



Guida tecnica fotovoltaico



U=RI



Sommario

L'impianto fotovoltaico

Principi generali fotovoltaici.....	66
L'architettura fotovoltaica.....	67
Separazione galvanica d.c. / a.c.....	69

Sezionamento di un generatore fotovoltaico

Sezionamento.....	70
Apertura di emergenza.....	70
Sezionamento pompieri.....	70

Protezione di un generatore fotovoltaico

Protezione di un generatore fotovoltaico contro le scosse elettriche.....	71
Protezione di un generatore fotovoltaico contro le sovratensioni.....	71
Le sovracorrenti di un generatore fotovoltaico.....	73
Protezione di un generatore fotovoltaico contro le sovracorrenti.....	75
Prevenzione contro la degradazione degli impianti fotovoltaici.....	79

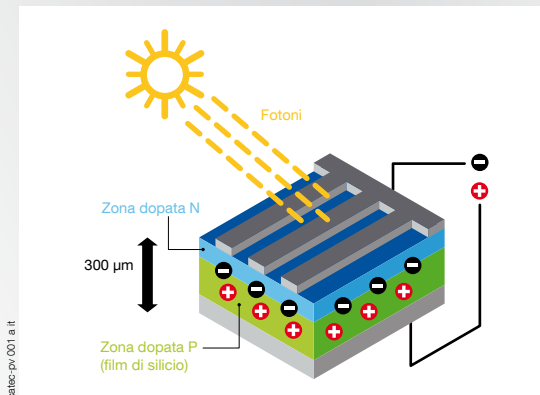
Glossario del settore fotovoltaico 81

Principi generali fotovoltaici

↳ La cella fotovoltaica

• La conversione dell'energia solare

Colpendo le celle semi-conduttrici a base di silicio (o altri materiali) che formano il pannello solare, i fotoni del raggio solare provocano la creazione di una corrente elettrica continua dell'ordine di qualche ampere con una tensione dell'ordine di qualche centinaia di millivolt.



• Il "diodo" fotovoltaico

Un diodo fotovoltaico esposto alla luce si comporta come un generatore di corrente d.c., (quadrante Q4 della figura 1) e con il buio si comporta come un diodo classico. In caso di guasto nell'impianto o nella cella, quest'ultima può comportarsi come un carico secondo i quadranti Q1 o Q3.

Q1 => $U > U_{oc}$: questa situazione si presenta quando la tensione diretta (U) applicata alla cella PV è più grande della sua tensione a circuito aperto (U_{oc}), come in un diodo polarizzato « in tensione diretta ».

Q3 => $I > I_{sc}$: in questo caso, la corrente diretta (I) impostata al modulo è più elevata della corrente I_{sc} che è capace di generare, in corto-circuito e in funzione dell'irraggiamento, come in un diodo polarizzato « in tensione inversa ».

Generalmente, il quadrante Q4 è usato in maniera inversa per agevolare la lettura del comportamento dei generatori fotovoltaici in funzionamento « normale ».

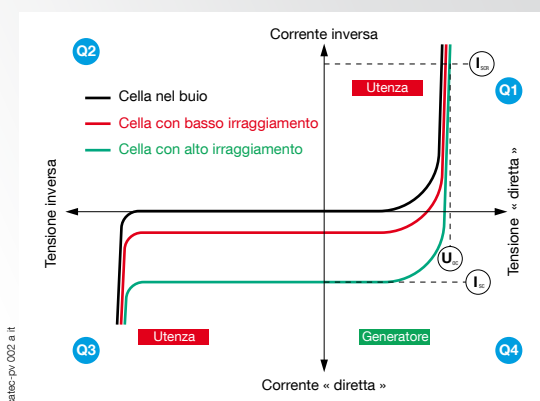
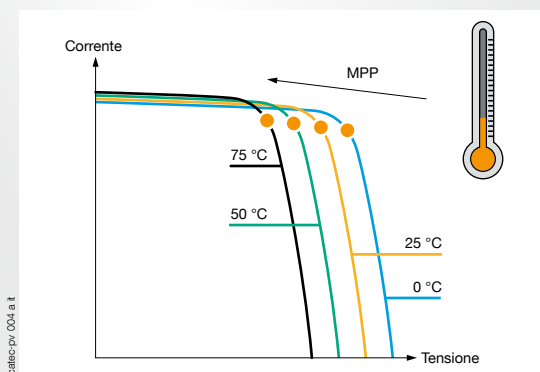
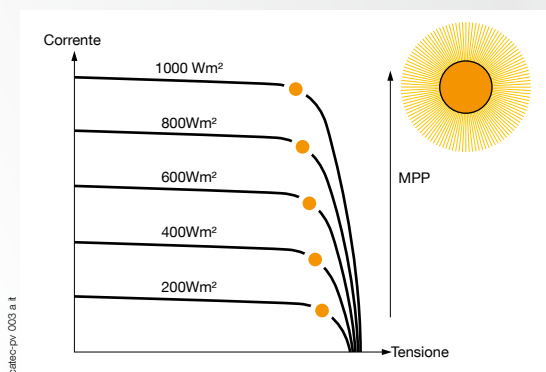


Fig. 1.

↳ L'influenza dell'irraggiamento e della temperatura

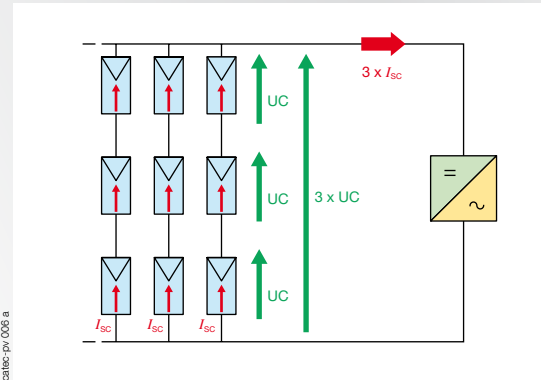
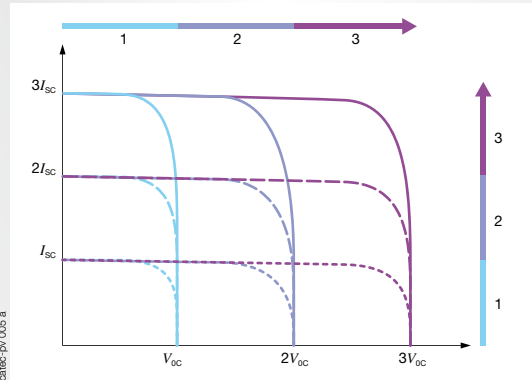
La potenza disponibile di un generatore fotovoltaico (MPP) è legata all'aumento dell'irraggiamento solare che agisce sulla corrente generata e all'aumento della temperatura che influenza la tensione delle celle.



L'architettura fotovoltaica

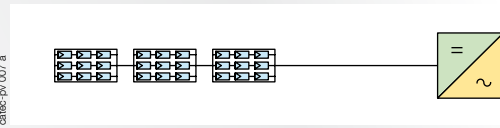
Modulo e stringa PV

La messa in serie di celle aumenta la tensione del modulo e la messa in parallelo ne aumenta la corrente. Tale regola è applicabile anche con i moduli e le stringhe.

