

## IL RISCHIO DI FULMINAZIONE DEI SISTEMI DI GENERAZIONE FOTOVOLTAICA

Giovanni Luca Amicucci, Fabio Fiamingo

*Istituto Superiore per la Prevenzione e la Sicurezza del Lavoro (ISPESL), Dipartimento Tecnologie di Sicurezza, Laboratorio di Elettronica ed Elettrotecnica, Monte Porzio Catone (Roma)*

(Parole chiave: impianti fotovoltaici, rischio di fulminazione, valutazione del rischio, sistemi di protezione dai fulmini, protezione dalle sovratensioni)

### SINTESI

**CONTESTO** - Gli incentivi finanziari, come le tariffe agevolate per quei soggetti che rivendono elettricità prodotta con l'energia solare, hanno favorito le installazioni fotovoltaiche in molti paesi in tutto il mondo. Tali installazioni hanno però, un costo che può essere elevato. Del costo fanno parte le spese per il campo di pannelli fotovoltaici che converte la luce solare in energia elettrica, per il *power inverter*, che trasforma la tensione da continua in alternata, per il trasformatore da bassa ad alta tensione e per la connessione alla linea di distribuzione.

Se avviene un guasto a uno di tali elementi, si devono aggiungere le spese per la riparazione e/o sostituzione dell'elemento danneggiato.

In tal caso, cresce il periodo di tempo necessario perché il proprietario dell'impianto abbia un ritorno dell'investimento affrontato.

**OBIETTIVI** - Poiché guasti si possono avere a causa di sovratensioni e/o sovracorrenti dovute a fenomeni atmosferici, cioè a effetti prodotti dai fulmini, nel presente lavoro è proposto un metodo per scegliere i sistemi di protezione dai fulmini in modo da proteggere i sistemi fotovoltaici (campi di pannelli solari) dai fulmini diretti o vicini.

**METODI** - Il metodo proposto si basa sull'analisi del rischio di fulminazioni fatta in accordo con le prescrizioni della Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2).

**RISULTATI** - Sulla base dell'entità del rischio di fulminazione è proposta l'adozione di opportune misure di sicurezza, ricavabili dalla serie di Norme CEI EN 62305 e dalle linee guida CEI 82-4:1998 (CEI EN 61173).

*BOW PO/base indexing:*

CIS: Protezione contro i fulmini [CIS: Sn]; Protezione contro le sovratensioni [CIS: Saepu]; Valutazione dei rischi [CIS: Qra]; Elementi di rischio [CIS: Yad]; Industria fotovoltaica [CIS: Xets]; Industria elettromeccanica [CIS: Xet]; Produzione di energia elettrica [CIS: Xoc]

EUOSHA OSH: Centrali elettriche [OSH: 58761C]; Rischi elettrici [OSH: 40321C]; Rischi fisici [OSH: 40281B]; Valutazione del rischio [OSH: 19641D]

ATECO: Produzione e distribuzione di energia elettrica, di gas, e di calore [ATECO: 40]

## INTRODUZIONE

Negli ultimi anni, i Governi di molti Paesi nel mondo hanno cercato di incrementare la quota di energia elettrica generata tramite sistemi fotovoltaici ricorrendo a vari tipi di incentivazione.

In Italia la realizzazione di impianti fotovoltaici è incentivata secondo quanto definito dal D.M. 19 febbraio 2007 [1], attraverso l'adozione del cosiddetto "conto energia", ovvero il Gestore dei Servizi Elettrici (GSE)<sup>1</sup>, paga al proprietario dell'impianto, un corrispettivo (tariffa incentivante) per tutta l'energia che viene prodotta dall'impianto nell'arco di venti anni. Tale incentivo vale ad oggi, intorno allo 0,40€/kWh e può variare del  $\pm 20\%$  a secondo della taglia dell'impianto e a secondo della sua integrazione nella struttura ospitante. Vengono privilegiati impianti di dimensioni ridotte e maggiormente integrati. Detta tariffa può essere aumentata del 5% se ricorrono alcune condizioni particolari (es. sostituzione di tetti in eternit), oppure fino al 30% se il fotovoltaico è abbinato alla gestione efficiente dell'energia elettrica.

