

# REALIZZAZIONE IMPIANTO AGRIVOLTAICO A TERRA DA 39,58 MW IN IMMISSIONE SU TRACKER DI TIPO AD INSEGUIMENTO MONOASSIALE

## “LAERRU” COMUNE DI LAERRU (SS)

### RELAZIONE DI CALCOLO OPERE ELETTRICHE

**Committente:** ENERGYLAERRU S.R.L.

**Località:** COMUNE DI LAERRU

Cagliari, 07/2023

#### **STUDIO ALCHEMIST**

Ing.Stefano Floris – Arch.Cinzia Nieddu

Via Isola San Pietro 3 - 09126 Cagliari (CA)

Via Semplicio Spano 10 - 07026 Olbia (OT)

stefano.floris@studioalchemist.it

cinzia.nieddu@studioalchemist.it

www.studioalchemist.it



## Sommario

1. PREMESSA.....	4
2. IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	5
3. OPERE DI CONNESSIONE .....	9
3.1. LINEE IN CAVO MT INTERNE ALL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	9
3.2. QUADRO DI MEDIA TENSIONE DI RACCOLTA .....	9
3.3. ELETTRDOTTO DI CONNESSIONE ALLA SOTTOSTAZIONE .....	10
3.3.1. CARATTERISTICHE .....	10
3.3.2. MODALITA' DI POSA .....	10
3.3.3. ATTRAVERSAMENTI.....	10
3.3.4. FASCE DI RISPETTO.....	10
3.4. STAZIONE DI TRASFORMAZIONE.....	10
3.4.1. SERVIZI AUSILIARI .....	15
3.4.2. IMPIANTO DI TERRA .....	15
3.4.3. APPARECCHIATURE ELETTRICHE .....	16
3.4.4. TRASFORMATORE ELEVATORE .....	16
3.4.5. CAVO DI ALTA TENSIONE .....	16
3.5. PUNTO DI CONNESSIONE.....	18
4. CONDIZIONI AMBIENTALI .....	18
5. CALCOLO DELLE CORRENTI DI IMPIEGO .....	19
6. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI.....	20
8. DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI NEUTRO .....	31
9. DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE .....	32
10. CALCOLO DELLA TEMPERATURA DEI CAVI .....	33
11. CADUTE DI TENSIONE .....	34
12. FORNITURA DELLA RETE.....	35
13. MEDIA E ALTA TENSIONE.....	36
14. TRASFORMATORI .....	37
15. FATTORI DI CORREZIONE PER GENERATORI E TRASFORMATORI .....	39
16. CALCOLO DEI GUASTI.....	40
16.1 Calcolo delle correnti massime di cortocircuito.....	40
16.2 Calcolo delle correnti minime di cortocircuito .....	42
16.3 Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra.....	43
17 VERIFICA DELLA PROTEZIONE A CORTOCIRCUITO DELLE CONDUTTURE .....	45
18 VERIFICA DI SELETTIVITÀ .....	46
19 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI .....	46
19.1 SISTEMI Tn.....	46
19.2 SISTEMI Tt .....	47
19.3 SISTEMI It.....	48
20 RIFERIMENTI NORMATIVI .....	50
20.1 Norme di riferimento per la Bassa tensione:.....	50
20.2 Norme di riferimento per la Media tensione.....	51
ALLEGATI –TABELLA DIMENSIONAMENTO CAVI .....	51

## ACRONIMI

AIA	Autorizzazione Integrata Ambientale
AU	Autorizzazione Unica
AUA	Autorizzazione Unica Ambientale
AT	Alta Tensione
BT	Bassa Tensione
COE	Centre of Excellence
D.Lgs.	Decreto Legislativo
DM	Decreto Ministeriale
D.P.	Decreto Presidenziale
GdR	Gestore di Rete
GSE	Gestore Servizi Energetici
ENAC	Ente Nazionale per l'Aviazione Civile
EPC	Engineering, Procurement and Construction
EUAP	Elenco Ufficiale Aree Protette
FER	Fonte Energetica Rinnovabile
IBA	Important Bird Areas
LR	Legge Regionale
MiBAC	Ministero per i Beni e le Attività Culturali
MT	Media Tensione
PAS	Procedura Abilitativa Semplificata
PIT	Piano di Indirizzo Territoriale
POD	Punto di Connessione (Point of Delivery)
PRG	Piano Regolatore Generale
Ramsar	Zone umide di importanza internazionale
R.D.Lgs.	Regio Decreto Legislativo
SIC	Sito di Importanza Comunitaria
SITAP	Sistema Informativo Territoriale Ambientale Paesaggistico
VA	Verifica di Assoggettabilità
VIA	Valutazione di Impatto Ambientale
ZPS	Zone di Protezione Speciale
ZSC	Zona Speciale di Conservazione

## 1. PREMESSA

La presente relazione è redatta per conto della società proponente **ENERGYLAERRU S.R.L.**, P. IVA: 02954120909, con sede legale in via Simplicio Spano n.10, Olbia (SS).

Si tratta di un impianto agrivoltaico che sarà realizzato con pannelli fotovoltaici installati su tracker ad inseguimento solare monoassiale ubicato nell'agro del comune di Laerru.

L'impianto fotovoltaico comprenderà le opere per i collegamenti elettrici di potenza e circuiti ausiliari e di controllo, ovvero tutti i collegamenti in bassa tensione in corrente continua tra le stringhe dei moduli fotovoltaici collegati in serie, le connessioni e in bassa tensione in corrente alternata tra gli inverter e i trasformatori MT/bt di campo.

Completano gli impianti tutte le opere per la connessione da realizzarsi per connettere tutte le cabine di campo alla stazione di elevazione AT e Mt nonché il collegamento in AT per la connessione alla rete RTN come definita dal TSO nella soluzione di connessione rilasciata con la STMG rilasciata con protocollo GRUPPO TERNA del -03/03/2023 avente codice pratica 202204495 : ovvero collegamento in antenna alla sbarra a 150 kV della di Smistamento 150 kV della RTN da inserire in entra – esce alle linee RTN a 150 kV “Sennori - Tergu” e “Ploaghe Stazione – Tergu”..

Il presente elaborato riguarda la relazione di calcolo elettrico delle opere previste. Il dimensionamento elettrico è stato eseguito mediante il software di calcolo Ampere Professional 2023 distribuito da Electro Graphics Srl di S. Martino di Lupari (PD). Vengono di seguito dettagliate le modalità di calcolo dei principali parametri elettrici.

## 2. IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il campo fotovoltaico si compone di 69.440 pannelli, ciascuno di potenza elettrica di picco in condizioni standard di temperatura (25°C) e di irraggiamento (1000 W/m<sup>2</sup>) pari a 570 Wp, per una potenza complessiva pari a 39,58 MWp lato campo fotovoltaico.

I suddetti pannelli saranno collegati fra loro in stringhe da 28 moduli in serie, per un totale di N.2480 stringhe, che afferiranno alle conversion unit nel seguente modo:

### Sottocampo 1

4 Cabine di campo da 3250 KVA

- N.225 stringhe collegate su 15 inverters alla CU A da 3250kVA, per un totale di 3334,5kWp
- N.60 stringhe collegate su 4 inverters+ N.154 collegate su 11 inverters alla CU B da 3250kVA, per un totale di 3334,5kWp
- N.210 stringhe collegate su 15 inverters alla CU D da 3250kVA, per un totale di 10670,4kWp
- N.196 stringhe collegate su 14 inverters alla CU D da 3250kVA, per un totale di 10670,4kWp

### Sottocampo 2

4 Cabine di campo da 3250 KVA

- N.225 stringhe collegate su 15 inverters alla CU E da 3250kVA, per un totale di 3334,5kWp
- N.60 stringhe collegate su 4 inverters+ N.154 collegate su 11 inverters alla CU F da 3250kVA, per un totale di 3334,5kWp
- N.210 stringhe collegate su 15 inverters alla CU G da 3250kVA, per un totale di 10670,4kWp
- N.196 stringhe collegate su 14 inverters alla CU H da 3250kVA, per un totale di 10670,4kWp

### Sottocampo 3

4 Cabine di campo da 3250 KVA

- N.225 stringhe collegate su 15 inverters alla CU I da 3250kVA, per un totale di 3334,5kWp
- N.60 stringhe collegate su 4 inverters+ N.154 collegate su 11 inverters alla CU L da 3250kVA, per un totale di 3334,5kWp
- N.210 stringhe collegate su 15 inverters alla CU M da 3250kVA, per un totale di 10670,4kWp
- N.196 stringhe collegate su 14 inverters alla CU N da 3250kVA, per un totale di 10670,4kWp

Cluster Impianto	
N° cabine di campo	12
Potenza nominale impianto fotovoltaico	34,6 MWp
Potenza di picco impianto fotovoltaico	39,580 MWp
STRUTTURA IMPIANTO FOTOVOLTAICO	
N° stringhe per tracker	1.240 (2x28P)

N° tot stringhe	2480
N° moduli stringa	28
N° totale moduli fotovoltaici	69.440

Il progetto si basa sul dimensionamento di n° 173 inverter del tipo Huawei SUN2000 215KTL di potenza nominale pari a 0,215 MW facenti capo a cabine di trasformazione accessoriate a garantire la piena regola d'arte.