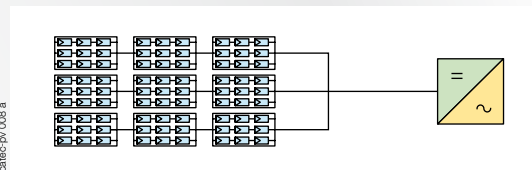


Generatore fotovoltaico

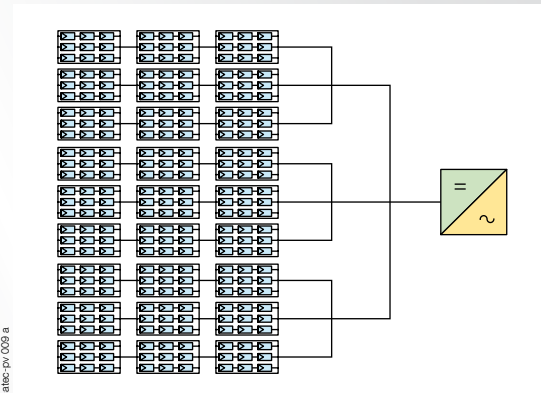
I moduli messi in serie vanno a creare la tensione utile di una stringa. La messa in parallelo di diverse stringhe di medesima tensione va a creare dei gruppi che aumentano la corrente, quindi la potenza del generatore.



Esempio di un generatore con una stringa da 3 moduli.



Esempio di un generatore composto da un gruppo con 3 stringhe da 3 moduli.



Esempio di un generatore composto da 3 gruppi con 3 stringhe da 3 moduli.

L'architettura fotovoltaica (seguito)

Inverter

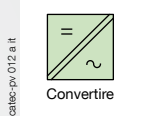
Un impianto fotovoltaico è generalmente composto dalle funzioni:



- di generazione dell'energia d.c., con i pannelli fotovoltaici,



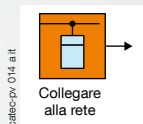
- di protezione d.c., con delle apparecchiature:
 - di sezionamento,
 - di protezione contro le sovracorrenti,
 - di protezione contro le sovratensioni (atmosferiche o provenienti dalla rete),
 - di sorveglianza complementare della degradazione dell'isolamento,



- di conversione d.c. / a.c., con gli inverter,



- di protezione a.c., con delle apparecchiature:
 - di sezionamento,
 - di protezione contro le sovracorrenti,
 - di protezione contro le sovratensioni (atmosferiche o provenienti dalla rete),
 - di controllo o protezione contro i guasti di isolamento,

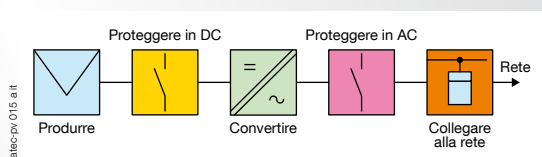


- di collegamento alla rete con :
 - apparecchio di conteggio,
 - e in funzione della potenza:
 - sistemi d'interfaccia alla rete,
 - trasformazione di bassa tensione in alta tensione,
 - sezionamento e protezione alta tensione.

Impianti con inverter centralizzato

Questi impianti sono caratterizzati dal fatto che un guasto rischia di fermare tutta la produzione. Questo tipo di architettura è usato per applicazioni residenziali con potenza limitata a 6 kWp (3 kWp in altri paesi).

Da una a tre stringhe in parallelo, questa configurazione permette di limitare la funzione di protezione d.c. al sistema di sezionamento a monte dell'inverter.

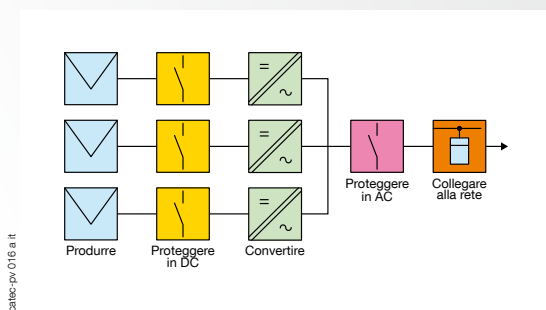


Impianti multi-inverter

In caso di guasto o di manutenzione, la perdita di produzione è limitata alla singola macchina. Questa scelta è fatta per impianti industriali con potenze da qualche centinaia di kWp per impianti su tetti a qualche MWp per impianti a terra. Per le alte potenze, il collegamento alla rete sarà fatto tramite un trasformatore BT/MT o AT.

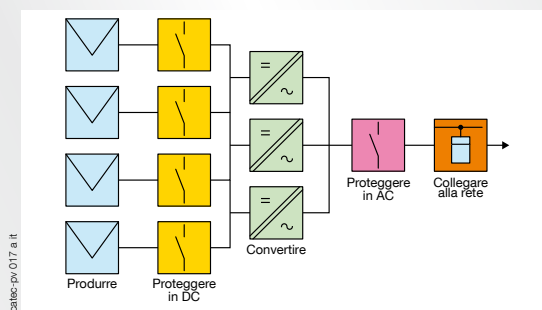
Multi-inverter a gestione singola

Questo tipo di architettura offre il vantaggio della semplicità, grazie all'utilizzo di inverter più piccoli rispetto a quello che sarebbe stato necessario installare raggruppando i generatori in parallelo.



Multi-inverter a gestione centralizzata

Questo tipo di architettura consente una grande flessibilità di manutenzione e una gestione del tempo di utilizzo delle macchine utilizzando esclusivamente il numero di inverter necessari. Questa gestione assicura inoltre l'utilizzo degli inverter alla loro potenza ottimale in funzione dell'irraggiamento.



Separazione galvanica d.c. / a.c.

La scelta di realizzare o meno una separazione galvanica condiziona la scelta dei principi di protezione e di sorveglianza, sia sul lato d.c. che sul lato a.c.

La tabella qui sotto raggruppa le possibilità:

- lato d.c.:
 - la classe di tensione (tensione molto bassa o tensione bassa),
 - il tipo di installazione "flottante" (isolata),
 - la polarizzazione funzionale diretta o attraverso una resistenza.
- lato a.c.:
 - la scelta dei regimi di neutro TT, TN o IT

Lato d.c.		Schema di principio	Lato a.c.
Udc	Principio di protezione contro i contatti indiretti		Principio di protezione contro i contatti indiretti: IT, TN o TT
≤ 120 V	TBTS		Necessità di una separazione galvanica per garantire il principio di protezione per TBTS o TBTP.
	TBTP		
> 120 V	Classe II		Senza isolamento galvanico, la polarizzazione d.c. non è permessa.
			Separazione galvanica obbligatoria a causa della polarizzazione d.c.

Sezionamento di un generatore fotovoltaico

Sezionamento

Il sezionamento ha lo scopo di garantire la sicurezza degli operatori attraverso la separazione effettiva dalla sorgente. Questa funzione deve essere assicurata su entrambi i collegamenti del o degli inverter, ossia lato d.c. e a.c. Se il generatore è costituito da vari gruppi di stringhe, questa funzione deve essere prevista anche per gruppo, al fine di permettere di intervenire singolarmente su ogni gruppo.

