

REGIONE PIEMONTE
PROVINCIA DI TORINO

COMUNE DI SANT'ANTONINO DI SUSÀ

OGGETTO

PROGETTO ESECUTIVO

Progetto relativo alla realizzazione di costruzione
da adibirsi a canile sanitario ed area parco



Acsel s.p.a. - Cap. soc. int. versato € 120.000 - P.IVA 08876820013
Sede legale ed amministrativa: 10057 SANT'AMBROGIO DI TORINO (TO) Italy - Via delle Chiuse, 21
Tel. +39 011 93 42 978 - Fax +39 011 93 99 213
segreteria@acselspa.it - **www.acselspa.it**
Impianto di depurazione e canile: 10090 ROSTA (TO) Italy - Strada comunale di Rivoli, 7
Tel. +39 011 93 42 978 int. 3 - Fax +39 011 95 67 906

FIRMA R.U.P.

FIRMA E TIMBRO
AMM. DELEGATO DOTT. P. BORBON

INDIRIZZO

Via Susa n. 46

CONTENUTO

RELAZIONE IMPIANTO ELETTRICO E FOTOVOLTAICO

STUDIO DI PROGETTAZIONE
Ing. Roberto CIMARELLA

Via Almese n. 33B
10040 Villar Dora - TO
Tel. 011.9352570

FIRMA E TIMBRO

RIFERIMENTI CATASTALI

NCT fg. 1 N. 492 -180

EMISSIONE:

Novembre 2014

REVISIONE:

SCALA ELABORATI

NUM. ELAB. GRAFICI

TAVOLA

R12

RELAZIONE SUL CALCOLO ESEGUITO

Calcolo delle correnti di impiego

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

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

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 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:

$$\begin{aligned} I_1 &= I_b e^{j 0} = I_b \cos \frac{0}{3} + j I_b \sin \frac{0}{3} \\ I_2 &= I_b e^{j 2\pi/3} = I_b \cos \frac{2\pi}{3} + j I_b \sin \frac{2\pi}{3} \\ I_3 &= I_b e^{j 4\pi/3} = I_b \cos \frac{4\pi}{3} + j I_b \sin \frac{4\pi}{3} \end{aligned}$$

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

$$V_n = V_n + j0$$

La potenza di dimensionamento P_d è data dal prodotto:

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

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

La potenza P_n , invece, è la potenza nominale del carico per utenze terminali, ovvero, la somma delle P_d delle utenze a valle (P_d a valle) per utenze di distribuzione (somma vettoriale).

La potenza reattiva delle utenze viene calcolata invece secondo la:

$$Q_n = P_n \tan$$

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

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

$$\cos = \cos \arctan \frac{Q_n}{P_n}$$

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:

$$\begin{array}{l} a) \quad I_b \quad I_n \quad I_z \\ b) \quad I_f \quad 1.45 \quad I_z \end{array}$$

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. Le sette tabelle utilizzate sono:

IEC 448;
IEC 364-5-523 (1983);
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).

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

La portata minima del cavo viene calcolata come:

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

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

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

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

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:

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

La costante K viene data dalla norma 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

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, può 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 mmq;
- 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 mmq se il conduttore è in rame e a 25 mmq 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 mmq se conduttore in rame e 25 mmq se conduttore in alluminio, il conduttore di neutro deve avere la stessa sezione del conduttore di fase. In base alle esigenze progettuali, sono gestiti fino a tre metodi di dimensionamento del conduttore di neutro, mediante:

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

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

$$\begin{array}{ll}
 S_f \geq 16\text{mm}^2: & S_n = S_f \\
 16 \leq S_f < 35\text{mm}^2: & S_n = 16\text{mm}^2 \\
 S_f \geq 35\text{mm}^2: & S_n = S_f / 2
 \end{array}$$

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.

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:

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

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:

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

dove:

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

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

In entrambi i casi si deve tener conto, per quanto riguarda la sezione minima, del paragrafo 543.1.3. Esso afferma che la sezione di ogni conduttore di protezione che non faccia parte della condotta di alimentazione non deve essere, in ogni caso, inferiore a:

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

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

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

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

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:

$$T_{cavo} I_b = T_{ambiente} + \frac{I_b^2}{I_z^2}$$

$$T_{cavo} I_n = T_{ambiente} + \frac{I_n^2}{I_z^2}$$

espresse in °C.

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

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

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:

$$c.d.t(ib) = \max_{i=1}^k \left| \sum_{f=R,S,T} Z_{fi} I_{fi} + Z_{ni} I_{ni} \right|$$

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:

$$c.d.t. I_b = k_{cdt} I_b \frac{L_c}{1000} R_{cavo} \cos \phi + X_{cavo} \sin \phi \frac{100}{V_n}$$

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 . La $c.d.t(I_b)$ è la caduta di tensione alla corrente I_b e calcolata analogamente alla $c.d.t(I_b)$.

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

$$X_{cavo} = \frac{f}{50} X_{cavo}$$

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.

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 della 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 11-25.