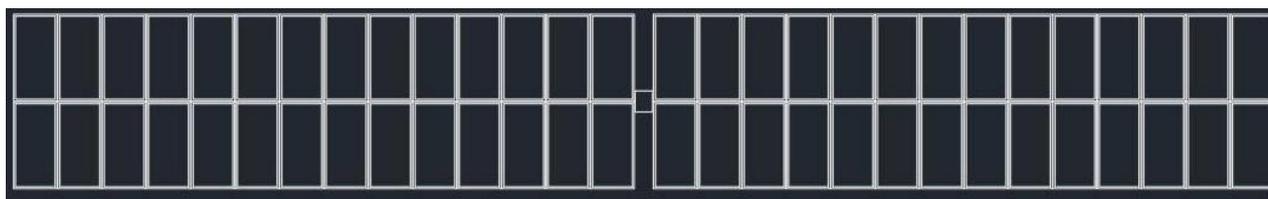
A ciascun inverter faranno capo n°15 0 14 stringhe da 28 moduli cadauno collegati in serie e del tipo Jinko JKM570N-72HL4 di potenza nominale in STC pari a 570 Wp, compatibilmente alla tendenza di massimizzare la taglia dell'impianto con minore incidenza in termini di occupazione del suolo.

Il progetto prevede l'installazione di 69.440 moduli fotovoltaici "Jinko JKM570N-72HL4 di potenza nominale in STC pari a 570 Wp con dimensioni 2278 x 1134 mm, in configurazione bifilare su strutture a inseguimento monoassiale (tracker), con l'alloggiamento di 2 filari da 28 moduli ognuno per un totale di 56 pannelli FV, infisse nel terreno con orientamento Est-Ovest.

L'utilizzo dei nuovi moduli consente di avere:

- una riduzione dei materiali impiegati per la produzione delle strutture;
- una maggiore efficienza di conversione dell'energia solare in energia elettrica;
- una maggiore stabilità di funzionamento nell'arco della vita utile dell'impianto;
- un minor numero di convogli per il trasporto dei moduli.

Adottando una tensione di sistema pari a 1500 V nel dimensionamento dell'impianto, su ogni tracker saranno collegati in un'unica stringa 28 moduli.



**Figura 5: Vista in Pianta della struttura portamoduli tracker da 56 moduli**

Ciascuna cabina di campo sarà caratterizzata da una potenza di picco pari a  $P_p=3,250$  MW.



**Figura 6: Struttura Cabina di campo e trasformazione**

Gli inverter che dovranno essere installati nel nuovo impianto di saranno del tipo Huawei SUN2000 215KTL di potenza nominale pari a 0,215 MW.

La scelta del modello di inverter di stringa è stata fatta per:

- ridurre l'occupazione di superficie;
- ridurre la volumetria totale;
- ottimizzare i collegamenti elettrici interni all'impianto;
- ridurre l'impiego di materie prime e materiali;
- ridurre l'impiego di arredi elettromeccanici ed elettronici di cabina

Gli inverter, compatibilmente alle recenti tendenze del Grid-Parity, saranno ottimizzati per i costi e presenteranno un rapporto di dimensionamento pari al 114,4%.



Huawei "SUN2000-215KTL-H1"

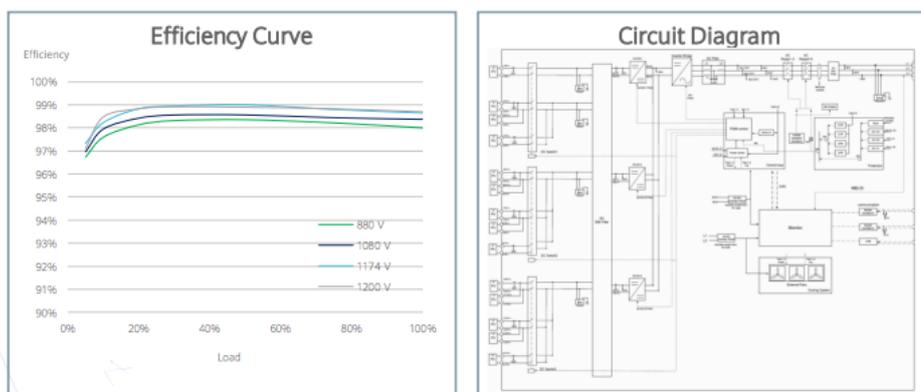


Figura 7: Caratteristiche inverter

### 3. OPERE DI CONNESSIONE

#### 3.1. LINEE IN CAVO MT INTERNE ALL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Sono state definite in funzione del layout definitivo dell'impianto fotovoltaico.

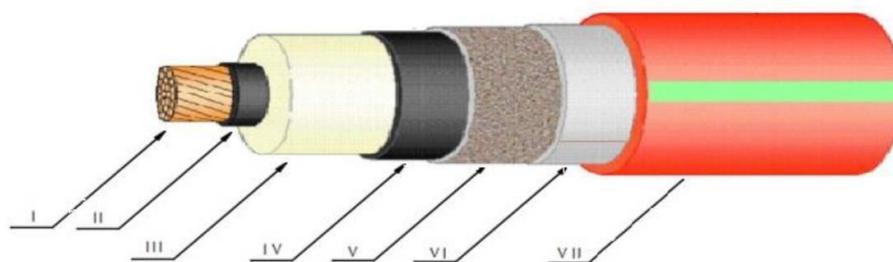
L'installazione dei cavi dovrà soddisfare tutti i requisiti imposti dalla normativa vigente e dalla norma CEI 11-17.

I servizi sotterranei e le infrastrutture che saranno incrociati dal percorso dei cavi all'interno dell'area, dovranno essere sottopassati. Solo in casi particolari il servizio potrà essere sovrappassato purché venga realizzato un manufatto armato a protezione dei cavi.

Saranno realizzate linee di connessione MT a 30 kV di connessione tra le varie cabine di connessione e per raccordare le stesse al quadro di media tensione da realizzarsi all'interno della stazione AT/MT.. L'installazione dei cavi dovrà soddisfare tutti i requisiti imposti dalla normativa vigente e dalla norma CEI 11-17.

I servizi sotterranei e le infrastrutture che saranno incrociati dal percorso dei cavi all'interno dell'area del bacino inferiore, dovranno essere sottopassati. Solo in casi particolari il servizio potrà essere sovrappassato purché venga realizzato un manufatto armato a protezione dei cavi.

Dovranno essere impiegati cavi con conduttore in alluminio, isolamento in gomma HEPR qualità G7, ridotto spessore di isolamento, schermo in nastro di rame e rivestimento esterno in PVC, aventi sigla RG7H1R e tensione di isolamento 18/36 kV.



I – Aluminum Conductor  
II – Conductor screen  
III –Insulation

IV – Insulation screen  
V – Longitudinal watertightness  
VI – Aluminum foil earth screen

VII – Outer sheath

**Tipo cavo MT**

#### 3.2. QUADRO DI MEDIA TENSIONE DI RACCOLTA

Nella cabina di raccolta dovrà essere installato un quadro di media tensione (isolamento 36 kV) per la connessione degli elettrodotti provenienti dall'impianto fotovoltaico.