Questo sezionamento deve soddisfare le tre funzioni seguenti:

Funzione	Caratteristica	Valore
Garantire la distanza di apertura nell'aria	Tensione di tenuta agli shock (Uimp)	5x Uoc
Garantire le distanze d'isolamento	Tensione di isolamento (Ui)	1,2 Uoc
Garantire la certezza dell'indicazione di posizione aperta e assicurare la registrazione	Apertura completamente apparente	3 F o apertura visibile

Apertura di emergenza

L'apertura di emergenza ha lo scopo di garantire la sicurezza degli utilizzatori in caso di scossa elettrica, di ustione, di incendio sopra o all'interno dell'equipaggiamento. Il comando di questi apparecchi deve essere accessibile in modo rapido e facile, situato in prossimità del o degli inverter, sia sul lato d.c sia sul lato a.c.

Questa apertura deve soddisfare le seguenti quattro funzioni:

Funzione	Caratteristica	Valore
Garantire l'apertura sotto carico	Tensione di esercizio (Ue) Corrente di esercizio (Ie) Questa caratteristica richiederà al costruttore di rispettare, oltre ai dati della norma IEC 60 947-3, anche tutti i valori di corrente (corrente piccola, corrente critica dell'apparecchio) Costante di tempo (L/R)	1,2 Uoc Da 0 a 1,25 Isc (non normalizzata)
		1 ms
Assicurare un'apertura onnipolare	Simultanea Isolamento galvanico	Apertura nell'aria
Permettere l'accesso ai comandi	Direttamente, per impianti residenziali Direttamente, oppure mediante telecomando nei per altri impianti	Azione manuale diretta Azione manuale diretta, oppure telecomando con emissione di corrente o di minima tensione
Raggruppamento dei comandi	Se possibile, i comandi d.c. e a.c sono raggruppati nella stessa ubicazione	

Sezionamento pompieri

Può essere richiesto un sezionamento generale per l'intervento dei pompieri.

Questo sezionamento deve essere realizzato preferibilmente il più vicino possibile al campo fotovoltaico.

Questa disposizione deve essere prevista a meno che:

- i cavi DC scorrono all'esterno (con protezione meccanica, se accessibile) e penetrino direttamente all'interno di ogni locale tecnico inverter dell'edificio,
- gli inverter siano posizionati all'esterno, sul tetto, il più vicino possibile ai moduli,
- i cavi DC scorrono all'interno dell'edificio, con disposizioni di protezione complementare specificate in funzione della destinazione dei locali.

Il "sezionamento pompieri" deve soddisfare in modo generale le seguenti esigenze:

- Il sezionamento deve agire indifferentemente su tutte le "sorgenti" dell'edificio da mettere in sicurezza:
 - l'alimentazione del consumo dell'edificio (es.: rete di distribuzione pubblica),
 - l'alimentazione della parte a.c. del o degli inverter,
 - l'alimentazione della parte d.c. del o degli inverter.
- Gli organi di comando devono essere raggruppati e il loro numero deve essere limitato (generalmente a due).
- La sequenza delle manovre deve poter essere indifferente.
- Le apparecchiature da installare sono apparecchi ad interruzione elettromeccanica (interruzione statica non autorizzata).
- Alcuni corpi di pompieri completano questa azione con una messa in cortocircuito e a terra dell'impianto d.c., al fine di proteggere, per gli operatori, la parte dell'impianto dei pannelli non raggiunta dal sinistro.

Protezione di un generatore fotovoltaico

Protezione di un generatore fotovoltaico contro le scosse elettriche

↳ Protezione contro i contatti diretti

I materiali fotovoltaici della parte DC devono sempre essere considerati come sotto tensione e disporre di protezione mediante isolamento delle parti attive o mediante rivestimento. Questa disposizione non è necessaria se la tensione PV resta limitata rispettivamente a 60 e 30 V d.c. in TBTS e TBTP.

↳ Protezione contro i contatti indiretti

Le modalità di protezione devono integrare le disposizioni attuate sul lato d.c. e a.c., nonché la presenza o meno di una separazione galvanica mediante trasformatore tra le parti d.c. e a.c.

Le disposizioni di protezione devono integrare inoltre quattro condizioni particolari:

- l'impossibilità dal punto di vista tecnico ed economico di sorvegliare e di poter isolare singolarmente ogni generatore (un modulo PV) in caso di necessità, come in un impianto BT alimentato da sorgenti centralizzate (stazione AT/BT, gruppo rotante, UPS, ecc.)
- il livello di corrente di cortocircuito dei generatori fotovoltaici, vicino alla loro corrente nominale, che rende complesso il rilevamento delle anomalie,
- l'esposizione alle intemperie con i vincoli ciclici di giorno/notte,
- la presenza di una tensione continua che può degradare nel tempo l'isolamento dei cavi e le canalizzazioni in modo maggiore rispetto ad una tensione alternata.

Le disposizioni di protezione contro i contatti indiretti sono assicurate attraverso l'installazione in tutta la parte di impianto d.c. della classe II o dell'isolamento rinforzato. Questa disposizione non è necessaria se la tensione PV è realizzata con una TBTS e TBTP (< 120 V d.c.).

Nel caso di installazione di armadi d.c. in un locale o in una zona di servizio elettrico con accesso riservato a personale qualificato, questo armadio può essere di classe I nella misura in cui la protezione contro i contatti indiretti sia completata da un sistema LES all'interno di tale locale.

Protezione di un generatore fotovoltaico contro le sovratensioni

↳ Protezione contro le sovratensioni associate ai fulmini

Le sovratensioni sono presenti in vari modi in un impianto PV. Possono essere:

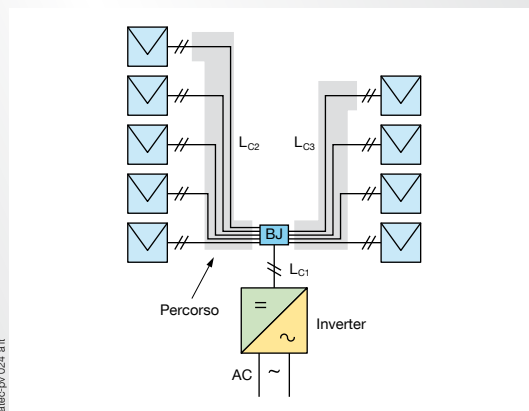
- trasmesse dalla rete di distribuzione e essere di origine atmosferica (fulmine) e/o dovute a manovre,
- generate da fulmini in prossimità degli edifici e degli impianti PV, o sui parafulmini degli edifici,
- generate dalle variazioni di campo elettrico dovute ai fulmini.

↳ Installazione o meno di scaricatori d.c.

L'installazione o meno di scaricatori dipenderà dalla lunghezza degli impianti esposti al rischio e dal livello ceramico (Nk) del luogo. (Nk: densità di fulminazione). Questa lunghezza critica varia in funzione dei tipi di impianto.

Per un inverter, la lunghezza degli impianti da considerare per determinare L è $L = L_{c1} + L_{c2} + L_{c3}$.

Per un impianto con vari inverter singoli, la lunghezza da considerare è la lunghezza per inverter; per un impianto con vari inverter a gestione centralizzata, la lunghezza da considerare è la somma di tutte le lunghezze.



Protezione di un generatore fotovoltaico

Protezione di un generatore fotovoltaico contro le sovratensioni (seguito)

La tabella qui sotto permette di capire se lo scaricatore è necessario o no.