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

Bassa tensione

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

I dati richiesti sono:

- tensione concatenata di alimentazione espressa in V;
- corrente di cortocircuito trifase della rete di fornitura espressa in kA (usualmente nel caso di fornitura ENEL 4.5-6 kA).
- corrente di cortocircuito monofase della rete di fornitura espressa in kA (usualmente nel caso di fornitura ENEL 4.5-6 kA).

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

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

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

50	I_{cctrif}		\cos_{cc}	0.2
20	I_{cctrif}	50	\cos_{cc}	0.25
10	I_{cctrif}	20	\cos_{cc}	0.3
6	I_{cctrif}	10	\cos_{cc}	0.5
4.5	I_{cctrif}	6	\cos_{cc}	0.7
3	I_{cctrif}	4.5	\cos_{cc}	0.8
1.5	I_{cctrif}	3	\cos_{cc}	0.9
	I_{cctrif}	1.5	\cos_{cc}	0.95

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

$$R_d = \frac{Z_{cctrif} \cos_{cc}}{3}$$

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

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

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

Invertendo la formula:

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

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

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

$$X_0 = R_0 \sqrt{\frac{1}{\cos_{cc}^2} - 1}$$

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

Calcolo delle correnti massime di cortocircuito

Il calcolo è condotto nelle seguenti condizioni:

- a) tensione di alimentazione nominale valutata con fattore di tensione Cmax;
- b) impedenza di guasto minima, 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 35023-2009 che può essere riferita a 70 o 90 °C a seconda dell'isolante, per cui esprimendola in m risulta:

$$R_{dcavo} = \frac{R_{cavo}}{1000} \frac{L_{cavo}}{1000} \frac{1}{1 + T \cdot 0.004}$$

dove T è 50 o 70 °C.

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

$$X_{dcavo} = \frac{X_{cavo}}{1000} \frac{L_{cavo}}{1000} \frac{f}{50}$$

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

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

$$R_{dsbarra} = \frac{R_{sbarra}}{1000} \frac{L_{sbarra}}{1000}$$

La reattanza è invece:

$$X_{dsbarra} = \frac{X_{sbarra}}{1000} \frac{L_{sbarra}}{1000} \frac{f}{50}$$

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

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

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

$$R_{0cavoNeutro} = \frac{R_{dcavo}}{3} \quad R_{0cavoNeutro} = \frac{X_{dcavo}}{3}$$

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

$$\begin{array}{ccc} R_{0cavoPE} & R_{dcavo} & 3 R_{dcavoPE} \\ X_{0cavoPE} & 3 X_{dcavo} & \end{array}$$

dove le resistenze $R_{dvavoNeutro}$ e $R_{dcavoPE}$ vengono calcolate come la R_{dcavo} .

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:

$$\begin{array}{ccc} R_{0sbarraNeutro} & R_{dsbarra} & 3 R_{dsbarraNeutro} \\ X_{0sbarraNeutro} & 3 X_{dsbarra} & \end{array}$$

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

$$\begin{array}{ccc} R_{0sbarraPE} & R_{dsbarra} & 3 R_{dsbarraPE} \\ X_{0sbarraPE} & 2 X_{anello_guasto} & \end{array}$$

I parametri di ogni utenza vengono sommati con i parametri, alla stessa sequenza, della utenza a monte, espressi in m :

$$\begin{array}{ccc} R_d & R_{dcavo} & R_{dmonte} \\ X_d & X_{dcavo} & X_{dmonte} \\ R_{0Neutro} & R_{0cavoNeutro} & R_{0monteNeutro} \\ X_{0Neutro} & X_{0cavoNeutro} & X_{0monteNeutro} \\ R_{0PE} & R_{0cavoPE} & R_{0montePE} \\ X_{0PE} & X_{0cavoPE} & X_{0montePE} \end{array}$$

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 m) di guasto trifase:

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

Fase neutro (se il neutro è distribuito):

$$Z_{k1Neutro \min} = \frac{1}{3} \sqrt{2 R_d^2 + R_{0Neutro}^2 + 2 X_d^2 + X_{0Neutro}^2}$$

Fase terra:

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

Da queste si ricavano le correnti di cortocircuito trifase I_{kmax} , fase neutro $I_{k1Neutro \max}$, fase terra $I_{k1PE \max}$ e bifase $I_{k2 \max}$ espresse in kA:

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

$$I_{k1Neutr \max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} Z_{k1Neutr \min}}$$

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

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

Infine dai valori delle correnti massime di guasto si ricavano i valori di cresta delle correnti (CEI 11-25 par. 9.1.1.):

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

$$I_{p1Neutro} = \sqrt{2} I_{k1Neutr \max}$$

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

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

dove:

$$1.02 \quad 0.98 \quad e^{\frac{3 R_d}{X_d}}$$

Vengono ora esposti i criteri di calcolo delle impedenze allo spunto dei motori sincroni ed asincroni, valori che sommati alle impedenze della linea forniscono le correnti di guasto che devono essere aggiunte a quelle dovute alla fornitura. Le formule sono tratte dalle norme CEI 11.25 (seconda edizione 2001).