Il quadro di media tensione dovrà essere conforme alla norma IEC 62271-200 e avrà le seguenti caratteristiche: 1250 A – 16 kA x 1 s.

Ogni scomparto dovrà essere equipaggiato con interruttore sottovuoto, trasformatori di misura, protezioni elettriche e contatori di energia.

Dovrà essere previsto uno scomparto misure di sbarra equipaggiato con i trasformatori di tensione e uno scomparto con sezionatore sotto carico e fusibile per la protezione del trasformatore dei servizi ausiliari dell'impianto.

Sul quadro dovranno essere previste le protezioni elettriche in accordo alle richieste del codice di Rete di Terna.

L'interruttore generale del quadro svolgerà la funzione di separazione dell'impianto fotovoltaico dalla rete AT.

### **3.3. ELETTRDOTTO DI CONNESSIONE ALLA SOTTOSTAZIONE**

#### **3.3.1. CARATTERISTICHE**

Le caratteristiche dell'elettrodotto, quali livello di tensione (alta o media tensione), linea aerea o linea in cavo saranno definite in seguito a valle di uno studio approfondito sulla connessione.

#### **3.3.2. MODALITA' DI POSA**

La modalità di posa sarà definita in seguito.

#### **3.3.3. ATTRAVERSAMENTI**

I progetti degli attraversamenti ed i parallelismi dovranno essere eseguiti in conformità a quanto riportato nella norma CEI 11-17.

#### **3.3.4. FASCE DI RISPETTO**

Le "fasce di rispetto" si intendono quelle definite dalla Legge 22 febbraio 2001 n° 36, all'interno delle quali non è consentita alcuna destinazione di edifici ad uso residenziale, scolastico, sanitario, ovvero un uso che comporti una permanenza superiore a 4 ore, da determinare in conformità alla metodologia di cui al D.P.C.M. 08/07/2003.

Le fasce di rispetto dovranno essere definite in conformità alla metodologia di calcolo emanata dall'APAT, in applicazione del D.P.C.M. 08/07/2003, con pubblicazione sul supplemento ordinario della G.U. n° 160 del 05.07.2008.

### **3.4. STAZIONE DI TRASFORMAZIONE**

La stazione di trasformazione per la connessione alla rete di trasmissione nazionale RTN in AT e sarà realizzata secondo la norma tecnica CEI e in conformità al Codice Di Rete e suoi allegati.

La sottostazione si erige all'interno di un'area opportunamente recintata con accesso limitato al solo personale abilitato. La sezione in AT realizzata su l'area di impianto, sbarre e arrivi linea aeree sul livello superiore, stalli arrivo da montanti di generazione sul livello inferiore.

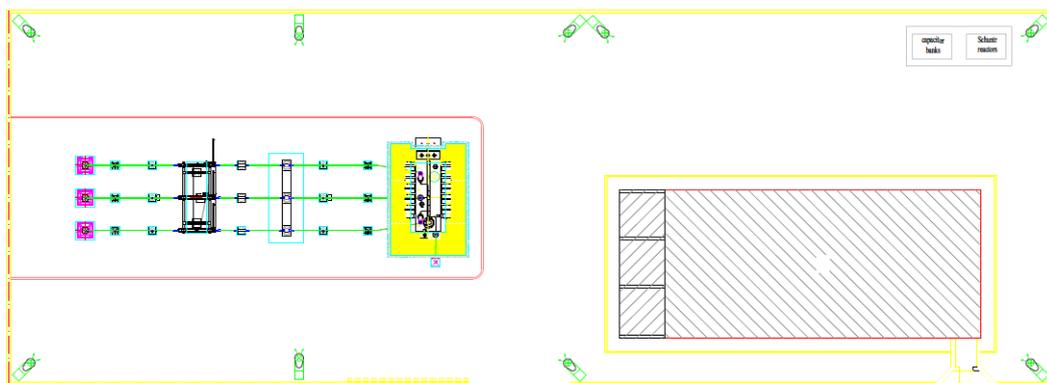
I trasformatori elevatori dei generatori sono installati in opportuni basamenti e la connessione alla sottostazione avviene in cavo in alta tensione.

Per la connessione del nuovo impianto fotovoltaico dovrà essere realizzato un nuovo stallo di alta tensione con caratteristiche e modalità che saranno oggetto di uno studio dedicato in funzione degli spazi disponibili e dei tempi di fuori servizio della centrale.

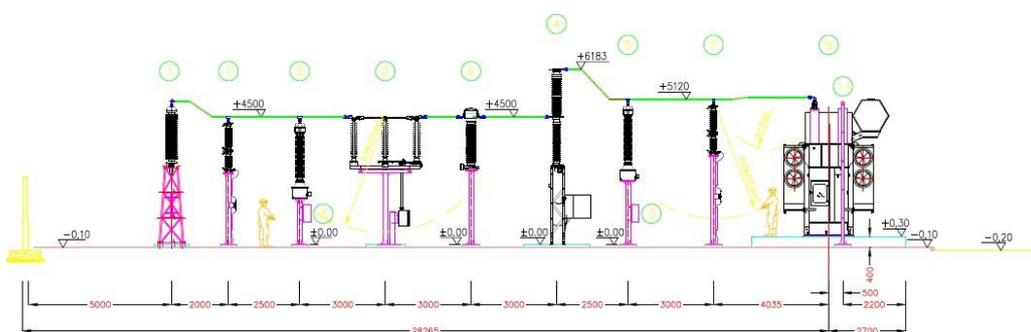
L'insieme della sottostazione e linea AT di connessione verso Terna in AT costituiranno l'impianto d'Utente.

L'interruttore AT del nuovo stallo di trasformazione costituirà il DG (dispositivo generale) per l'impianto fotovoltaico in accordo alla Norma CEI 0-16 e al codice di rete di Terna.

Tutte le apparecchiature di nuova installazione dovranno essere conformi alla normativa vigente sia per quanto riguarda le norme di prodotto, sia per quanto riguarda i vincoli di installazione e le norme di sicurezza in termini di prevenzione incendi.



**Planimetria elettromeccanica stazione AT/MT Utente**



**Sezione elettromeccanica stazione AT/MT Utente**

## Interruttore AT

<i>Tipo</i>	<i>Corrente di interruzione nominale di corto circuito (kA)</i>	<i>Tipo di isolamento</i>	<i>Salinità di tenuta a 243kV (kg/m<sup>3</sup>)</i>
Y1/3	31,5	Normale	14
Y1/4	31,5	Antisile	40
Y1/7	50	Normale	14
Y1/8	50	Antisile	40
<b>GRANDEZZE NOMINALI</b>			
Tipo		Y1/3-4	Y1/7-8
Tensione nominale (kV)		420	
Livello di isolamento nominale:			
Tensione nominale di tenuta a impulso atmosferico:			
- verso terra (kV)		1425	
- tra i contatti aperti (kV)		1425 (+240)	
Tensione nominale di tenuta a impulso di manovra:			
- verso terra (kV)		1050	
- tra i contatti aperti (kV)		900 (+345)	
Tensione nominale di tenuta a frequenza industriale:			
- verso terra (kV)		520	
- tra i contatti aperti (kV)		610	
Frequenza nominale (Hz)		50	
Corrente nominale (A)		3150	
Durata nominale di corto circuito (s)		1	
Tensioni nominali di alimentazione dei circuiti ausiliari:			
- corrente continua (V)		110	
- corrente alternata monofase/trifase a quattro fili (V)		230/400	
Potenza massima assorbita da ogni singolo circuito indipendente (CH, AP1, AP2, AP3, motore/i, climatizzazione):			
- corrente continua (W)		1500	
- corrente alternata monofase/trifase (VA)		850/2500	
Corrente di stabilimento nominale di corto circuito (kA)		80	125
Sequenza di manovra nominale		O-0,3 s-CO-1 min-CO	
Corrente di interruzione nominale di linee a vuoto (A)		400	
Corrente di interruzione nominale di cavi a vuoto (A)		400	
Corrente di interruzione nominale in discordanza di fase (kA)		8	12,5
Durata massima di interruzione (ms)		60	
Durata massima di stabilimento/interruzione (ms)		80	
Durata massima di chiusura (ms)		150	