Questo approccio, basato su un'analisi del rischio, non appena il valore della protezione diventa irrisorio rispetto al valore dell'impianto ($P >$ alcune decine di kW) non limita l'installazione di queste protezioni.

Funzione	Residenziale	Installazione a terra	Grandi tetti
L crit. (m)	1150 / Nk	2000 / Nk	4500 / Nk
$L \geq L$ crit.		Scaricatore obbligatorio	
$L < L$ crit.		Scaricatore non obbligatorio	
Presenza di parafulmine		Scaricatore obbligatorio	

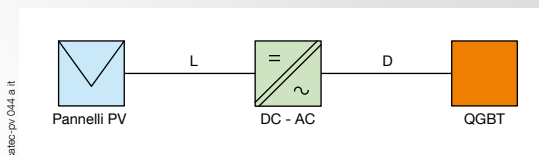
Esempio:

L crit. a Strasburgo: residenziale = 57,5 - installazione a terra = 100 - grandi tetti = 225.

Condizioni di installazione di scaricatori lato a.c. e d.c.

Le condizioni di installazione degli scaricatori lato d.c. e a.c. dipendono dai seguenti diversi criteri :

- Lato d.c., uno scaricatore è obbligatorio al livello dell'inverter:
 - in presenza di parafulmine,
 - oppure quando la lunghezza L tra i pannelli PV e l'inverter è $> L$ crit.
 Un secondo scaricatore è raccomandato per proteggere i pannelli PV se $L > 10$ m.
- Lato a.c., uno scaricatore è obbligatorio al livello del quadro generale bassa tensione (o dell'apparecchio generale di comando e di protezione):
 - in presenza di parafulmine,
 - oppure quando il livello ceraunico è > 25 .
 Un secondo scaricatore è necessario per proteggere l'inverter se la distanza tra il quadro generale bassa tensione (o l'apparecchio generale di comando e di protezione) e l'inverter $D > 10$ m.



		DC		AC	
		Pannelli PV — inverter DC		Inverter AC — quadro generale bassa tensione	
		L < 10 m	L > 10 m	D < 10 m	D > 10 m
Impianto con parafulmine	Non isolato	— T1	T1 — T1	— T1	T2 — T1
	Isolato	— T2	T2 — T2	— T1	T2 — T1
Impianto senza parafulmine		— T2	T2 — T2	— T2	T2 — T2

Osservazione: T1 = scaricatore tipo 1 o classe 1, T2 = scaricatore tipo 2 o classe 2.

Le sovracorrenti di un generatore fotovoltaico

↳ Ombreggiamento di un generatore

• Ombreggiamento parziale su un generatore fotovoltaico

L'ombreggiamento parziale di una cella obbligherà quest'ultima ad operare nella zona Q3 (vedere figura 1), ossia ad invertire la polarità della tensione dell'elemento e ad elevarla alla soglia di tensione inversa della giunzione ($UC \approx$ da -15 V a -25 V). La potenza assorbita dalle celle all'ombra supera nettamente la potenza normalmente dissipata e provoca dei punti caldi (hot spot).

I punti caldi possono danneggiare definitivamente il modulo PV. Una protezione contro le sovracorrenti è inutile, perché l'aumento della potenza da dissipare è legato alla comparsa di una tensione inversa nella cella interessata e non ad un aumento significativo della corrente Isc.



Un diodo di by-pass, permettendo alla corrente degli altri elementi in serie di aggirare la cella "ombreggiata", serve per:

- evitare la sovratensione inversa e i punti caldi legati a tale ombreggiamento,
- lasciare che le altre celle non ombreggiate della stringa generino la loro corrente normale, invece della corrente sensibilmente uguale alla corrente ridotta dettata dalla cella ombreggiata.

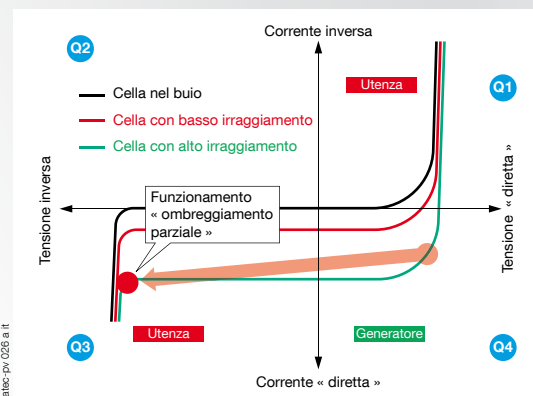


Fig. 1.

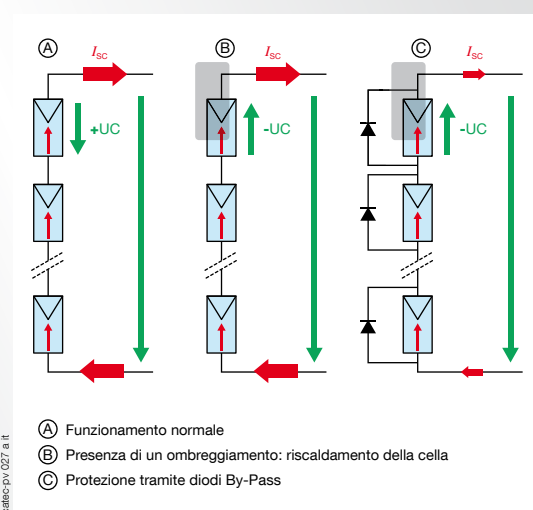


Fig. 2.: ombreggiamento parziale

Le sovracorrenti di un generatore fotovoltaico (seguito)

• Ombreggiamento totale di una stringa su un generatore fotovoltaico

Le correnti inverse possono essere imposte ad un modulo che presenta una tensione più bassa, come ad esempio un modulo completamente all'ombra attraverso i moduli in parallelo esposti ad elevati livelli di irraggiamento.

Il modulo all'ombra rappresenta un carico e utilizza la zona Q1 della figura 1.

In condizioni normali, la tensione di funzionamento è limitata alla tensione in circuito a vuoto U_{oc} .

Di conseguenza, la corrente massima inversa non supera la corrente di cortocircuito al livello del modulo e non rappresenta un sovraccarico pericoloso per il modulo e l'impianto d.c.

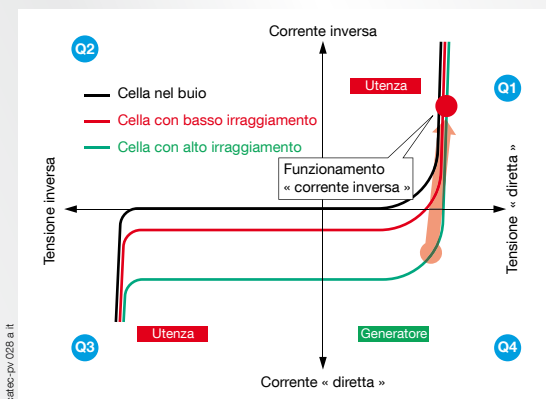


Fig. 1.: corrente inversa

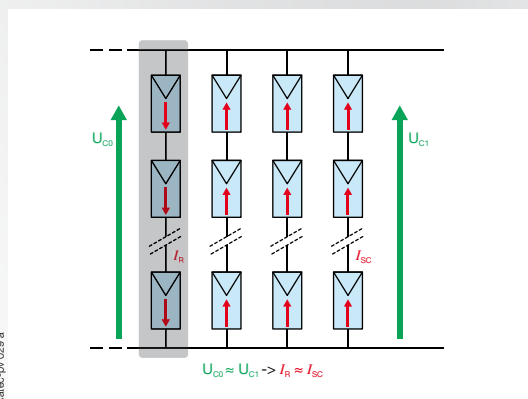


Fig. 2.: ombreggiamento totale

• Cortocircuito totale di un generatore fotovoltaico

Contrariamente alle altre sorgenti di energia, un cortocircuito completo di un generatore PV senza dispositivo di batterie non genera sovracorrenti pericolose in quest'ultimo. La corrente di guasto sarà limitata alla I_{sc} totale del generatore. Tutte le canalizzazioni e tutti gli equipaggiamenti devono essere dimensionati per questa eventualità, al fine di evitare di installare dispositivi di protezione complessi e privi di reale interesse.