Calcolo delle correnti minime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito minime viene condotto come descritto nella norma CEI 11.25 par 2.5 per quanto riguarda:

- la tensione nominale viene moltiplicata per il fattore di tensione di 0.95 (tab. 1 della norma CEI 11-25);
- in media e alta tensione il fattore è pari a 1;
- guasti permanenti con contributo della fornitura e dei generatori in regime di guasto permanente.

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]	
PVC	70	
G	85	
G5/G7/G10/EPR	90	
HEPR	120	
serie L rivestito	70	
serie L nudo	105	
serie H rivestito	70	
serie H nudo	105	

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

$$R_{d\max} = R_d \cdot 1 + 0.004 \cdot T_{\max} - 20$$

$$R_{0Neutro} = R_{0Neutro} \cdot 1 + 0.004 \cdot T_{\max} - 20$$

$$R_{0PE} = R_{0PE} \cdot 1 + 0.004 \cdot T_{\max} - 20$$

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

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:

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

$$I_{k1Neutro\min} = \frac{0.95 V_n}{\sqrt{3} Z_{k1Neutro\max}}$$

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

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

Scelta delle protezioni

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

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

minima corrente di guasto alla fine della linea ($I_{mag\ max}$).

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

Verifica di selettività

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

Corrente Ia 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.

Riferimenti normativi

Norme di riferimento per la Bassa tensione:

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

CEI 11-25 2001 IIa Ed. (EC 909): Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0: Calcolo delle correnti.

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 17-5 VIIIa Ed. 2007: 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 23-3/1 Ia Ed. 2004: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari.

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: Electrical Installations of Buildings - Part 5-52: Selection and Erection of Electrical Equipment - Wiring Systems.

CEI UNEL 35023 2009: Cavi per energia isolati con gomma o con materiale termoplastico avente grado di isolamento non superiore a 4- 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.

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 11-1 IXa Ed. 1999: Impianti di produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica

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 11-35 IIa Ed. 2004: Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente

CEI 17-1 VIa Ed. 2005: Apparecchiatura ad alta tensione. Parte 100: Interruttori a corrente alternata ad alta tensione.

17-9/1 Interruttori di manovra e interruttori di manovra-sezionatori per tensioni nominali superiori a 1kV e inferiori a 52 kV

NORMATIVE

Si richiamano alcune normative del settore a cui dovrà rispondere l'impianto PV (elenco non esaustivo):

Decreto n°37 del 22 Gennaio 2008: Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n°248 del 2 Dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici.

D.L. n°81 del 9 Aprile 2008: Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n°123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.

Legge del 1°Marzo 1968 n°186: Regola d'Arte.

Norme CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in c.a. e 1.500 V in c.c.

Norme CEI 11-8: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Impianti di terra.

Norme CEI 11-17: Impianti di produzione, trasporto e distribuzione d'energia elettrica. Linee in cavo.

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

Norme CEI 17-13: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri B.T.).

Norme CEI 22-2: Convertitori elettronici di potenza.

Norme CEI EN 60146-1-1 : Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati da linea.

Norme CEI EN 60904-1 (CEI 82-1): Dispositivi fotovoltaici - Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione – corrente.

Norme CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

Norme CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.

Norme CEI EN 61727 (CEI 82-9): Sistemi fotovoltaici(FV) – Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.

Norme CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.

Norme CEI EN 61646 (CEI 82-12): Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri – Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

Norme CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.

Norme CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione.

Norme CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici – moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali. (CEI, ASSOSOLARE).

Norme CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3: Limiti – Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $\leq 16^\circ$ per fase).

Norme CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni.

Norme CEI EN 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT), serie composta da: CEI-EN 60439-1 (CEI 17-13/1), "Apparecchiature soggette a prove di tipo AS e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo ANS"; CEI-EN 60439-2 (CEI 17-13/2), "Prestazioni particolari per condotti sbarre"; CEI-EN 60439-3 (CEI 17-13/3), "Prestazioni particolari per apparecchiature assiegate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso all'uso – Quadri di distribuzione ASD".

Norme CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.

Norme CEI EN 60529 (CEI 70-1): Grado di protezione degli involucri (codice IP).

Norme CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori – Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata.

Norme CEI 20-19: Cavi isolati in gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

Norme CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

Norme CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini: serie composta da: CEI-EN 62305-1 (CEI 81-10/1), "Principi generali"; CEI-EN 62305-2 (CEI 81-10/2), "Valutazione dei rischi"; CEI-EN 62305-3

(CEI 81-10/3): "Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone"; CEI-EN 62305-4 (CEI 81-10/4), "Impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture".

Norme CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.

Norme CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.

Norme CEI 0-3: Guida alla dichiarazione di conformità e relativi allegati per la Legge 46/1990.

Norme CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati,

Norme CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica,

Norme CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari – **Parte 21:** Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2),

Norme EN 50470-1 ed EN 50470-3 in corso di recepimento nazionale presso CEI.

Norme CEI EN 62053-23 (CEI 13-45) : Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari – **Parte 23:** Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3),

Norme UNI 8477/1: Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazione in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta.