## Sezionatore AT

Tipo	W	M	Tipo di isolamento	Salinità di tenuta a 243kV (kg/m <sup>2</sup> )
Y12/1	J1001/2	J1101/1	Normale	14
Y12/2	J1002/2	J1102/1	Antisale	40
<b>GRANDEZZE NOMINALI</b>				
Poli (n°)				3
Tensione nominale (kV)				420
Corrente nominale (A)				3150
Frequenza nominale (Hz)				50
Corrente nominale di breve durata:				
- valore efficace (kA)				50
- valore di cresta (kA)				125
Durata ammissibile della corrente di breve durata (s)				3
Tensione di prova ad impulso atmosferico:				
- verso massa (kV)				1425
- sul sezionamento (kV)				1425(+240)
Tensione di prova ad impulso di manovra:				
- verso massa (kV)				1050
- sul sezionamento (kV)				900(+345)
Tensione di prova a frequenza di esercizio:				
- verso massa (kV)				520
- sul sezionamento (kV)				610
Sforzi meccanici nominali sui morsetti:				
- orizzontale longitudinale (N)				2000
- orizzontale trasversale (N)				660
- verticale (N)				500
Tensione nominale di alimentazione:				
- motore (V <sub>cc</sub> )				110
- circuiti di comando ed ausiliari (V <sub>cc</sub> )				110
- resistenza di riscaldamento (V <sub>ca</sub> )				230
Tempo di apertura/chiusura (s)				≤15
<b>CONDIZIONI NORMALI DI SERVIZIO</b>				
Temperatura ambiente:				
- massima (°C)				40
- minima (°C)				-25
Altitudine massima s.l.m. (N)				1000
Spessore massimo di ghiaccio (mm)				10
Pressione massima del vento (N/m <sup>2</sup> )				700
Prescrizioni per la costruzione			TINZPU0000Y211	
Prescrizioni per il collaudo			TINZPU0000Y212	
<i>Il sezionatore non è comprensivo di isolatori portanti (J1001 o J1002), di colonnini di manovra (J1101 o J1102) e di sostegni</i>				

## Scaricatore AT

Highest voltage of the system <b>Us</b> – kV (r.m.s. value)	Designation of Arrester	Nominal discharge current kA	Continuous Operating Voltage <b>Uc</b> – kV (r.m.s. value)	Rated Voltage <b>Ur</b> – kV (r.m.s. value)	Rated Short-Circuit Current (note 1) <b>Isc</b> – kA
72,5	SM	10	48	60	31,5
100	SM	10	65	81	31,5
123	SM	10	78	108	31,5
145	SM	10	92	120	40
170	SM	10	108	144	40
245	SH	20	156	198	50
300	SH	20	191	240	50
362	SH	20	230	288	50
420	SH	20	267	336	50
550	SH	20	336	420	50

(1) This "Rated Short-Circuit Current value (Isc)" is reference value for tests; In any case it will be  $\geq$  to "Rated Short-Circuit Current value of the system at the plant location"

## Trasformatore di Corrente TA AT

### 13. ANNEX B - EXAMPLE FOR TYPICAL ENEL G.R.E.-DATA SHEET-FOR ITALY COUNTRY Tab.1-CTs 420kV – Nominal Values LY31

ENEL Code	Gas	Salinity Value at 90kV (kg/m <sup>3</sup> )	Rated short-time thermal current (1 th)
LY31/4	SF6	40	50
LY31/6	SF6	40	63
Nominal Values			
highest voltage for equipment Um (kV)	420		
rated frequency (fR), (Hz)	50		
Nominal Ratio Primary/Secondary (k) (A/A)	800/5 1600/5 3200/5		
Number of cores	3		
rated continuous thermal current (p.u.)	1,2		
secondary winding resistance II and III cores at 75°C (ohm)	$\leq 0,2 \leq 0,4 \leq 0,8$		
Rated accuracy class and Rated output values 800/5:			
I core (VA)	20/0,2 40/0,5		
II and III core (VA)	15/5P30		
Rated accuracy class and Rated output values 1600/5 * 3200/5:			
I core (VA)	30/0,2 60/0,5		
II and III core (VA)	30/5P30		
Instrument security factor F <sub>s</sub> (I core)	10		
Rated lightning impulse withstand voltage (peak) (kVcr)	1425		
Rated power-frequency withstand voltage (r.m.s.) (kV)	630		
Rated switching withstand voltage (peak) (kV)	1050		

## Trasformatore di Tensione TV AT

Enel Green Power	INDUCTIVE VOLTAGE TRANSFORMER 420kV	
Annex B - S.24.XX.X.00000.16.004.02. EXAMPLE FOR TYPICAL ENEL G.R.E.-DATA SHEET-FOR ITALY COUNTRY INDUCTIVE VOLTAGE TRANSFORMER		
Tensione massima di riferimento per l'isolamento (kV)		420
Tensione nominale primaria (V)		$380.000/\sqrt{3}$
Tensione nominale secondaria (V)		$100/\sqrt{3}$
Frequenza nominale (Hz)		50
Prestazione nominale (VA)		50
Classe di precisione		0,2
Fattore di tensione nominale con tempo di funzionamento di 30s		1,5
Tensione di tenuta a f.i. per 1 minuto (kV)		630
Tensione di tenuta a impulso atmosferico (kV)		1425
Tensione di tenuta a impulso di manovra (kV)		1050
Salinità di tenuta alla tensione di 243 kV (kg/m <sup>3</sup> )		40
Sforzi meccanici nominali sui morsetti:		
- orizzontale (N)		3000
- verticale (N)		5000
<b>CONDIZIONI NORMALI DI SERVIZIO</b>		
Temperatura ambiente:		
- massima (°C)		+40
- minima (°C)		-25
Altitudine massima s.l.m. (m)		1000
Pressione massima del vento (N/m <sup>2</sup> )		900
Collegamento avvolgimento primario		Con un estremo a terra

### 3.4.1. SERVIZI AUSILIARI

I servizi ausiliari per le nuove apparecchiature dovranno essere derivati dal quadro servizi ausiliari esistente della sottostazione.

### 3.4.2. IMPIANTO DI TERRA

L'impianto fotovoltaico e l'impianto di accumulo saranno dotati di idoneo sistema di messa a terra che sarà connesso alla sottostazione.

L'impianto di terra dovrà essere dimensionato in funzione della corrente di guasto della rete di alta tensione a 150 kV e del relativo tempo di eliminazione al fine di contenere le tensioni di contatto entro i limiti stabiliti dalla Norma CEI EN 50522.

Tutti i pannelli fotovoltaici dovranno essere connessi al suddetto impianto di terra tramite conduttori equipotenziali o anima giallo/verde del cavo di potenza, avente sezione conforme alle prescrizioni della Norma CEI 64-8.

### 3.4.3. APPARECCHIATURE ELETTRICHE

Le nuove apparecchiature dovranno essere rispondenti alle Norme CEI EN per alta tensione e alle norme di prodotto.

Le caratteristiche nominali principali dovranno essere conformi al Codice Di Rete Terna .

### 3.4.4. TRASFORMATORE ELEVATORE

Il trasformatore elevatore avrà una potenza di 60 MVA /66 ONAF sarà essere installato in apposita vasca di raccolta dell'olio, in area di futura stazione.