• Cortocircuito parziale del generatore

In caso di cortocircuito interno al generatore PV, questa ridurrà la tensione utile della stringa in guasto e le farà subire delle sovracorrenti inverse pericolose per i moduli, fornite da:

- una o più stringhe in parallelo,
- sorgenti esterne come gli accumulatori,
- o entrambe.

I cortocircuiti nei moduli possono stabilirsi nei quadri di campo, nel cablaggio, in seguito ad un guasto di terra nella rete del generatore. È inoltre obbligatorio prevedere una "rottura" di una protezione contro i fulmini del generatore o dell'inverter, o addirittura dell'inverter stesso.

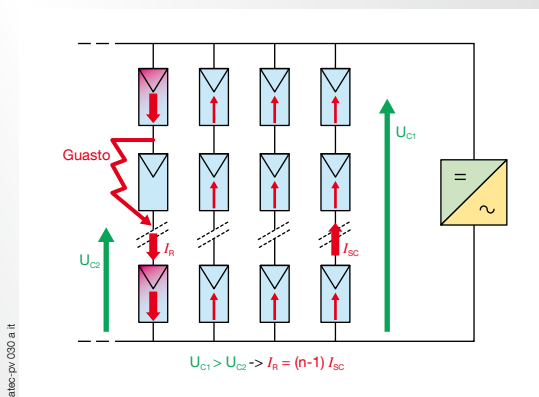


Fig. 1.: cortocircuito in una stringa

Le sovracorrenti di un generatore fotovoltaico (seguito)

Questo cortocircuito parziale può verificarsi con due guasti di massa in un impianto isolato dalla terra (figura 2), oppure attraverso un guasto di massa in un impianto nel quale una polarità è collegata alla terra per motivi funzionali (figura 3). In questa eventualità, può comparire una sovracorrente pericolosa per i moduli: la corrente d'anello sale a $I_{fault} \approx n I_{scSTC}$ e la corrente inversa nella stringa in guasto a $I_r \approx (n - 1) I_{scSTC}$.

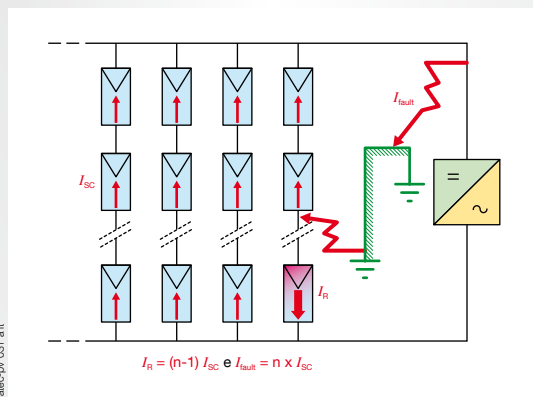


Fig. 2.: doppio guasto di massa

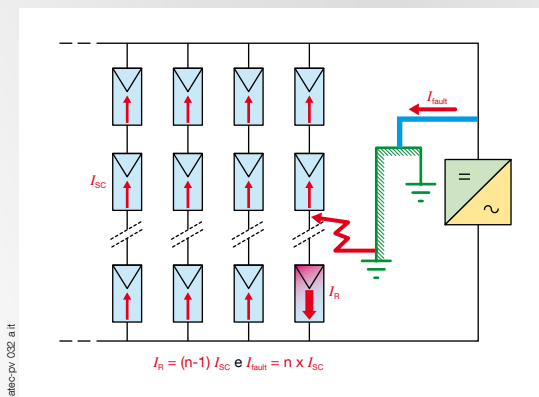


Fig. 3.: singolo guasto di massa su un impianto polarizzato

Protezione di un generatore fotovoltaico contro le sovracorrenti

➤ Necessità di protezione contro le correnti inverse

Il dimensionamento dei cavi delle stringhe dipende fortemente dalle cadute di tensione; le nozioni di correnti ammissibili per la protezione delle canalizzazioni contro i sovraccarichi sono solitamente soddisfatte automaticamente e non necessitano dell'installazione di protezioni per assicurare tale funzione.

Il principale criterio di selezione dei fusibili è il valore di I_{RM} (corrente inversa massima PV) che il modulo può supportare temporaneamente finché il fusibile di protezione scelto interrompe la corrente di guasto generata in seguito ad una anomalia (vedere figure 2 e 3 in alto).

La scelta di mettere o meno un fusibile di protezione viene presa in base al seguente principio:

$$(N_{cmax} - 1) I_{scSTC} \leq I_{RM} < N_{cmax} I_{scSTC}$$

Per i generatori PV con un numero di stringhe N_c superiore a N_{cmax} , deve essere pertanto previsto l'utilizzo di dispositivi di protezione contro le correnti inverse.

La figura 1 indica il numero di stringhe in parallelo N_{cmax} che non necessitano di protezione in funzione del valore della corrente I_{RM} di una stringa in un impianto senza batteria di immagazzinaggio:

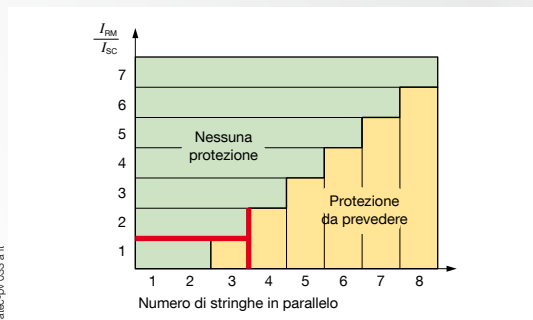


Fig. 1.

Nota: di solito, in un impianto senza batterie: i valori di I_{RM} di moduli PV in silicio cristallino sono compresi tra 2 e 3 I_{scSTC} .

Protezione di un generatore fotovoltaico

Protezione di un generatore fotovoltaico contro le sovracorrenti (seguito)

La regola generale vuole che ogni stringa sia protetta singolarmente da un dispositivo di protezione. In alcuni casi di moduli che hanno una tenuta molto elevata di corrente inversa, N_p stringhe possono essere collegate in parallelo ad un dispositivo di protezione unico.