CEI 0-21/2012: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica

... e s.m.i (successive modifiche intervenute (per tutte le leggi)

Per tutte le normative si dovranno seguire i relativi aggiornamenti o sostituzioni che interverranno nel tempo.

SCELTA MATERIALI

La scelta, puramente indicativa, di abbinamento tra pannelli PV ed Inverter è ricaduta sul modello Spr 210 della Sunpower (pannelli) e Sunny Boy 2000 HF di SMA. Il rapido variare del mercato e l'adeguamento a normative potrebbe rendere superati i suddetti componenti e **resta prerogativa ed onere dell'impresa realizzatrice proporre di migliori purché adatti in modo da raggiungere al potenza totale che resta di almeno 7kW e soprattutto fornire dei prodotti certificati secondo la CEI 0-21 e secondo le regole per rispondenti ai requisiti previsti dall'Allegato A70 al Codice di rete e dalla Norma CEI 0-21**

Le caratteristiche generali dei due prodotti sono le seguenti:

n° 3 Inverter da 2100 W (o simile) accoppiati a 2 stringhe di Pannelli da 200W ciascuno (o simili) per un totale di 6 stringhe.

The screenshot shows a software interface for PV system design. It is divided into several sections:

- Caratteristiche apparecchiature:** Contains dropdown menus for 'Modulo fotovoltaico' (Material, Marca, Modello), 'Inverter' (Polarità, Marca, Modello), and 'Test' (Inseguitore MPP 1, 2, 3). It also has input fields for temperature (Minima, Massima, STC) and checkboxes for automatic dimensioning and inverter selection.
- Modulo fotovoltaico:** Displays parameters for Sunpower SPR-200-BLK modules, including power (200.00 Wp), voltage (40.00 V), current (5.00 A), and efficiency (16.08%).
- Inverter:** Displays parameters for SMA Sunny Boy 2100TL inverters, including power (2.200 W), voltage (125 V), current (11.00 A), and efficiency (96.00%).
- Test:** Shows the results of the MPP tracking test for three inverters, including power and voltage values at different temperatures.
- Dimensionamento automatico:** Includes a table for power requirements (Potenza richiesta [kW], Tolleranza [%], +/-) and a section for inverter selection (N. Inverter divisibile per 3, Solo modello Modulo selezionato, Solo Inverter selezionato).

POSA e DESCRIZIONE DELLE LINEE

Per i cablaggi si utilizzeranno i seguenti tipi di cavo:

- cavi per B.T. tipo FG7OR a norme C.E.I. 20/22 II, 20/35 e 20/37 I;
- cavo solare FG21M21 - Tensione massima: 1800 V c.c. - 1200 V c.a. a norme:
 - CEI 20-91
 - EN 60332-1-2
 - EN 50267-2-1

Costruzione e requisiti
Propagazione incendio
Emissione gas

EN 50267-2-2	Emissione fumi
2006/95/CE	Direttiva Bassa Tensione
2011/65/CE	Direttiva RoHS
CA01.00546	Certificato IMQ

- treccia in rame nudo da 6mm² per la messa a terra delle cornici di supporto dei moduli al solo scopo di permettere il controllo dell'isolamento da parte dell'inverter. Si ricorda che, benché i sistemi di CLASSE II non debbano essere messi a terra, se ne consiglia comunque il collegamento a terra perché in questo caso si tratta di una messa a terra funzionale.

Tutti i cavi, treccia compresa, dovranno essere *twistati* (intrecciati) tra loro ove possibile lungo tutto il percorso in modo da minimizzare l'effetto delle scariche atmosferiche.

Si è deciso di suddividere i moduli sulle tre fasi che sono disponibili sul contatore collegandoli in serie parallelamente alla facciata dell'edificio in modo che almeno una schiera possa lavorare quando le altre potrebbero essere in ombra. In fase di realizzazione la scelta di utilizzare tre inverter monofase piuttosto che uno trifase potrà comunque essere fatta pur di mantenere la potenza totale di almeno 7kW. Stesso discorso vale per i moduli fotovoltaici la cui disponibilità va accertata al momento dell'acquisto e comunque deve essere coordinata in base agli inverter - od all'inverter - disponibili e viceversa.

Nel caso che il contatore fosse lontano dal locale tecnico scelto per la collocazione degli inverter, si dovrà prevedere la posa di un tubo corrugato di tipo pesante per portare le linee elettriche fino al locale suddetto e potrebbe essere necessario realizzare una nicchia per ospitare anche l'interruttore generale dell'impianto PV di tipo magnetotermico differenziale (quadripolare da 16 A Id 300mA curva C di Tipo B) e dotato di bobina di sgancio a lancio di corrente collegata al pulsante situato in prossimità del patio e destinato anche allo sgancio delle utenze interne ed esterne agli edifici.

Tra il contatore e gli inverter si dovrà porre un quadretto (quadro inverter) con le protezioni della linea c.a. e contenente dispositivo d'interfaccia (DDI) collegato alla propria protezione d'interfaccia (DDI) qualora non facessero già parte degli inverter forniti. In elenco prezzi i due dispositivi sono già stati valutati sotto la dicitura di "quadro d'interfaccia".