Oltre alle tariffe incentivanti, un ulteriore beneficio può essere ricavato dall'utilizzo dell'energia prodotta. Tale energia può essere utilizzata localmente e/o immessa in rete e si distinguono tre alternative sulla sua valorizzazione:

- Scambio sul posto - l'energia non utilizzata viene ceduta in rete e costituirà un saldo positivo di energia da sottrarre al saldo negativo dovuto ai consumi eccedenti la produzione nell'arco di un periodo di fatturazione. La bolletta elettrica verrà calcolata sulla differenza tra questi due valori conducendo a un possibile risparmio proporzionale all'energia prodotta.
- Vendita "indiretta" - l'energia non utilizzata viene venduta direttamente al GSE che riconosce un prezzo fisso oppure un prezzo di mercato (a seconda dei volumi di produzione) per la produzione.
- Vendita "diretta" - l'energia non utilizzata viene venduta al mercato elettrico (scelta non consigliabile per il fotovoltaico).

I sistemi di generazione fotovoltaica (PVPGS dall'inglese *photovoltaic power generating system*) possono essere colpiti dai fulmini diretti o risentire degli effetti dovuti ai fulmini vicini. In caso di fulmini diretti, possono aversi gravi danni e malfunzionamenti degli apparati di tali sistemi. Tuttavia anche i fulmini vicini, per mezzo dell'impulso elettromagnetico (LEMP dall'inglese *lightning electromagnetic pulse*), possono provocare danni non trascurabili. In tale contesto è evidente che una protezione inadeguata dai danni provocati dai fulmini può accrescere il tempo necessario per il ritorno dell'investimento (ROI dall'inglese *return on investment*) e per il recupero energetico (*energy pay-back*) [2] del sistema fotovoltaico (acronimo PV dall'inglese *photovoltaic*). In pratica il proprietario dell'impianto che ha effettuato notevoli investimenti, potrebbe vedere vanificate le sue aspirazioni se uno o più componenti del suo PVPGS fossero danneggiati dai fulmini.

La Norma CEI 82-4:1998 (CEI EN 61173) [3] fornisce delle Linee guida per le misure di protezione dei sistemi fotovoltaici contro i pericoli dovuti alle sovratensioni, come la messa a terra, la schermatura, l'intercettazione dei fulmini e l'installazione dei dispositivi per la protezione dalle scariche (SPD dall'inglese *surge protective devices*). L'adozione di tali misure, per essere utile, deve basarsi su un'attenta valutazione dei possibili rischi fatta con criteri ingegneristici.

Pertanto, scopo del presente lavoro è descrivere l'applicazione della procedura per la valutazione del rischio di fulminazione proposta dalla Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4], per convalidare l'adozione di alcune delle misure di protezione suggerite dalle linee guida CEI 82-4:1998 (CEI EN 61173) [3] e, se possibile proporre altre misure che potrebbero essere adottate.

È stata quindi sviluppata una procedura completa di gestione del rischio secondo la Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4], per la valutazione del rischio di perdita di vite umane ( $R_1$ ) e per la valutazione del rischio di perdite economiche ( $R_4$ ).

<sup>1</sup> Il Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) è una società per azioni - interamente posseduta dal Ministero dell'Economia e delle Finanze - che promuove lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia. GSE gestisce l'erogazione degli incentivi come "conto energia" a sostegno degli impianti fotovoltaici.