N_p max.: Numero massimo di stringhe in parallelo per dispositivo di protezione

Tenuta di corrente inversa del modulo	N_{pmax}
$1,4 I_{scSTC} \leq I_{RM} < 3,8 I_{scSTC}$	1
$3,8 I_{scSTC} \leq I_{RM} < 6,2 I_{scSTC}$	2
$6,2 I_{scSTC} \leq I_{RM} < 8,6 I_{scSTC}$	3

Caso generale: $(2,4 N_{pmax} - 1) I_{scSTC} \leq I_{RM} < (2,4 N_{pmax} + 1,4) I_{scSTC}$

Informazione dei I_{RM} forniti dai costruttori di moduli fotovoltaici

Alcuni costruttori di moduli precisano una corrente inversa max. pressoché uguale alla corrente nominale di cortocircuito e un calibro di fusibile nettamente più elevato.

Apparentemente, questa bassa corrente inversa comunicata è destinata a definire delle correnti di sbrinamento o di rimozione di strati sottili di neve, poiché il valore del fusibile indica effettivamente la protezione in condizioni di guasto.

Quando il costruttore definisce un fusibile max., occorre tenere conto di questo dato. Tuttavia, ogni eventuale dubbio sul tipo esatto di fusibile deve essere obbligatoriamente chiarito con il "servizio clienti" del costruttore dei moduli.

Scelta della protezione in caso di irraggiamento solare eccessivo

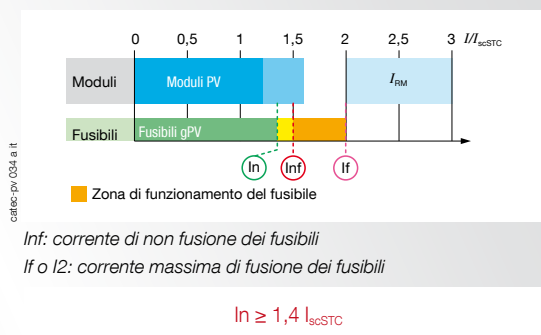
L'utilizzo del fusibile al di sopra della corrente nominale deve essere evitato. Questa zona critica è la zona tra la corrente nominale e la corrente di non fusione (Inf).

Questo è ancora più imperativo per fusibili sottoposti a fluttuazioni di temperatura in modo ciclico, tipici dei sistemi PV.

La corrente nominale I_n del fusibile PV della stringa deve essere superiore alla corrente massima di funzionamento della stringa, che varia da 1,25 a 1,6 I_{scSTC} in funzione delle condizioni climatiche e dell'irraggiamento solare.

In condizioni normali di utilizzo, i fusibili PV non devono intervenire e neanche degradare l'impianto al fine di evitare le perdite di esercizio.

Al fine di soddisfare questa necessità, la corrente nominale I_n del fusibile viene scelta al 40% al di sopra di I_{sc} della stringa PV.



Scelta della protezione in funzione della tenuta dei moduli a corrente inversa (I_{RM})

La corrente I_{RM} , secondo la norma IEC 61730, corrisponde ad una prova di 2 ore a $1,35 I_{RM}$; in tal modo, la protezione è assicurata se il fusibile scelto funziona correttamente prima di questo valore di $1,35 I_{RM}$.

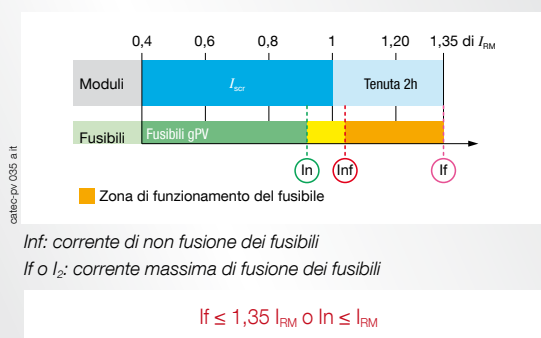
Il tempo convenzionale di apertura If (o I_2) di un fusibile è di 1 ora, cioè inferiore alle 2 ore del modulo, e questo procura un margine di sicurezza fornendo una corrente max. del fusibile per un modulo specifico.

I diversi tipi di fusibili hanno tempi e correnti convenzionali di fusione diversi, per questo è necessario confermare con le regole di coordinamento indicate in basso.

$I_n \leq 0,85 I_{RM}$ per i fusibili gR, gS o gG ≥ 16 A

$I_n \leq 0,7 I_{RM}$ per i fusibili gG < 16 A

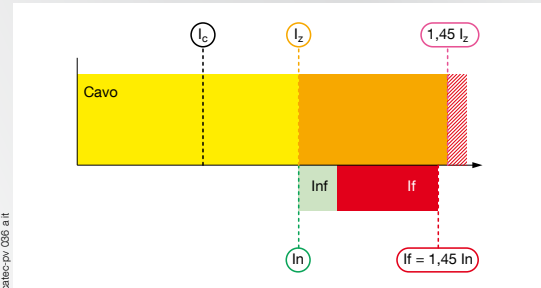
I fusibili "gPV", conformi alla futura norma IEC 60 269-6, stabiliscono la protezione PV, $I_f = 1,45 I_n$ e possono essere scelti a $I_n \leq I_{RM}$.



Protezione di un generatore fotovoltaico contro le sovracorrenti (seguito)

Scelta della protezione delle canalizzazioni del generatore

La scelta della protezione della canalizzazione consiste nel definire un fusibile che eliminerà una sovracorrente prima che quest'ultima degradi la canalizzazione per riscaldamento. Questa disposizione è assicurata se la corrente di fusione del fusibile è inferiore a 1,45 volte la corrente ammissibile in questa canalizzazione (I_2). Questo valore di corrente I_2 deve tenere conto dell'insieme dei coefficienti di declassamento abituali, come la temperatura ambiente, il numero di canalizzazioni in parallelo, ecc.

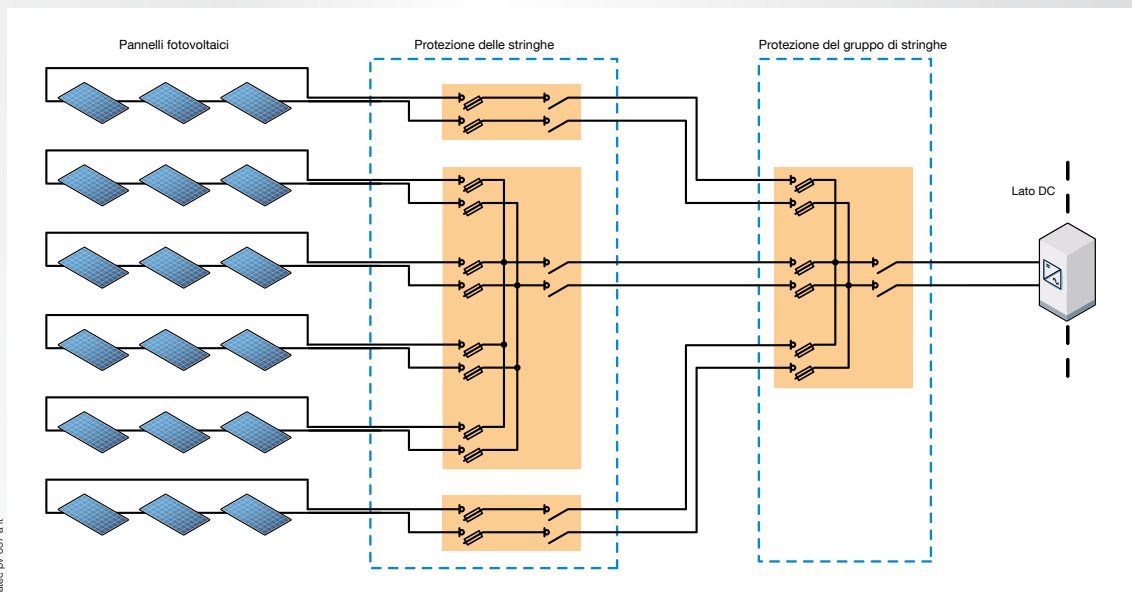


Scelta del fusibile di protezione delle canalizzazioni del gruppo di stringhe (N: n. di stringhe)

$$I_n \geq 1,4 I_{\text{gruppo}} = N \times 1,4 I_{\text{stringa}}$$

$$I_2 \leq 1,45 I_2$$

Fusibile di protezione generatore fotovoltaico (N: n. di gruppi)



$$I_n \geq 1,4 I_{scSTC} \text{ generatore} = N \times 1,4 I_{scSTC} \text{ gruppo}$$

Questa protezione del generatore è necessaria solo in presenza di un sistema con batterie.

