa dei dispersori verrà sfruttato il passaggio cavi 36 kV e DC interno all'impianto; l'area di impianto così magliata, dovrà essere poi chiusa ad anello.

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

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

Considerando l'estensione dell'impianto e la lunghezza dei suoi lati, si è stimato il seguente valore di resistenza di terra considerando un dispersore equivalente di tipo magliato rettangolare (di estensione pari alla sezione F, quella maggiormente estesa) secondo la seguente relazione:



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

e le seguenti caratteristiche:

- Tipo di dispersore: maglia rettangolare
- Tipo di terreno, altre arenarie: 200 Ω·m (valore assunto da verificare nelle successive fasi di progetto)
- Lato A: 550 m
- Lato B: 550 m
- N. conduttori lato A: 10
- N. conduttori lato B: 10

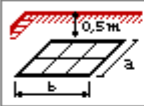
Dispensori	Parametri
Nome: <input type="text" value="RETE DI TERRA FILO D'ARGENTA"/>	Lato a: <input type="text" value="550,00 m"/>
 Maglia rettangolare	Lato b: <input type="text" value="550,00 m"/>
Maglia rettangolare: lato a, lato b, n. conduttori na, n. conduttori nb.	Num. condutt. di lato a: <input type="text" value="10"/>
Tipo di terreno [ohm m]	Num. condutt. di lato b: <input type="text" value="10"/>
<input type="text" value="Altre arenarie: 50-300"/>	
Resistività del terreno: <input type="text" value="200 ohm m"/>	<b>Resistenza totale: 0,179 ohm</b>

FIGURA 5: CALCOLO RESISTENZA DI TERRA

Secondo quanto sopra si ipotizza un valore di resistenza di terra per l'impianto in oggetto pari a  $0,179 \Omega$ , inferiore al limite di  $0,33 \Omega$  stabilito per garantire gradienti di tensione all'interno dell'area di impianto  $< 50 \text{ V}$ .

Tale calcolo, riferito alla fase definitiva di progetto, andrà verificato in fase di progettazione esecutiva. A valle di quest'ultima e della realizzazione dell'impianto andranno in ogni caso eseguiti i rilievi delle tensioni di contatto all'interno dell'area al fine di individuare le aree soggette a maggior rischio (presenza di gradienti di tensione elevati).

#### 8.4.2 Risoluzione Guasto 36 kV

La distribuzione 36 kV essendo a neutro compensato lato Terna, permette di avere correnti di guasto verso terra ridotte rispetto al livello di tensione AT con valore standardizzato pari a 150 A per estensioni delle linee in cavo entro i 200 km.

Assumendo che la resistenza di terra sia pari a  $R_t = 0,179 \Omega$  e che il guasto sia risolto dall'interruttore in un tempo superiore ai 10 s, al massimo gradiente di tensione interno al sito pari a 50 V (cautelativamente abbassato rispetto al limite di 80 V) il guasto verso terra lato 36 kV è risolto se la massima corrente di guasto verso terra è inferiore a:

$$I_g = 50 / 0,179 = \text{circa } 280 \text{ A (maggiore della corrente di guasto verso terra standardizzata da Terna e pari a } 150 \text{ A)}$$



Dove 50 V è la massima tensione ammissibile ipotizzata per un tempo  $> 10$  s e  $0,179 \Omega$  è la resistenza di terra  $R_t$ .

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

In relazione all'ipotesi di guasto, gli schermi dei cavi 36 kV dovranno essere messi a terra nel rispetto delle norme CEI.

#### *8.4.3 Risoluzione guasto BT (AC current)*

La distribuzione BT in corrente alternata prevede la porzione di impianto compresa tra il trasformatore 36 kV/BT e l'inverter all'interno delle Power Station e trasformatori BT/BT per l'alimentazione delle utenze ausiliarie di impianto. Entrambi i trasformatori presenti in cabina hanno il centro stella del livello BT messo a terra, perciò le condizioni sono analoghe al livello di tensione 36 kV 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.

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

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

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

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

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

La protezione contro i contatti indiretti, pur essendo eseguibile mediante impiego di dispositivi a massima corrente in quanto gli impianti sono realizzati con tipologia distributiva TN-S verrà comunque realizzata - al fine di rendere ancora più tempestivi gli interventi delle protezioni - mediante l'installazione di dispositivi a corrente

differenziale installati a monte delle linee terminali e la connessione all'impianto di terra esistente. I conduttori di protezione saranno collegati all'impianto di terra globale mediante installazione di un conduttore PE che dalle barre di terra dei quadri collegherà tali masse e le masse estranee ivi presenti al collettore di terra generale di cabina.

L'impedenza dell'anello di guasto moltiplicata per la massima corrente di guasto, dovrà essere sempre inferiore alla tensione massima ammissibile UT.

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.

#### *8.4.5 Risoluzione guasto BT (DC current)*

Nella distribuzione DC (dal modulo fino all'inverter) è previsto un sistema con entrambi i poli flottanti (sistema isolato); il primo guasto verso terra è conseguentemente a corrente nulla. Nel caso in cui il primo guasto non fosse rilevato e si verificasse un secondo guasto verso terra, si creerebbero correnti di guasto verso terra dell'ordine di svariati kA, non risolvibili dall'impianto di terra in quanto sarebbe necessaria una resistenza di terra 36 kV molto bassa, difficilmente raggiungibile.

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

Una prima soglia (normalmente impostata intorno ai 30 k $\Omega$ ) al di sotto della quale verrà prodotto un segnale di allarme al sistema SCADA;

Una seconda soglia (normalmente impostata intorno ai 10 k $\Omega$ ) al di sotto del quale verranno prodotti un segnale di allarme al sistema SCADA e un allarme visibile e udibile in control room.

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

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



## 9. 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.