Dagli inverter e dai relativi quadretti si dovrà poi procedere lungo la facciata dell'edificio sino a raggiungere i quadretti di stringa, posti sempre in facciata in corrispondenza della cosiddetta *pantalera* del tetto, la cui posizione potrebbe però essere differente da quella rappresentata in planimetria.

Dai quadretti di stringa, se possibile, si dovrà proseguire con le linee in cavo FG21M21 nel sottotetto sino alla corrispondente stringa; particolare attenzione dovrà essere fatta per la realizzazione del passaggio attraverso la copertura, in modo da garantire sia l'incolumità dei cavi sia l'impermeabilizzazione all'acqua.

I magnetotermici posti nei quadretti di stringa adatti ad interrompere correnti continue (come ad es. il magnetotermico ABB da 16 A modello S802PV-S16) dovranno essere dotati di bobine di sgancio collegate al pulsante di sgancio e come indicato in multifilare.

Dalle protezioni in c.c. il cavo di tipo FG21M21 proseguirà nell'apposito vano portacavi della struttura metallica di supporto dei moduli.

Le colorazioni dei cavi adottati dovranno rispettare la norma CEI 20 che attualmente prescrive:

1. conduttore di protezione PE: bicolore giallo-verde,
2. conduttore neutro N: blu chiaro,
3. conduttore di fase F: nero, marrone, grigio.

I conduttori utilizzati per i cablaggi lato corrente continua avranno una sezione minima pari a 4 mm² per limitare le perdite di potenza.

Tutti i componenti posti all'esterno dovranno essere resistenti all'umidità ed alla pioggia battente (IP65) ed alla sovratemperatura, avere buone proprietà isolanti, resistenza agli urti ed agli agenti atmosferici comprendendo l'esposizione ai raggi solari (UVA ed Infrarossi).

COORDINAMENTO CONDUTTORI DISPOSITIVI DI PROTEZIONE

La normativa CEI 64-8/4 impone per i sistemi TT la seguente relazione per la verifica dei sovraccarichi:

$$\begin{aligned}
 I_B &\leq I_N \leq I_Z \\
 I_f &\leq 1,45 \cdot I_Z && \text{per magnetotermici civili (non regolabili)} \\
 I_f &\leq 1,30 \cdot I_Z && \text{per magnetotermici industriali (regolabili)}
 \end{aligned}$$

$$I_f \leq 1,60 \cdot I_Z \quad \text{per fusibili}$$

dove

I_B = corrente di impiego del circuito,

I_N = corrente nominale del dispositivo di protezione,

I_Z = portata in regime permanente della conduttura,

I_f = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione.

Mentre per la parte in corrente continua del sistema non è prevista la protezione contro i sovraccarichi, in quanto la massima corrente erogabile dal campo fotovoltaico nel punto di massima potenza è limitata dalla massima corrente che il campo è in grado di erogare (corrente di cortocircuito).

È quindi condizione sufficiente la verifica di:

$$I_B \leq I_Z$$

dove

I_B = alla corrente I_{MPP} (corrente alla massima potenza)

I_Z = alla portata in regime permanente della conduttura

Per la parte di circuito in corrente continua, come si è detto, la protezione contro il cortocircuito è assicurata dalla caratteristica di generazione tensione-corrente dei moduli fotovoltaici, che limita la corrente di cortocircuito ad un valore noto e di poco superiore alla corrente massima erogabile al punto di funzionamento a massima potenza.

Per le sezioni in corrente alternata occorre proteggere le condutture dalle correnti di cortocircuito di ritorno dalla rete di collegamento secondo la relazione tra energia specifica passante dell'interruttore (in funzione dei tempi di intervento e di estinzione dell'arco e della corrente di cortocircuito) e le caratteristiche fisiche del cavo (riscaldamento adiabatico in funzione dell'isolante e del conduttore):

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

IMPIANTO DI MESSA A TERRA

L'impianto di messa a terra dovrà rispondere alle norme CEI 64-8, CEI 64-12 e al D.L. n°81/08.

Il sistema di protezione contro le tensioni di contatto del sistema PV andrà collegato al nodo equipotenziale dell'impianto di terra da realizzare per le diverse utenze. La cornice metallica dei moduli anche in CLASSE II andrà collegata all'impianto di terra mediante treccia in rame da 6mm². Tutti i collegamenti equipotenziali faranno capo alla barratura generale di terra.

VERIFICA PRESTAZIONALE E GARANZIE

L'efficienza media annua dell'impianto può essere considerata pari al 75% dell'efficienza nominale del generatore fotovoltaico, a causa delle perdite dovute:

* all'efficienza nominale del generatore fotovoltaico

* alle perdite sul lato corrente continua

* alle perdite sul lato corrente alternata, per impianto in buono stato (efficienza del gruppo di conversione);

* alle perdite su cavi ed interruttori

da tutto ciò mediamente è disponibile una potenza attiva sul lato corrente alternata di circa il 75% della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico, riferita alle particolari condizioni di irraggiamento.