Le principali caratteristiche dovranno essere:

Potenza nominale 60/66 MVA ad isolamento in olio

Raffreddamento ONAF

Tensione primaria pari a quella del punto di connessione  $\pm 10 \times 1,25\%$  con variatore di tensione sottocarico

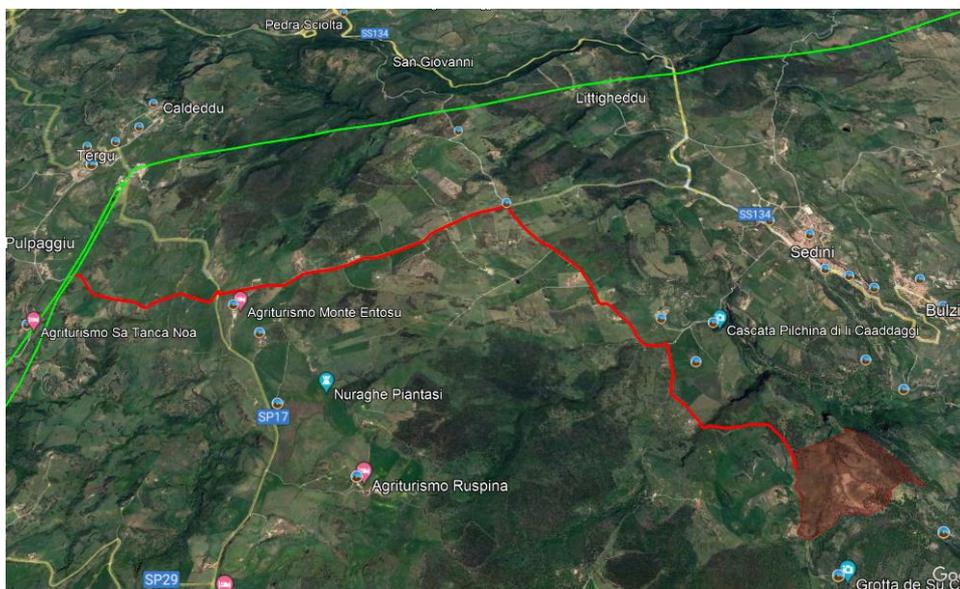
Tensione secondaria 30 kV

Gruppo vettoriale YNd11

Tensione di corto circuito 13%

### 3.4.5. CAVO DI ALTA TENSIONE

La stazione di utenza dovrà essere connessa al relativo stallo di alta tensione nella stazione AT Terna tramite una terna di cavi unipolari di alta tensione interrati, la lunghezza del cavidotto sarà di circa 10,9 km



**Percorso posa cavo AT**

Il cavo AT dovrà essere costituito da un conduttore in alluminio, tamponato, schermo semiconduttivo sul conduttore, isolamento in polietilene reticolato (XLPE), schermo semiconduttivo sull'isolamento, nastri in materiale igroespandente, guaina in alluminio longitudinalmente saldata, rivestimento in

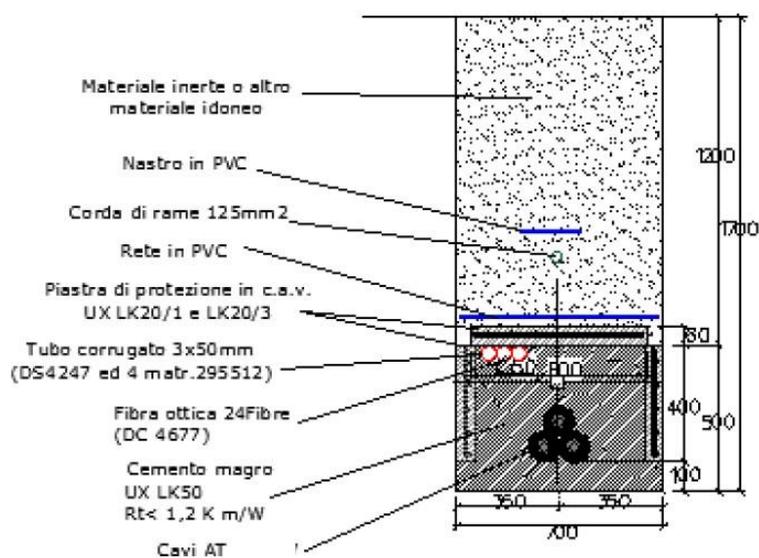
politene con grafitatura esterna.

Le principali caratteristiche sono:

Tipologia:	cavo unipolare
Materiale del conduttore:	alluminio
Isolamento:	XLPE
Tipo di conduttore:	Corda rotonda compatta
Guaina metallica:	Alluminio termosaldato
Sezione:	1x800 mm <sup>2</sup>
Tensione di isolamento:	170 kV

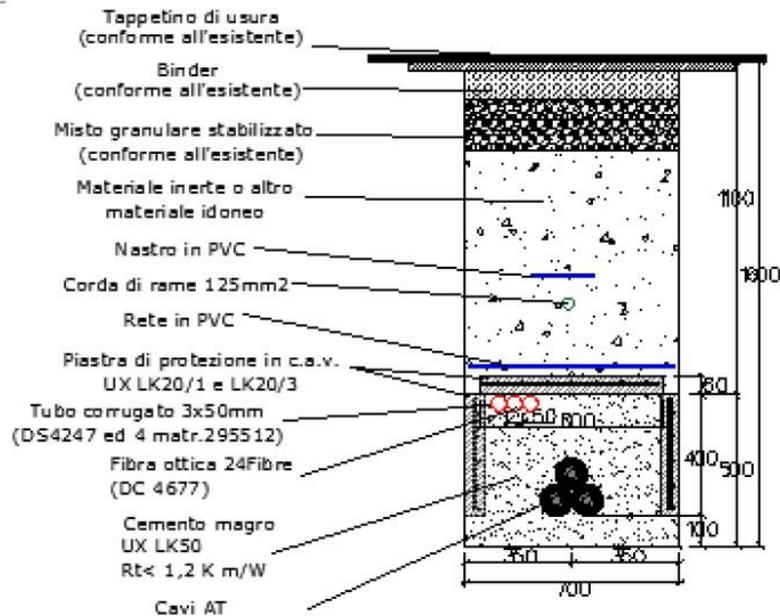
I cavi sono posati a una profondità di 1,8 m, con posa a trifoglio, nel rispetto delle prescrizioni della Norma CEI 11-17.

Sezione trasversale di scavo e posa in terreno agricolo



Sezione tipo di posa cavo AT in terreno naturale

### Sezione trasversale di scavo e posa su sede stradale



### posa cavo AT asfalto

I cavi sono posati a una profondità di 1,5 m, con posa a trifoglio, nel rispetto delle prescrizioni della Norma CEI 11-17.

### 3.5. PUNTO DI CONNESSIONE

In antenna su stallo a 150 kv della Stazione di smistamento a 150 kv, da realizzarsi nel comune di Pauli Arbarei, connessa tramite in entra-esci sull'esistente elettrodotto aereo a 150 kv "Taloro – Villasor" e "Taloro – Tuili", coordinate indicative 39.695575°N 8.985135°E.

## 4. CONDIZIONI AMBIENTALI

Località:	Serri (SU)
Latitudine:	39.715231° N
Longitudine:	9.127959° E
Temperatura ambiente media annua:	26°C
Altitudine:	644 m.s.l.m.
Ambiente:	area agricola
Installazione:	all'esterno
Sismicità:	4
Vento e neve:	ZONA B

## 5. 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;
- $k_{ca} = 1.73$  sistema trifase, tre conduttori attivi.

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

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

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

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

$$V_n = V_n + j0$$

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

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

nella quale *coeff* è pari al fattore di utilizzo per utenze terminali oppure al fattore di contemporaneità per utenze di distribuzione. Per le utenze terminali la potenza  $P_n$  è la potenza nominale del carico, mentre per le utenze di distribuzione  $P_n$  rappresenta la somma vettoriale delle  $P_d$  delle utenze a valle ( $\Sigma P_d$  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 ( $\Sigma Q_d$  a valle).

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

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

## 6. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI

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

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

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

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

Il dimensionamento dei cavi rispetta anche i seguenti casi:

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

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

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

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

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

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

La portata minima del cavo viene calcolata come:

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

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

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

Nel caso in oggetto sono state scelte i seguenti riferimenti normativi di posa:

- MEDIA TENSIONE:

CEI UNEL 35027: "Cavi di energia per tensione nominale da 1kV a 30kV. Portata di corrente in regime permanente – Posa in aria ed interrata", edizione seconda del 04/2009

- BASSA TENSIONE:

CEI-UNEL 35026: "Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000V in corrente alternata e 1500V in corrente continua. Portata di corrente in regime permanente per posa interrata", edizione seconda del 09/2000

CEI-UNEL 35024/1: "Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000V in corrente alternata e 1500V in corrente continua. Portata di corrente in regime permanente per posa in aria", edizione prima del 05/2020;

di cui si riportano le tabelle utilizzate per il calcolo dei coefficienti di declassamento:

**CEI UNEL 35027**

**Tabella 23 – Coefficienti di correzione per valori di resistività termica diversi da 1,5 K · m/W (cavi unipolari in tubi direttamente interrati)**