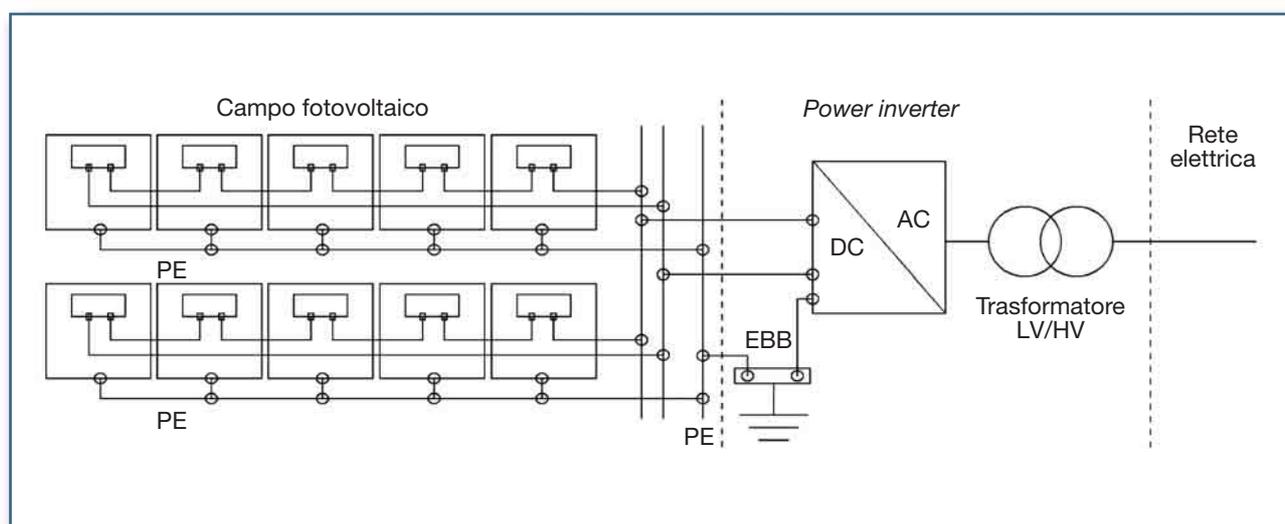
## 1. MATERIALI E METODI

### 1.1 Sistemi fotovoltaici considerati

Un PVPGS è costituito da un generatore fotovoltaico di tensione continua (DC) detto anche campo di pannelli solari o campo fotovoltaico, che trasforma in elettricità la luce solare, da un *power inverter* che converte la DC in tensione alternata (AC) e da un trasformatore da bassa ad alta tensione (LV/HV) per connettere il PVPGS alla rete elettrica.

Il campo di pannelli solari è costituito da più moduli fotovoltaici connessi in serie e in parallelo (Figura 1), in modo da raggiungere il valore nominale della tensione (di solito minore di 600 V DC). L'uscita in continua del campo fotovoltaico è connessa al *power inverter*, che converte la tensione continua in alternata (400/230 V AC), e per mezzo del trasformatore LV/HV è connessa alla rete dell'ente distributore (20k V AC).

**FIGURA 1** - Schema di un sistema di generazione fotovoltaica e suoi componenti principali



Il sistema di distribuzione adottato in accordo con la Norma CEI 64-8/2:2007 [5] è IT dal lato in continua del sistema, e TN dal lato in alternata del sistema<sup>2</sup>.

Ai fini delle analisi portate a termine nel presente lavoro, sono stati presi in considerazione due casi (Figura 2):

- un sistema PVPGS montato su di un terrazzo, con un campo di pannelli solari (struttura da proteggere) largo 45 m, lungo 60 m (circa 250 kWp) e alto 15 m dal suolo (inclusi 1,5 m dell'intelaiatura metallica di ciascun modulo);
- un sistema PVPGS sito al suolo, con un campo di pannelli solari largo 45 m, lungo 60 m (stessa area piana del sistema montato sul terrazzo) e alto 1,5 m (altezza dell'intelaiatura metallica di ciascun modulo).

<sup>2</sup> La norma internazionale, CEI 60364 classifica tre modi di messa a terra con la combinazione di due lettere, TN, TT e IT.