La potenza nominale del generatore fotovoltaico installato è pari a circa 7,2 KWp

- verifica dell'uniformità di tensioni, correnti e resistenze di isolamento delle stringhe fotovoltaiche;
- verifica della continuità dell'impianto di terra e della messa a terra di masse e scaricatori;
- verifica dei collegamenti elettrici, della continuità elettrica e delle connessioni tra moduli;
- verifica dell'isolamento dei circuiti elettrici delle masse;
- verifica delle condizioni di funzionamento del/i convertitore/i statico/i valutando la congruità della misura della corrente iniettata in rete rispetto a quella misurata in ingresso al convertitore in corrente continua;
- verifica del corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, etc.);
- verifica della condizione: $P_{cc} > 0,85 \cdot P_{nom} \cdot I/ISTC$

dove: P_{cc} è la potenza in corrente continua (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$,
 P_{nom} è la potenza nominale (in kW) del generatore fotovoltaico,

I è l'irraggiamento (in W/mq) misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$,
ISTC, pari a 1.000 W/mq, è l'irraggiamento in condizioni di prova standard;
Tale condizione deve essere verificata per $I > 600$ W/mq.

- verifica della condizione: $P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$
ove: P_{ca} è la potenza attiva in corrente alternata (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua generata dai moduli fotovoltaico in corrente alternata, con precisione migliore del $\pm 2\%$;
La misura della potenza P_{cc} e della potenza P_{ca} deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento (I) sul piano dei moduli superiore a 600 W/mq.
- verifica della condizione: $P_{ca} > 0,75 * P_{nom} * I / ISTC$

L'installatore dell'impianto dovrà emettere una dichiarazione, firmata e siglata in ogni parte, attestante l'esito delle verifiche e la data in cui le predette sono state effettuate.

Al completamento dell'opera dovranno essere forniti a cura dell'installatore anche i seguenti documenti:

- **manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi manutentivi;**
- **progetto esecutivo in versione "come costruito", corredato di schede tecniche dei materiali installati;**
- **dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;**
- **dichiarazione di conformità ai sensi del Decreto Ministeriale 37 del 22/01/2008;**
- **certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate.**
- **certificati di rispondenza alla Norma CEI 0-21 da cui risultino rispettati i requisiti previsti dall'Allegato A70 e dal Codice di rete di ENEL per quanto riguarda gli inverter, il DDI ed il SPI**

prima stesura:

09 novembre 2014

RELAZIONE descrizione OPERE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

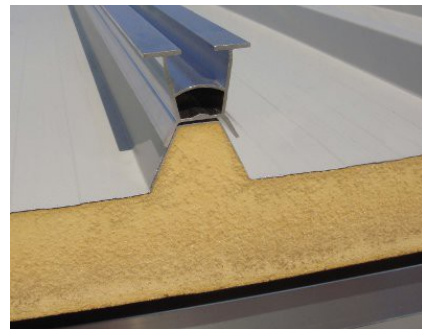
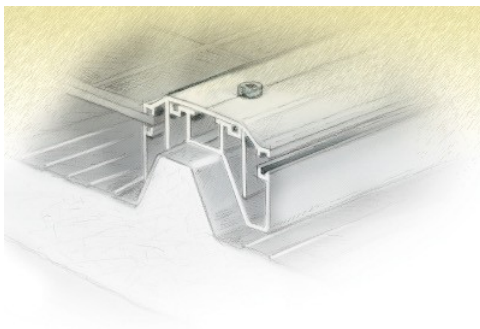
OGGETTO: PROPRIETA': ACSEL S.p.a - 10057 Sant'Ambrogio di Torino (TO)
Realizzazione di campo fotovoltaico in edificio di nuova costruzione sito in comune di Sant'Antonino di Susa (TO) (Latitudine:45°6'28"80 N - Longitudine:07°16'28"92 E) facente parte di complesso edilizio ad uso canile sito in Via Susa n°46

L'edificio in oggetto fa parte di un complesso ad uso canile composto da due fabbricati destinati agli uffici, magazzini e d ambulatori ed alcuni stalli contenenti i box per l'alloggiamento dei cani.

IMPORTO

DESCRIZIONE DELL'OPERA

La copertura degli edifici secondo quanto previsto sarà in lamiera con inclinazione di circa 15° e per l'edificio più grande sarà composta da due falde. L'orientamento della falda interessata dall'intervento di posa dei pannelli sarà di circa 15° ed orientamento verso sud. Si è previsto di montare la struttura di supporto dei pannelli a circa 5-10 cm al di sopra delle lamiere mediante staffe ancorate ai supporti della copertura e passando tra i punti di sovrapposizione delle lamiere oppure ancorandoli al punto più alto delle lamiere mediante profilato sagomato secondo il profilo della lamiera di copertura. Dai pannelli le linee in c.c. dei pannelli andranno posate sul supporto della cornice dei pannelli fotovoltaici sino al punto di immissione al di sotto della copertura da realizzarsi mediante apposito bocchello o conversa sagomata generalmente fornita dal costruttore della copertura stessa. Nel sottotetto le linee in c.c. proseguiranno fino ai rispettivi quadretti di stringa posizionati in facciata a filo della copertura. Da questi proseguiranno sempre in facciata (posa in canalina o tubazioni in PVC pesanti) sino al quadretto dell'inverter posto nella centrale termica. Nella centrale termica andranno posti i quadretti delle protezioni degli inverter (lato c.c. e c.a.), gli inverter, il quadretto di interfaccia ed eventualmente anche il contatore dell'energia prodotta (la cui posizione è da valutare - probabilmente andrà posato all'esterno della centrale termica).