In sintesi

Correnti ammissibili dei cavi di stringhe PV e scelta dei dispositivi di protezione associati.

Nc Numero di stringhe del generatore	Corrente inversa massima in una stringa	Obbligo di protezione	In Corrente assegnata dei dispositivi di protezione delle stringhe	I ₂ Corrente ammissibile dei cavi di stringhe PV
1	-	No		$I_2 \geq 1,25 I_{scSTC}$
2	$1,25 I_{scSTC}$			$I_2 \geq 1,25 I_{scSTC}$
$Nc \leq Nc_{max}$ $Nc > Nc_{max}$ e $Np = 1$	$(Nc - 1) 1,25 I_{scSTC}$	Sì	$I_n \geq 1,4 I_{scSTC}$ $I_n \leq I_{RM}$	$I_2 \geq (Nc - 1) 1,25 I_{scSTC}$
$Nc > Nc_{max}$ e $Np > 1$	$(Nc - 1) 1,25 I_{scSTC}$		$I_n \geq 1,4 I_{scSTC}$ $I_n \leq I_{RM} - (Np - 1) I_{scSTC}$	$I_2 \geq I_2$

Protezione di un generatore fotovoltaico

Protezione di un generatore fotovoltaico contro le sovracorrenti (seguito)

• Potere di interruzione dei fusibili fotovoltaici

I fusibili PV di stringhe devono avere un potere di interruzione superiore o uguale alla corrente massima di guasto del sistema PV. Un valore di 25 kA d.c. è raccomandato per tenere conto di eventuali batterie o degli eventuali ritorni di potenza dalla rete di distribuzione. La costante di tempo di un circuito PV è comunemente inferiore a 2 ms (L/R), i fusibili PV accettano delle costanti di tempo fortemente superiori.

• Tipo di fusibili da installare

I fusibili PV devono essere scelti con una curva del tipo utilizzo generale "g", perché devono interrompere in totale sicurezza l'intero intervallo delle correnti, dal valore minimo di fusione al massimo del potere di interruzione.

I fusibili della serie "a" (tipo accompagnamento) sono completamente inadatti e non devono essere utilizzati in alcun caso, perché presentano dei rischi di mancata gestione dell'arco al di sotto del loro potere di interruzione minimo.

L'utilizzo di fusibili inadatti in un impianto PV può provocare molto più danni che protezione.

• Tensione di esercizio del fusibile fotovoltaico

Per tenere conto delle influenze della temperatura in condizioni "fredde", si raccomanda di aumentare del 20% la tensione di utilizzo del fusibile da installare.

$$U_n \geq U_{ocSTC} \times 1,2$$

U_{ocSTC} : tensione a circuito aperto della stringa PV

Nota:

il coefficiente 1,2 permette di tenere conto delle variazioni della tensione U_{ocSTC} in funzione della temperatura bassa fino a -25 °C per pannelli mono o policristallini. Per impianti nei quali le temperature minime sono diverse, è possibile adattare questo coefficiente.

• Declassamento termico

Sebbene i fusibili PV dissipino relativamente poco calore, la temperatura interna dei quadri di campo che assicurano la protezione delle stringhe deve essere presa in considerazione a causa dell'esposizione alle temperature ambiente elevate e del numero consistente di materiali come i diodi di blocco o altri equipaggiamenti di sorveglianza.

I fattori di diversità (RDF) raccomandati dalla norma IEC 61 439 non sono applicabili, perché è necessario considerare tutti i circuiti al loro carico massimo e nello stesso tempo (fattore di diversità =1).

Devono essere applicati i fattori di declassamento di temperatura raccomandati dal costruttore di fusibili.

• Protezione bipolare

Qualunque sia la rete d.c. polarizzata o flottante, la protezione contro le correnti inverse deve essere assicurata sulle due polarità "+" e "-". La polarizzazione funzionale può essere interrotta, per questo le correnti di guasto possono richiudersi attraverso una delle due polarità.

Si raccomanda inoltre fortemente di associare questi fusibili a sezionatori fusibili adatti, per assicurare l'eventuale sostituzione dei fusibili in totale sicurezza (IPxxB).

Questa operazione deve essere eseguita obbligatoriamente senza carico; è fondamentale prevedere nella immediata prossimità di queste protezioni di fusibile, un interruttore sezionatore che assicuri l'interruzione di carico del generatore PV a monte e il sezionamento di sicurezza (distanza di isolamento, garanzia delle linee di perdita, apertura completamente apparente o visibile...).

In un impianto accessibile a personale non qualificato o competente, l'accesso al sezionatore fusibile, allo scaricatore e ad altri apparecchi che non hanno un potere di interruzione deve essere asservito all'apertura di un interruttore che autorizza l'accesso a questi materiali.



Prevenzione contro la degradazione degli impianti fotovoltaici

Le correnti di guasto nei generatori PV dipendono fortemente dall'irraggiamento solare e possono essere molto al di sotto di I_{scSTC} . Archi elettrici possono mantenersi con correnti incapaci di attivare il dispositivo di protezione contro le sovracorrenti ed è per questo motivo che tutto deve essere predisposto al fine di premunirsi contro i guasti in grado suscettibili di generare archi elettrici in un generatore PV.

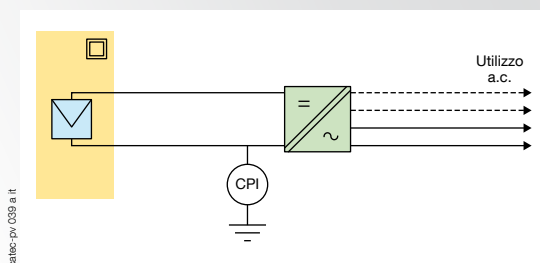
Le principali precauzioni consistono nell'installare moduli normalizzati IEC 61730-2 di classe II e un impianto a monte degli inverter di classe II o con isolamento rinforzato. In seguito, a seconda della tipologia di moduli scelti, è necessario prendere in considerazione l'utilizzo di inverter con o senza isolamento galvanico.



• Prevenzione dei rischi di archi in un impianto non polarizzato e inverter con separazione galvanica

In questo caso, i mezzi complementari di prevenzione consistono nell'installare delle unità di controllo permanenti di isolamento con allarme sonoro e/o visivo; questo equipaggiamento deve poter assicurare la sorveglianza di guasti in un impianto a d.c. per le tensioni $U_{oc} \times 1,2$.