La prima lettera indica il collegamento fra la terra e il sistema di alimentazione (generatore o trasformatore):

T: collegamento diretto a terra di un punto;

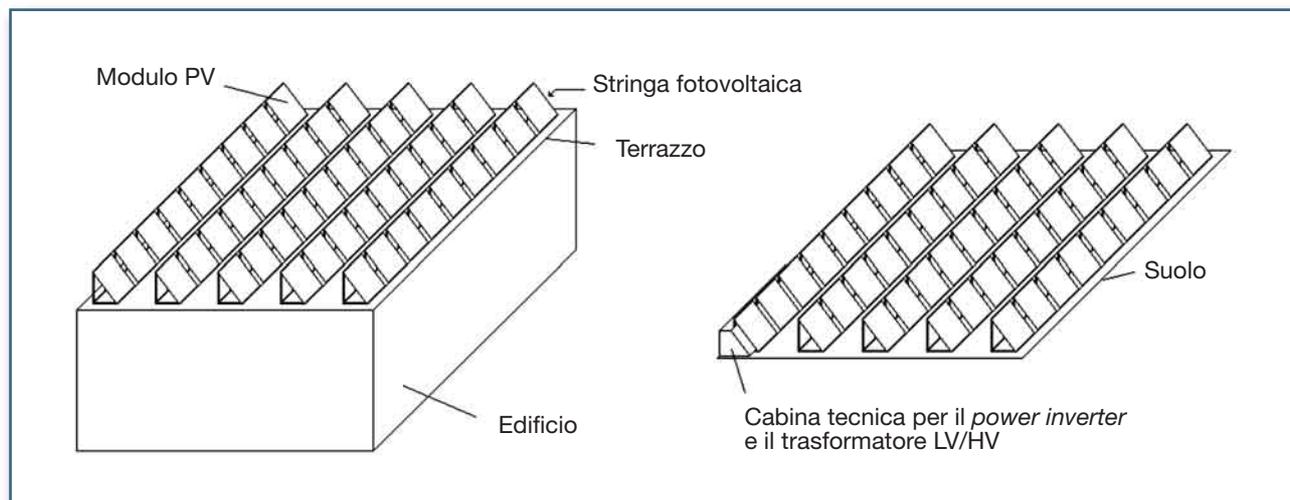
I: isolamento da terra, oppure collegamento a terra di un punto, tramite un'alta impedenza.

La seconda lettera indica il collegamento fra la terra e il dispositivo alimentato:

T: collegamento diretto a terra di un punto;

N: collegamento diretto al neutro del sistema di alimentazione, che è messo a terra.

**FIGURA 2** - Esempi di un sistema fotovoltaico sito su di un terrazzo (a sinistra) e di un sistema fotovoltaico sito al suolo (a destra)



Il campo di pannelli solari alimenta un *power inverter* costituito da quattro elementi DC/AC da 80 kW ciascuno, che, in parallelo, sono connessi alla rete elettrica per mezzo di un trasformatore LV/HV da 315 kVA.

Si assume che le strutture siano isolate, che non abbiano alcun sistema di protezione dai fulmini (LPS dall'inglese *lightning protection system*) e che nessuna persona sia presente nelle loro vicinanze per tempi rilevanti.

Le aree di raccolta delle strutture da proteggere, come definite nella Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4], sono: per il sistema sito sul terrazzo equivalenti all'area di raccolta dell'edificio che alloggia il campo di pannelli fotovoltaici, mentre per il sistema sito al suolo equivalenti all'area di raccolta del campo di pannelli stesso.

Il *power inverter* DC/AC e il trasformatore, sono situati all'interno dell'edificio che alloggia il sistema fotovoltaico nel caso di sistema sito sul terrazzo, mentre nel caso di sistema sito al suolo, sono all'interno di una cabina a loro dedicata (la cabina si trova all'interno del campo fotovoltaico, al di sotto dell'intelaiatura metallica di alcuni moduli, in modo da non aggiungere contributi alle aree di raccolta). Il sistema è connesso alla rete elettrica con un cavo HV di potenza, schermato ( $R_s \leq 1 \Omega/\text{km}$ ) e interrato ( $\rho = 500 \Omega\text{m}$  e lunghezza 1000 m), in un ambiente rurale (così come definito nella Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4].