Per i cablaggi si utilizzeranno i seguenti tipi di cavo:

- lato c.a.: cavo per B.T. tipo FG7OR a norme C.E.I. 20/22 II, 20/35 e 20/37 I;
- lato c.c.: cavo solare FG21M21 - Tensione massima: 1800 V c.c. - 1200 V c.a. a norme:
 - CEI 20-91 Costruzione e requisiti
 - EN 60332-1-2 Propagazione incendio
 - EN 50267-2-1 Emissione gas
 - EN 50267-2-2 Emissione fumi
 - 2006/95/CE Direttiva Bassa Tensione
 - 2011/65/CE Direttiva RoHS
 - CA01.00546 Certificato IMQ
- messa a terra: treccia in rame nudo da 6mm² per la messa a terra delle cornici di supporto dei moduli al solo scopo di permettere il controllo dell'isolamento da parte dell'inverter. Si ricorda che, benché i sistemi di CLASSE II

non debbano essere messa a terra, se ne consiglia comunque il collegamento a terra perché in questo caso si tratta di una messa a terra funzionale.

Tutti i cavi, treccia compresa, dovranno essere *twistati* (intrecciati) tra loro ove possibile lungo tutto il percorso in modo da minimizzare l'effetto delle scariche atmosferiche. Anche i percorsi dovranno avvenire minimizzando le distanze dei cavi soprattutto per quanto riguarda i collegamenti tra i pannelli.

Tutti i componenti posti all'esterno dovranno essere resistenti all'umidità ed alla pioggia battente (IP65), alla sovratemperatura, avere buone proprietà isolanti, resistenza agli urti ed agli agenti atmosferici comprendendo l'esposizione ai raggi solari (UVA ed Infrarossi).

L'impianto di messa a terra dovrà rispondere alle norme CEI 64-8, CEI 64-12 e al D.L. n°81/08.

Il sistema di protezione contro le tensioni di contatto del sistema PV andrà collegato al nodo equipotenziale dell'impianto di terra da realizzare per l'impianto elettrico generale. La cornice metallica dei moduli anche in CLASSE II andrà collegata all'impianto di terra mediante treccia in rame da 6mm². Tutti i collegamenti equipotenziali faranno capo alla barratura generale di terra.

VERIFICA PRESTAZIONALE E GARANZIE

L'efficienza media annua dell'impianto può essere considerata pari al 75% dell'efficienza nominale del generatore fotovoltaico, a causa delle perdite dovute:

- * all'efficienza nominale del generatore fotovoltaico
- * alle perdite sul lato corrente continua
- * alle perdite sul lato corrente alternata, per impianto in buono stato (efficienza del gruppo di conversione);
- * alle perdite su cavi ed interruttori

da tutto ciò mediamente è disponibile una potenza attiva sul lato corrente alternata di circa il 75% della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico, riferita alle particolari condizioni di irraggiamento.

La potenza nominale del generatore fotovoltaico installato è pari a circa 7,2 KWp

VERIFICHE:

- verifica dell'uniformità di tensioni, correnti e resistenze di isolamento delle stringhe fotovoltaiche;
- verifica della continuità dell'impianto di terra e della messa a terra di masse e scaricatori;
- verifica dei collegamenti elettrici, della continuità elettrica e delle connessioni tra moduli;
- verifica dell'isolamento dei circuiti elettrici delle masse;
- verifica delle condizioni di funzionamento del/i convertitore/i statico/i valutando la congruità della misura della corrente iniettata in rete rispetto a quella misurata in ingresso al convertitore in corrente continua;
- verifica del corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, etc.);
- verifica della condizione: $P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I / ISTC$
 - dove: P_{cc} è la potenza in corrente continua (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$,
 - P_{nom} è la potenza nominale (in kW) del generatore fotovoltaico,
 - I è l'irraggiamento (in W/mq) misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$,
 - ISTC, pari a 1.000 W/mq, è l'irraggiamento in condizioni di prova standard;
 - Tale condizione deve essere verificata per $I > 600$ W/mq.
- verifica della condizione: $P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$
 - ove: P_{ca} è la potenza attiva in corrente alternata (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua generata dai moduli fotovoltaico in corrente alternata, con precisione migliore del $\pm 2\%$;
 - La misura della potenza P_{cc} e della potenza P_{ca} deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento (I) sul piano dei moduli superiore a 600 W/mq.
- verifica della condizione: $P_{ca} > 0,75 * P_{nom} * I / ISTC$

L'installatore dell'impianto dovrà emettere una dichiarazione, firmata e siglata in ogni parte, attestante l'esito delle verifiche e la data in cui le predette sono state effettuate.