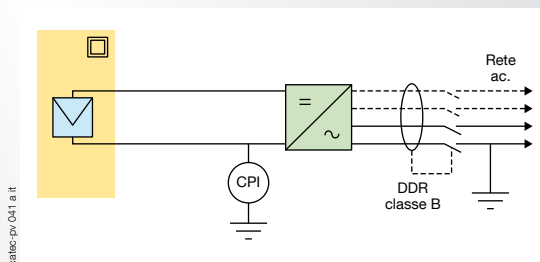
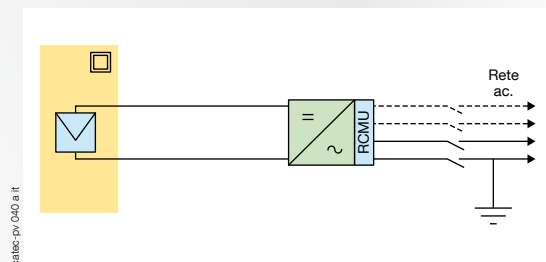
Nel caso di un impianto esteso ($> 100 \text{ kWp}$), si raccomanda fortemente di prevedere l'installazione di dispositivi che permettano la localizzazione sotto tensione dei guasti di isolamento.



• Prevenzione dei rischi di archi in un impianto non polarizzato e inverter senza separazione galvanica

In questo caso, i mezzi complementari di prevenzione consistono nel prevedere un dispositivo di rilevamento di componenti continue che scollega automaticamente l'inverter dalla rete.

A questo dispositivo è necessario aggiungere un equipaggiamento che assicura una misurazione giornaliera dell'isolamento dell'intero impianto (generatore e inverter). Questa misura viene eseguita quando l'inverter è scollegato dalla rete a.c.



Nota:

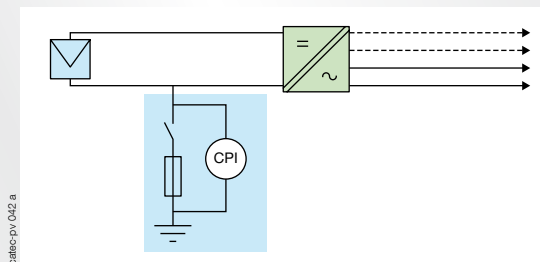
Queste disposizioni sono assicurate soprattutto dal dispositivo RCMU degli inverter conforme alla prenorma VDE 0126-1.

• Prevenzione dei rischi di archi in un impianto polarizzato direttamente a terra

Questa scelta impone l'utilizzo di inverter con separazione galvanica.

In questo caso, i mezzi complementari di prevenzione consistono nel prevedere un fusibile in serie alla messa a terra funzionale per limitare la corrente di anomalia o un dispositivo di interruzione automatica comandato da un relè differenziale di tipo B.

Al fine di controllare correttamente anche la polarità normalmente collegata a terra è necessario eseguire giornalmente un controllo dell'isolamento dell'intero impianto, generatore e inverter, con la messa a terra funzionale aperta. L'apertura della protezione contro le sovracorrenti in serie o il superamento della soglia di isolamento devono attivare un allarme sonoro e/o visivo per avvisare l'utilizzatore.



Protezione di un generatore fotovoltaico

Prevenzione contro la degradazione degli impianti fotovoltaici (seguito)

- **Prevenzione dei rischi di archi in un impianto polarizzato attraverso una resistenza di terra**

Questa scelta impone l'utilizzo di inverter con separazione galvanica.

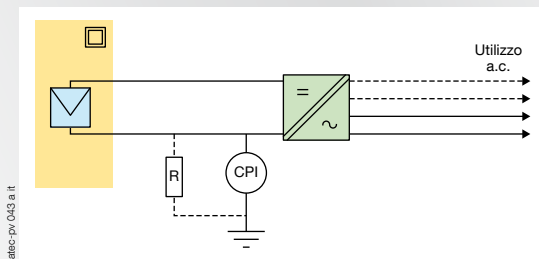
In questo caso, i mezzi complementari di prevenzione consistono nel prevedere una unità di controllo permanente di isolamento con allarme sonoro e/o visivo; esso deve poter assicurare il controllo dell'isolamento per delle tensioni $U_{oc} \times 1,2$.

La soglia di allarme del controllo dell'isolamento deve tenere conto del valore della resistenza stessa.

Quest'ultima deve essere dimensionata secondo le specifiche del costruttore dei pannelli (valore e potenza).

Nota:

Nel caso di impianto non sorvegliato durante la produzione da personale BA4 o BA5 (es.: residenziale), il rilevamento di un guasto impedisce il riavvio dell'impianto la mattina seguente.



Cella PV

Dispositivo PV fondamentale che può generare elettricità quando è sottoposto ad una luce, come quella di un irraggiamento solare.

Modulo PV

Il più piccolo insieme di celle solari interconnesse e completamente protetto dall'ambiente esterno.

Stringa PV

Circuito nel quale dei moduli PV sono collegati in serie al fine di formare degli insiemi in modo da generare la tensione di uscita specificata.

Gruppo PV

Gruppo meccanico ed elettrico integrato di stringhe e di altri componenti per costituire un'unità di produzione di energia elettrica a corrente continua.

Quadro di campo PV

Cassetta/Quadro nel quale tutte le stringhe PV di tutti i gruppi PV sono collegate elettricamente e all'interno del quale possono essere collocati gli eventuali dispositivi di protezione.

Generatore PV

Insieme di gruppi PV, chiamato anche campo PV.

Equipaggiamento di conversione PV

Dispositivo che trasforma la tensione e la corrente continua in tensione e in corrente alternata, chiamato anche inverter.

Condizioni di prova normalizzate (STC)

Condizioni di prova prescritte nella NF EN 60904-3 (C 57-323) per le celle e i moduli PV.

Tensione a circuito aperto U_{ocSTC}

Tensione in condizioni di prova normalizzate, sui morsetti di un modulo PV (o di una stringa PV o di un gruppo PV) senza carico (aperti) o sui morsetti della parte DC dell'inverter PV.

Corrente di cortocircuito I_{scSTC}

Corrente di cortocircuito di un modulo, di una stringa, di un gruppo PV o di un generatore PV in condizioni di prova normalizzate.

Corrente inversa massima I_{RM}

Valore massimo della corrente inversa al quale un modulo può resistere senza subire danni. Questo valore è indicato dal costruttore.

Nota 1: Questo valore non riguarda la corrente supportata dai diodi di protezione contro i fenomeni di flashover, ma la corrente che percorre le celle PV nella direzione inversa rispetto alla corrente normale.

Nota 2: Il valore tipico per moduli in silicio cristallino è compreso tra 2 e 2,6 I_{scSTC} del modulo.

Punto di massima potenza (MPP o MPPT)

Questo principio, come viene indicato dal suo nome inglese (Maximum Power Point Tracker), permette di seguire il punto di massima potenza di un generatore elettrico non lineare come un generatore fotovoltaico.

L'MPPT indica anche comunemente un componente dell'inverter che permette a quest'ultimo di utilizzare l'irradiazione in modo ottimale, adattando il suo carico alle caratteristiche del generatore PV in funzione dell'irraggiamento solare effettivo.