Si assume che non siano installati sistemi coordinati di SPD.

Nelle Tabelle 1 e 2 sono riassunti i dati e le caratteristiche delle strutture e dei loro sistemi interni.

**TABELLA 1** - Caratteristiche delle strutture

Parametro	Commento	Simbolo(*)	Valore
Dimensioni del campo fotovoltaico (m)	sistema sito sul terrazzo	$L_b \times W_b \times H_b$	60×45×15
Dimensioni del campo fotovoltaico (m)	sistema sito al suolo	$L_b \times W_b \times H_b$	60×45×1,5
Fattore di località delle strutture	isolate	$C_d$	1
Schermatura all'esterno delle strutture	nessuna	$K_{S1}$	1
Schermatura all'interno delle strutture	nessuna	$K_{S2}$	1
Persone presenti nella struttura	all'interno della struttura (solo per il sistema sito sul terrazzo)	$n_t$	$n$
Persone presenti nella struttura	all'esterno della struttura	$n_t$	(non rilevanti)

\* per maggiori informazioni sui simboli adottati consultare la Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4]

Le persone presenti all'esterno delle strutture sono "non rilevanti", poiché si suppone che le strutture di tipo industriale, siano site in zone rurali e recintate, pertanto le persone stazionano nei loro pressi per tempi brevissimi e a una certa distanza. Per quanto riguarda il sistema sito sul terrazzo, le persone site all'interno dell'edificio (di tipo industriale) sono quantificate con un generico  $n$ , poiché i valori di  $L_t$  e  $L_f$  utilizzati nel seguito sono stati ricavati direttamente dalle tabelle dell'Allegato C della Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4].

**TABELLA 2** - Sistemi interni (DC e AC) e caratteristiche delle principali linee elettriche entranti

Parametro	Commento	Simbolo(*)	Valore
Resistività del suolo	$\Omega\text{m}$	$\rho$	500
Lunghezza (m)	m	$L_c$	1.000
Trasformatore LV/HV	all'ingresso dell'edificio	$C_t$	0,2
Fattore di località della linea	isolata	$C_d$	1
Fattore ambientale della linea	rurale	$C_e$	1
Schermatura della linea	linea schermata (connessa alla sbarra equipotenziale e apparecchiature connesse alla stessa sbarra) $R_s \leq 1 \Omega/\text{km}$ e $U_w = 6 \text{ kV}$	$P_{LD}$ $P_{LI}$	0,02 0,002
Precauzioni di cablaggio interne (entrambi i lati DC e AC)	cavo non schermato, nessuna precauzione di cablaggio al fine di evitare spire	$K_{S3}$	1
Tensione di tenuta dell'isolamento delle apparecchiature (dal lato DC fino al primario del trasformatore LV/HV)	$U_w = 1,5 \text{ kV}$	$K_{S4}$	1
Sistema di protezione con SPD coordinati	nessuno	$P_{SPD}$	1
Dimensioni della struttura al lato "a" della linea (*)	nessuna struttura adiacente alla struttura da proteggere	-	-

\* per maggiori informazioni sui simboli adottati consultare la Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4]

## 1.2 Valutazione del rischio di fulminazione per il sistema PVPGS sito sul terrazzo

La valutazione del rischio di fulminazione per il sistema PVPGS sito sul terrazzo, viene effettuata calcolando il rischio di perdita di vite umane ( $R_1$ ) e il rischio di perdita economico ( $R_4$ ).

### 1.2.1 Rischio di perdita di vite umane ( $R_1$ )

Secondo la Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4] è possibile definire due zone. Infatti la superficie esterna dell'edificio che ospita il campo di pannelli fotovoltaici, ai fini valutativi va considerato in modo diverso rispetto alla superficie interna. Vi è un unico compartimento a prova di incendio e nessuna schermatura spaziale tra le due zone:

$Z_1$  = esterno dell'edificio che ospita il campo di pannelli fotovoltaici;

$Z_2$  = interno dell'edificio che ospita il campo di pannelli fotovoltaici (utilizzato per alloggiare i sistemi interni).