Al completamento dell'opera dovranno essere forniti a cura dell'installatore anche i seguenti documenti:

- **manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi manutentivi;**
- **progetto esecutivo in versione "come costruito", corredato di schede tecniche dei materiali installati;**
- **dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;**

- **dichiarazione di conformità ai sensi del Decreto Ministeriale 37 del 22/01/2008;**
- **certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate.**
- **certificati di rispondenza alla Norma CEI 0-21 da cui risultino rispettati i requisiti previsti dall'Allegato A70 e dal Codice di rete di ENEL per quanto riguarda gli inverter, il DDI ed il SPI**

MANUTENZIONE

Le **attività di manutenzione ordinaria, consigliate con cadenza semestrale (due volte all'anno)**, comprendono una serie di ispezioni e controlli mirati a mantenere in piena efficienza l'impianto.

Per quanto riguarda i moduli fotovoltaici, le opere di manutenzione consistono nell'ispezione visiva del pannello per verificare lo stato dei vetri anteriori, del materiale usato per l'isolamento interno, la presenza di microscariche per perdita di isolamento ed il livello di pulizia del vetro. Devono essere ispezionate anche le cassette di connessione, verificando la formazione di condensa all'interno delle stesse, lo stato di contatti elettrici delle polarità positive e negative, il corretto serraggio dei morsetti di intestazione dei cavi di collegamento delle stringhe, l'integrità dei passacavo e lo grado di conservazione dei punti di passaggio dei cavi attraverso le strutture (ancoraggio alla copertura, stato della superficie del metallo e degli isolamenti).

Si consiglia dopo ogni evento temporalesco il controllo della copertura in corrispondenza degli ancoraggi dei pannelli e dei passaggi dei cavi e lo stato di funzionamento degli scaricatori e degli inverter.

Le strutture di sostegno devono essere ispezionate visivamente, al fine di identificare eventuali deformazioni dovute a carichi eccessivi ed anormali (neve, vento) e presenza di ruggine.

Per quanto riguarda i convertitori statici ed il quadro contenete le protezioni è sufficiente una ispezione visiva mirata ad identificare danneggiamenti meccanici del contenitore, infiltrazioni d'acqua o di condensa, coerenza dei valori elettrici misurati dagli strumenti. Tutti gli inverter dispongono di pannelli sinottici o display in grado di monitorare il funzionamento e segnalare le anomalie ed il loro controllo mensile è semplice ed immediato. Mensilmente andrà controllato anche il funzionamento dei differenziali (pulsante di prova).

La manutenzione preventiva dei collegamenti elettrici consiste in una ispezione visiva tesa all'identificazione di danneggiamenti, bruciature, abrasioni, deterioramento dell'isolamento ed al controllo dei punti di ancoraggio.

In corrispondenza dei morsetti del quadro di sezionamento delle stringhe si dovrà verificare l'uniformità delle tensioni e delle correnti di funzionamento delle singole stringhe che fanno parte dell'impianto, risultando accettabili (a parità di condizioni di esposizione) scostamenti fino al 10% (periodicità consigliata dal produttore dei moduli - si consiglia almeno una volta all'anno)

Le operazioni di pulizia dei moduli andranno eseguite almeno due volte all'anno eventualmente durante i periodi di cambiamento stagionale (consigliato) e comunque la periodicità dell'attività di pulizia andrà valutata a seconda del grado di inquinamento ambientale presente in zona (presenza di polveri, pollini, foglie, etc...)

TUTTE LE OPERAZIONI DI MANUTENZIONE E CONTROLLO ANDRANNO EFFETTUATE DA PERSONALE SPECIALIZZATO E QUALIFICATO NEL RISPETTO DELLE NORMATIVE DI SICUREZZA E INDICATE SUL "REGISTRO DEI CONTROLLI MANUTENTIVI" (Art.8 DLgs 81/08).

RICAPITOLANDO:

Corretto Funzionamento INVERTER	mensilmente (display inverter - NO personale specializzato)
Corretto Funzionamento Differenziali	mensilmente (pulsante di prova - NO personale specializzato)
Controllo visivo della copertura e dei Moduli PV	2 volte all'anno (SI' personale specializzato)
PULIZIA Moduli PV	2 volte all'anno (SI' personale specializzato)
Verifica regolarità tensioni e correnti dei Moduli PV (invecchiamento)	
e verifiche dell'isolamento dei circuiti lato c.c.	1 volta all'anno (SI' personale specializzato)

SI RICORDA INOLTRE CHE I CONTROLLI PERIODICI DI LEGGE DEGLI IMPIANTI (TERRE E DIFFERENZIALI - DPR 462/01 - CEI 64-8 art 62.1.2) ANDRANNO ESEGUITI SECONDO LE TEMPISTICHE DELLE NORMATIVE VIGENTI (A TAL PROPOSITO VEDERE QUANTO DISPOSTO PER GLI IMPIANTI ELETTRICI)