Sezione del conduttore (mm <sup>2</sup> )	Resistività termica (K · m/W)		
	1,0	2,0	2,5
10	1,11	0,92	0,85
16	1,11	0,92	0,85
25	1,12	0,91	0,85
35	1,12	0,91	0,84
50	1,12	0,91	0,84
70	1,12	0,91	0,84
95	1,13	0,91	0,84
120	1,13	0,91	0,84
150	1,13	0,91	0,83
185	1,13	0,91	0,83
240	1,14	0,90	0,83
300	1,14	0,90	0,83

**Tabella 18 – Coefficienti di correzione per posa interrata e temperature ambientali diverse da 20°C**

Temperatura massima conduttore (°C)	Temperatura ambiente del terreno (°C)			
	15	25	30	35
90	1,05	0,94	0,88	0,82

**Tabella 21 – Coefficienti di correzione per valori di profondità di posa diversi da 0,8 m (cavi in tubi direttamente interrati)**

Profondità di posa (m)	Cavi unipolari		Cavi tripolari
	Sezione del conduttore (mm <sup>2</sup> )		
	≤185	>185	
1,0	0,98	0,97	0,99
1,25	0,96	0,95	0,97
1,5	0,95	0,93	0,96

Per i cavi in alluminio si specifica quanto segue:

#### 4.2 Portate dei cavi con conduttori di alluminio

La portata del cavo con conduttori di alluminio si ottiene moltiplicando per 0,78 la portata del cavo con conduttori di rame di pari sezione nominale.

Tab. II **Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20 °C**

Temperatura del terreno ( °C )	TIPO DI ISOLAMENTO	
	PVC	EPR
10	1,1	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,8
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	—	0,6
70	—	0,53
75	—	0,46
80	—	0,38

Tab. III **Fattori di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano**

**Tipo di posa: In tubi protettivi direttamente interrati**

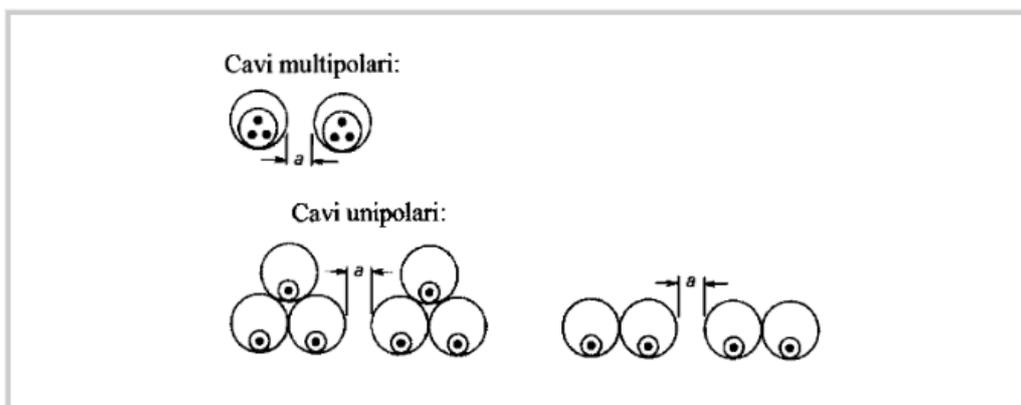
Un cavo multipolare per ciascun tubo

Numero di cavi	DISTANZA FRA I CIRCUITI <sup>(a)</sup> (m)			
	a contatto	0,25	0,5	1
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90

**Tipo di posa: In tubi protettivi direttamente interrati**

Un cavo unipolare per ciascun tubo

Numero di circuiti	DISTANZA FRA I CIRCUITI <sup>(a)</sup> (m)			
	a contatto	0,25	0,5	1
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90

Tab. IV **Fattori di correzione per differenti valori di profondità di posa**

Profondità di posa (m)	0,5	0,8	1,0	1,2	1,5
Fattore di correzione	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94

Tab. V **Fattori di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno**

Cavi unipolari					
Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,08	1,05	1,00	0,90	0,82

Cavi multipolari					
Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,06	1,04	1,00	0,91	0,84

**CEI UNEL 35024-1**

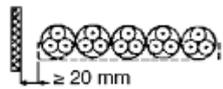
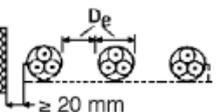
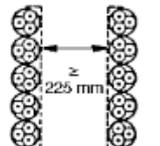
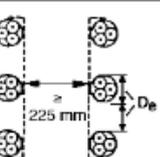
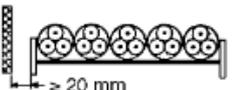
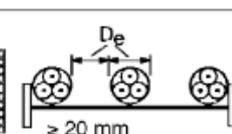
**Tabella 3 – Fattore di correzione  $k_1$  per temperature ambiente diverse da 30 °C**

Temperatura ambiente	Tipo di isolamento	
	Termoplastico (**)	Elastomerico (***)
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76
60	0,50	0,71
65	–	0,65
70	–	0,58
75	–	0,50
80	–	0,41

**Tabella 4 – Fattori di correzione k<sub>2</sub> per circuiti realizzati con cavi installati in fascio o strato**

Appendice A			Numero di circuiti o di cavi multipolari											
Condizioni di posa	Art.	Disposizione (cavi a contatto)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
Condizioni di posa non previste negli art. 2-3-4-5 seguenti e nelle Tabelle 5 e 6	1	Raggruppati a fascio, annegati	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38
11-12-25	2	Singolo strato su muro, pavimento o passerelle non perforate	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Nessuna ulteriore riduzione per più di 9 circuiti o cavi multipolari		
11A	3	Strato a soffitto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61			
13	4	Strato su passerelle perforate orizzontali o verticali (perforate o non perforate)	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72			
14-15 16-17	5	Strato su scala posa cavi o graffiato ad un sostegno	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78			
<p><b>NOTE</b></p> <p>(1) Questi fattori sono applicabili a fascio o strato di cavi simili, uniformemente caricati.</p> <p>(2) Dove le spaziature orizzontali fra cavi adiacenti, appartenenti a circuiti diversi, superano di due volte il diametro esterno del cavo di sezione maggiore, non è necessario applicare il fattore di correzione.</p> <p>(3) Sono applicabili gli stessi fattori per:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• circuiti di cavi unipolari;</li> <li>• cavi multipolari.</li> </ul> <p>(4) Se un sistema consiste sia di cavi bipolari sia tripolari, il numero di cavi è preso pari al numero dei circuiti e il corrispondente fattore è applicato alle tabelle per due conduttori caricati per i cavi bipolari e a quella per tre conduttori caricati per cavi tripolari.</p> <p>Esempio: un fascio di cavi multipolari installati su passerella, distanziati dalla parete, contiene 4 cavi bipolari da 25 mm<sup>2</sup> in materiale termoplastico e 4 cavi tripolari da 35 mm<sup>2</sup> in materiale termoplastico.</p> <p>Il numero totale di cavi (o circuiti) simili è pari a 8, a cui corrisponde un coefficiente di correzione di 0,52 (caso 1).</p> <p>Tale coefficiente si applica sia ai valori di portata relativi a cavi con 2 conduttori caricati da 25 mm<sup>2</sup> sia a 3 conduttori caricati da 35 mm<sup>2</sup>.</p> <p>(119 A e 126 A rispettivamente) ricavati dalla Tabella 2.</p> <p>(5) Se un fascio o strato consiste di "n" cavi unipolari carichi, si possono considerare sia come n/2 circuiti bipolari per sistemi fase-fase o fase-terra, sia come n/3 circuiti tripolari per sistemi trifase.</p> <p>(6) I valori dati sono la media sulla gamma delle dimensioni dei conduttori e dei tipi di installazione. La tolleranza dei valori riportati è entro il 5 %.</p>														

**Tabella 5 – Fattori di correzione  $k_2^{(3)}$  per circuiti realizzati con cavi multipolari installati in strato su più supporti (per es. passerelle)**

Appendice A	Metodo di installazione		Numero di cavi per ogni supporto						
			Numero di passerelle	1	2	3	4	6	9
13	Passerelle perforate (NOTA 1)		2	1,00	0,87	0,80	0,77	0,73	0,68
			3	1,00	0,86	0,79	0,76	0,71	0,66
13	Passerelle verticali perforate (NOTA 2)		2	1,00	0,88	0,81	0,76	0,71	0,70
			2	1,00	0,91	0,88	0,87	0,85	–
14-15 16-17	Scala posa cavi o elemento di sostegno (NOTA 1)		2	1,00	0,86	0,80	0,78	0,76	0,73
			3	1,00	0,85	0,79	0,76	0,73	0,70
			2	1,00	0,99	0,98	0,97	0,96	–
			3	1,00	0,98	0,97	0,96	0,93	–

**NOTE** Questi fattori sono applicabili a cavi simili uniformemente caricati.

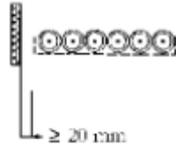
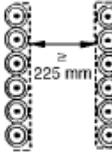
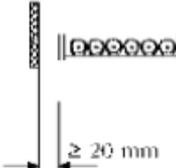
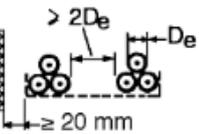
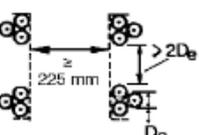
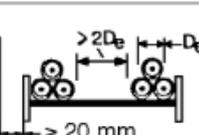
(1) I valori sono relativi a distanze verticali tra le passerelle di 300 mm. Per distanze verticali minori i fattori dovrebbero essere ridotti.