TABELLA 3 - Zona Z<sub>1</sub>. Sistema PVPGS sito sul terrazzo. Rischio R<sub>1</sub>

Parametro	Commento	Simbolo(*)	Valore
Tipo di superficie calpestabile nei pressi delle strutture	erba	$r_a$	$10^{-2}$
Tipo di protezione dai contatti	recinzione	$P_A$	$\approx 0$
Perdite per tensioni di contatto e passo nei pressi delle strutture	si	$L_t$	$10^{-2}$
Tipo di superficie calpestabile sul terrazzo	cemento armato	$r_a$	$10^{-2}$
Perdite per tensioni di contatto e passo sul terrazzo	no (evitando la manutenzione durante i temporali)	$L_t$	$\approx 0$

\* per maggiori informazioni sui simboli adottati consultare la CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4]

TABELLA 4 - Zona Z<sub>2</sub>. Sistema PVPGS sito sul terrazzo. Rischio R<sub>1</sub>

Parametro	Commento	Simbolo(*)	Valore
Tipo di superficie dei pavimenti	cemento	$r_u$	$10^{-2}$
Rischio di incendio	dipende dal tipo di edificio su cui è installato il sistema fotovoltaico, nel caso in esame si può assumere che il rischio di incendio sia ridotto (la struttura può contenere materiale combustibile solo occasionalmente)	$r_f$	$10^{-3}$
Pericoli particolari	nessun pericolo particolare	$h_z$	1
Protezione antincendio	una delle seguenti protezioni: estintori, impianto fisso di estinzione operato manualmente, impianto di allarme manuale, idranti, compartimentazione antincendio, vie di fuga protette	$r_p$	0,5
Sistemi elettrici interni (incluso il sistema elettrico dell'edificio)	si (connessi al quadro principale)		
Perdite per tensioni di contatto e passo	si	$L_t$	$10^{-2}$
Perdite per danni fisici	si	$L_f$	$5 \times 10^{-2}$
Probabilità di danno, componente di rischio $R_B$	Nessun LPS	$P_B$	1
Probabilità di danno, componente di rischio $R_U$	Nessun SPD installato, linea schermata (connessa alla sbarra equipotenziale e apparecchiature connesse alla stessa sbarra) $R_s \leq 1 \Omega/\text{km}$ ; $U_w = 6 \text{ kV}$	$P_U = P_{LD}$	0,02
Probabilità di danno, componente di rischio $R_V$	Nessun SPD installato, linea schermata (connessa alla sbarra equipotenziale e apparecchiature connesse alla stessa sbarra) $R_s \leq 1 \Omega/\text{km}$ ; $U_w = 6 \text{ kV}$	$P_V = P_{LD}$	0,02

\* per maggiori informazioni sui simboli adottati consultare la Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4]

Secondo la Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4] le componenti del rischio  $R_1$  sono espresse da:

$$R_1 = R_A + R_B + R_U + R_V \quad (1)$$

dove:

$$R_A = N_D \times P_A \times r_a \times L_t \quad (2)$$

$$R_B = N_D \times P_B \times r_p \times h_z \times r_f \times L_f \quad (3)$$

$$R_U = N_L \times P_U \times r_u \times L_t \quad (4)$$

$$R_V = N_L \times P_V \times r_p \times h_z \times r_f \times L_f \quad (5)$$

I calcoli relativi al rischio  $R_1$  vanno ripetuti per ciascuna delle zone in cui è stata divisa la struttura, considerando però, in ciascuna zona solo le componenti di rischio che interessano. Il rischio complessivo è dato dalla somma dei rischi delle singole zone.

Come riportato nella Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4], la probabilità  $P_A$  è trascurabile per via della recinzione, la probabilità  $P_B$  è uguale a 1 poiché la struttura non è protetta con un LPS, le probabilità  $P_U$  e  $P_V$  sono uguali a PLD poiché non sono installati SPD.