(2) I valori sono relativi a distanze orizzontali tra le passerelle di 225 mm, con passerelle montate dorso a dorso. Per distanze minori i fattori dovrebbero essere ridotti.

(3) Questi fattori sono applicabili a cavi simili uniformemente caricati.

**Tabella 6 – Fattori di correzione  $k_2^{(3)}$  per circuiti realizzati con cavi unipolari installati in strato su più supporti (es. passerelle)**

Per circuiti che hanno più cavi in parallelo per fase, ciascun gruppo trifase di conduttori dovrebbe essere considerato come un circuito ai fini dello scopo di questa tabella.

Appendice A	Metodo di installazione		Numero di circuiti trifasi				Utilizzato per
			Numero di passerelle	1	2	3	
13	Passerelle perforate (NOTA 1)		2 3	0,96 0,95	0,87 0,85	0,81 0,78	3 cavi in formazione orizzontale
13	Passerelle verticali perforate (NOTA 2)		2	0,95	0,84	–	3 cavi in formazione verticale
14-15 16-17	Scala posa cavi o elemento di sostegno (NOTA 1)		2 3	0,98 0,97	0,93 0,90	0,89 0,86	3 cavi in formazione orizzontale
13	Passerelle perforate (NOTA 1)		2 3	0,97 0,96	0,93 0,92	0,89 0,86	3 cavi in formazione a trefolo
13	Passerelle verticali (NOTA 2)		2	1,00	0,90	0,86	
14-15 16-17	Scala posa cavi o elemento di sostegno (NOTA 1)		2 3	0,97 0,96	0,95 0,94	0,93 0,90	

NOTE Questi fattori sono applicabili a cavi simili uniformemente caricati.

- (1) I valori sono relativi a distanze verticali tra le passerelle di 300 mm. Per distanze verticali minori i fattori dovrebbero essere ridotti.
- (2) I valori sono relativi a distanze orizzontali tra le passerelle di 225 mm, con passerelle montate dorso a dorso. Per distanze minori i fattori dovrebbero essere ridotti.
- (3) Questi fattori sono applicabili a cavi simili uniformemente caricati.

La sezione viene scelta in modo che la sua portata (moltiplicata per il coefficiente k) sia superiore alla  $I_{zmin}$ .

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.

## 7. 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

## 8. DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI NEUTRO

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

- il conduttore di fase abbia una sezione maggiore di 16 mm<sup>2</sup>;
- la massima corrente che può percorrere il conduttore di neutro non sia superiore alla portata dello stesso
- la sezione del conduttore di neutro sia almeno uguale a 16 mm<sup>2</sup> se il conduttore è in rame e a 25 mm<sup>2</sup> se il conduttore è in alluminio.

Nel caso in cui si abbiano circuiti monofasi o polifasi e questi ultimi con sezione del conduttore di fase minore di 16 mm<sup>2</sup> se conduttore in rame e 25 mm<sup>2</sup> se e conduttore in alluminio, il conduttore di neutro deve avere la stessa sezione del conduttore di fase. In base alle esigenze progettuali, sono gestiti fino a tre metodi di dimensionamento del conduttore di neutro, mediante:

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

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

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

Il secondo criterio consiste nell'impostare il rapporto tra le portate del conduttore di fase e il conduttore di neutro.

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.

## 9. 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.

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

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

## 10. 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.

## 11. 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:

$$cdt(I_b) = \max \left( \left| \sum_{j=1}^k Z_{f_i} \cdot I_{f_i} - Z_{n_i} \cdot I_{n_i} \right| \right)_{f=R,S,T}$$

dove:

- $f$  rappresenta le tre fasi R, S, T;
- $n$  rappresenta il conduttore di neutro;
- $i$  rappresenta le  $k$  utenze coinvolte nel calcolo;

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

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

con:

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

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

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

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

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

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

## 12. FORNITURA DELLA RETE

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

Le tipologie di fornitura possono essere:

- in bassa tensione
- in media tensione
- in alta tensione
- ad impedenza nota
- in corrente continua

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

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

### 13. MEDIA E ALTA TENSIONE

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

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

Se si conoscono si possono aggiungere anche le correnti:

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

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

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

da cui si ricavano le componenti dirette:

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

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

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

e le componenti omopolari:

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

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

## 14. TRASFORMATORI

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) avremo:

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

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

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

## 15. FATTORI DI CORREZIONE PER GENERATORI E TRASFORMATORI

(EN 60909-0)

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

$$Z_{cctK} = K_T \cdot Z_{cct}$$
$$K_T = 0.95 \cdot \frac{C_{max}}{1 + 0.6 \cdot x_T}$$

dove:

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

è la reattanza relativa del trasformatore e  $C_{maz}$  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.

## 16. 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 dell'utenza a monte che, a loro volta, inizializzano i parametri della linea a valle.

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

La resistenza diretta, del conduttore di fase e di quello di protezione, viene riportata a 20 °C, partendo dalla resistenza data dalle tabelle UNEL 35023-2012 che può essere riferita a 70 o 90 °C a seconda dell'isolante, per cui esprimendola in mW 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 dell'utenza a monte ottenendo così la impedenza di guasto minima a fine utenza.

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

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

La reattanza è invece:

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

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

Per quanto riguarda i parametri alla sequenza omopolare, occorre distinguere tra conduttore di neutro e conduttore di protezione. Per il conduttore di neutro si ottengono da quelli diretti tramite le:

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

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

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

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

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

Per il conduttore di neutro si ha:

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

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

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

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

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

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

Ai valori totali vengono sommate anche le impedenze della fornitura.

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

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

Fase neutro (se il neutro è distribuito):

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

Fase terra:

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

Da queste si ricavano le correnti di cortocircuito trifase  $I_{kmax}$ , fase neutro  $I_{k1Nmax}$ , fase terra

$I_{k1PEmax}$  e bifase  $I_{k2max}$  espresse in kA:

$$I_{kmax} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{kmin}}$$

$$I_{k1Nmax} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1Nmin}}$$

$$I_{k1PEmax} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PEmin}}$$

$$I_{k2max} = \frac{V_n}{2 \cdot Z_{kmin}}$$

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

$$I_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{kmax}$$

$$I_{p1N} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1Nmax}$$

$$I_{p1PE} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1PEmax}$$

$$I_{p2} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2max}$$

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.

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

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

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

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

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

### 16.3 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.

$$I_{k2} = \left| -j \cdot V_n \cdot \frac{\dot{Z}_0 - \alpha \cdot \dot{Z}_i}{\dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_i + \dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_0 + \dot{Z}_i \cdot \dot{Z}_0} \right|$$

e la corrente di picco:

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

### 16.4 SCELTA DELLE PROTEZIONI

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

- corrente nominale, secondo cui si è dimensionata la conduttura;
- numero poli;
- tipo di protezione;

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

## 17 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:

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

## 18 VERIFICA DI SELETTIVITÀ

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

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

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

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

## 19 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

Secondo la norma 64-8 par. 413, un dispositivo di protezione deve interrompere automaticamente l'alimentazione per proteggere contro i contatti indiretti i circuiti e i componenti elettrici, in modo che, in caso di guasto, non possa persistere una tensione di contatto pericolosa per una persona.

E' definita la tensione di contatto limite convenzionale a 50 V in c.a. e 120 V in c.c. non ondulata, oltre la quale esiste pericolo. Tuttavia, in alcune circostanze, è possibile superare tale valore purché la protezione intervenga entro 5 secondi o tempi definiti dalla norma, a seconda del sistema elettrico adottato.

### 19.1 SISTEMI TN

Tutte le masse dell'impianto devono essere collegate al punto di messa a terra del sistema di alimentazione con conduttori di protezione che devono essere messi a terra in corrispondenza o in prossimità di ogni trasformatore o generatore di alimentazione.

La norma richiede che deve essere soddisfatta la condizione:

$$Z_s \cdot I_a \leq U_0$$

dove:

$U_0$  è la tensione nominale verso terra;

$Z_s$  è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, ed in Ampère corrisponde alla variabile  $Z_{k1(ft) \max}$ ;

$I_a$  è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione, entro il tempo definito nella Tab. 41A della norma.

E' necessario verificare che:

$$I_a \leq I_{a.c.i.} = \frac{U_0}{Z_s}$$

Dove la c.i. è una variabile utilizzata per il confronto con i valori di sgancio delle protezioni.

la c.i. normalmente è pari alla corrente di guasto a terra  $I_{k1(ft) \min}$  calcolata.

Viene calcolata anche la corrente:

$$I_{50V} = \frac{50}{Z_E}$$

dove  $Z_E$  è l'impedenza che collega la massa del dispositivo al punto di messa a terra del sistema.

la c.i. assume il valore di 150V se quest'ultima è maggiore della  $I_{k1(ft) \min}$ , in pratica si accettano correnti di sgancio superiori fino al valore che porta le masse alla tensione limite convenzionale, quindi:

$$I_{a.c.i.} = \max\left(\frac{50}{Z_E}, \frac{U_0}{Z_s}\right)$$

Se richiesto dal progetto, è possibile imporre a ciascuna utenza il valore di la c.i. a 150V o 125V e assicurare di non superare mai le tensioni di contatto limite.

Per i sistemi TN-C, è necessario verificare la continuità del PEN e che non vi siano protezioni o sezionatori inseriti nel conduttore.

## 19.2 SISTEMI TT

Tutte le masse protette contro i contatti indiretti dallo stesso dispositivo di protezione devono essere collegate allo stesso impianto di terra.

Il punto neutro di ogni trasformatore o di ogni generatore deve essere collegato a terra, in modo da permettere l'interruzione dell'alimentazione al primo guasto franco su una massa collegata al dispersore di resistenza di terra  $R_E$ .

I dispositivi di protezione devono essere a corrente differenziale e deve essere soddisfatta la condizione:

$$R_E \cdot I_{dn} \leq U_L$$

dove:

RE è la resistenza del dispersore dell'impianto di terra, al quale si aggiunge anche l'impedenza dei cavi di protezione che collegano la massa protetta, calcolando la variabile ZE;

Idn è la corrente nominale differenziale;

UL è la tensione limite convenzionale (normalmente 50 V).

E' necessario verificare che:

$$I_{dn} \leq I_{a.c.i.} = \frac{U_L}{Z_E}$$

Per completezza, quando vi sono tutti gli elementi per calcolare la corrente di circolazione di un guasto a terra, ossia la Ik1(ft) min, allora la c.i. è scelta tra la maggiore delle due correnti, similmente al sistema TN:

$$I_{a.c.i.} = \max\left(\frac{U_L}{Z_E}, \frac{U_0}{Z_s}\right)$$

Ovviamente, per la normativa italiana, il dispositivo di protezione deve essere solo a corrente differenziale.

### 19.3 SISTEMI IT

Nei sistemi IT le parti attive devono essere isolate da terra oppure essere collegate a terra attraverso un'impedenza di valore sufficientemente elevato.

Le masse devono essere messe a terra, e nel caso di un singolo guasto a terra, deve essere soddisfatta la seguente condizione:

$$R_E \cdot I_d \leq U_L$$

dove:

RE è la resistenza del dispersore, al quale si aggiunge anche l'impedenza dei cavi di protezione che collegano la massa protetta, calcolando la variabile ZE ;

Id è la corrente del primo guasto a terra, che sarà pari alla corrente di guasto a terra Ik1(ft) min nelle condizioni complessive di rete definite nel progetto.

È necessario verificare che:

$$V_T = Z_E \cdot I_d \leq U_L$$

dove VT è la tensione della massa a guasto.

La norma richiede l'interruzione automatica dell'alimentazione per un secondo guasto su di un conduttore attivo differente, ovviamente appartenente alla stessa area elettrica a valle della fornitura o di un trasformatore.

Viene indicata la formula che deve essere rispettata, che in generale è la seguente:

$$2 \cdot Z_s \cdot I_a \leq U_0$$

dove:

$U_0$  è la tensione nominale verso terra;

$Z_s$  è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente;

$I_a$  è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione, entro il tempo definito nella Tab. 41A della norma.

Il coefficiente 2 indica che il secondo guasto può manifestarsi in un circuito differente, ed in più la norma suggerisce di considerare il caso più severo, comprendendo anche i guasti sul neutro.

$$I_a \leq I_{a.c.i.} = \min_{s2} \frac{U_0}{(Z_{s1} + Z_{s2})}$$

dove:

$Z_{s1}$  è l'impedenza dell'anello di guasto dell'utenza in considerazione;

$Z_{s2}$  è l'impedenza dell'anello di guasto di una seconda utenza;

la c.i. è la minima corrente di guasto, calcolata permutando tutte le utenze  $s2$  appartenenti alla stessa area elettrica di  $s1$ .

la c.i. normalmente è pari alla corrente di guasto a terra  $I_k(IT)$  min calcolata.

Esso calcola anche la corrente:

$$I_{50V} = \frac{50}{Z_E}$$

dove  $Z_E$  è l'impedenza che collega la massa del dispositivo al punto di messa a terra del sistema.

la c.i. assume il valore di 150V se quest'ultima è maggiore della  $I_k(IT)$  min, in pratica si accettano correnti di sgancio superiori fino al valore che portano le masse alla tensione limite convenzionale, quindi:

$$I_{a.c.i.} = \max\left(\frac{50}{Z_E}, \frac{U_0}{Z_{IT\ max}}\right)$$

## 20 RIFERIMENTI NORMATIVI

### 20.1 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) VIIIa Ed. 2007-07: Apparecchiature a bassa tensione. Parte 2: Interruttori automatici.
- CEI 20-91 2010: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.
- CEI EN 60898-1 (CEI 23-3/1 Ia Ed.) 2004: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari.
- CEI EN 60898-2 (CEI 23-3/2) 2007: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua.
- CEI 64-8 VIIa Ed. 2012: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua.
- IEC 364-5-523: Wiring system. Current-carrying capacities.
- IEC 60364-5-52 IIIa Ed. 2009: Electrical Installations of Buildings - Part 5-52: Selection and Erection of Electrical Equipment - Wiring Systems.
- CEI UNEL 35016 2016: Classe di Reazione al fuoco dei cavi in relazione al Regolamento EU "Prodotti da Costruzione" (305/2011).
- CEI UNEL 35023 2012: Cavi di energia per tensione nominale U uguale ad 1 kV - Cadute di tensione.
- CEI UNEL 35024/1 2020: 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.

## 20.2 NORME DI RIFERIMENTO PER LA MEDIA TENSIONE

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

## ALLEGATI –TABELLA DIMENSIONAMENTO CAVI

### Legenda:

***Cdt tratta cavo a Ib:*** Caduta di tensione su tratta cavo alla corrente Ib

***T<sub>cavo</sub> a Ib:*** Temperatura cavo alla corrente Ib

***T<sub>amb</sub> posa:*** Temperatura ambiente nelle condizioni di posa

***Coef. mat. cond.:*** Coefficiente materiale conduttore

***Coef. temp.:*** Coefficiente temperatura

***Coef. prox.:*** Coefficiente prossimità

***Coef. decl. Tot.:*** Coefficiente declassamento totale