Assumendo una densità di fulmini a terra di

$$N_g = 4 \text{ fulmini}/(\text{anno} \times \text{km}^2) \text{ (valore massimo in Italia)} \quad (6)$$

si può ottenere un numero di eventi dannosi dovuti ai fulmini diretti sulla struttura (campo fotovoltaico) pari a:

$$N_D = N_g \times C_d \times A_d \times 10^{-6} \quad (7)$$

Utilizzando i valori della Tabella 1, le formule (6) e (7) forniscono il seguente valore:

$$N_D = 7,4 \times 10^{-2} \quad (8)$$

Mentre  $N_L$ , il numero di eventi dannosi dovuti ai fulmini diretti sui servizi (linee di potenza HV) è pari a:

$$N_L = N_g \times C_d \times C_t \times A_l \times 10^{-6} \quad (9)$$

Utilizzando i valori della Tabella 1, le formule (6) e (9) forniscono il seguente valore:

$$N_L = 1,7 \times 10^{-2} \quad (10)$$

È possibile notare, che il numero di eventi dannosi dovuti ai fulmini diretti sulla struttura, è circa quattro volte maggiore del valore ottenuto per il numero di eventi dannosi dovuti ai fulmini sui servizi.

Quindi, utilizzando i valori delle Tabelle 1, 2, 3 e 4 è possibile ottenere il seguente valore per il rischio  $R_1$  nella zona  $Z_2$  (tale rischio non include  $R_A$  che va a costituire il rischio  $R_1$  nella zona  $Z_1$ ):

$$R_1 = 1,89 \times 10^{-6} \quad (11)$$

Si noti che il rischio  $R_1$  nella zona  $Z_1$  è praticamente nullo, per via della recinzione intorno all'edificio e del fatto che durante i temporali non sono effettuate attività manutentive sul terrazzo. Pertanto, il rischio  $R_1$  complessivo si riduce al solo valore della zona  $Z_2$  dato dalla formula (11).

Considerando il valore del rischio tollerabile pari a  $R_T = 1 \times 10^{-5}$ , come suggerito dalla Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4], poiché è  $R_1 \leq R_T$ , ne segue che non sono necessari sistemi di protezione dai fulmini per tale rischio.

È importante osservare che, a parità di altre condizioni, se il rischio di incendio dell'edificio che ospita il sistema fosse stato ordinario (carico di incendio tra  $400 \text{ MJ/m}^2$  e  $800 \text{ MJ/m}^2$ ) invece che ridotto (carico di incendio inferiore a  $400 \text{ MJ/m}^2$  o struttura contenente solo occasionalmente materiale combustibile), allora il rischio  $R_1$  (pari a  $1,86 \times 10^{-5}$ ) sarebbe stato maggiore del rischio tollerabile; in tal caso, per ridurre il rischio  $R_1$  a un valore tollerabile sarebbe stato sufficiente adottare protezioni antincendio addizionali, come l'installazione di sistemi estinguenti fissi attivati automaticamente (ottenendo  $R_1 = 7,47 \times 10^{-6}$ ).

Si noti che le perdite per tensioni di contatto e passo sul terrazzo sono risultate nulle (Tabella 3), questo perché si è assunto che fossero evitate le attività manutentive durante i temporali.

Per finire, se esiste un sistema LPS prima dell'installazione del campo di pannelli solari (nel caso di installazione sul terrazzo), il campo fotovoltaico deve essere integrato nell'LPS, ed è importante tenere in conto l'accresciuto rischio di danni fisici che questo comporta.

### 1.2.2 Rischio di perdite economiche ( $R_4$ )

Una volta stabilito che non sono necessarie misure di protezione per ridurre il rischio di perdita di vite, è importante valutare il rischio di perdite economiche  $R_4$ .

Per valutare il rischio  $R_4$  è necessario considerare le seguenti componenti di rischio:  $R_B$ ,  $R_C$ ,  $R_M$ ,  $R_V$ ,  $R_W$  e  $R_Z$  (il cui significato è conforme a quello delle analoghe componenti di rischio descritte nella Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4]).

La Tabella 5 riporta i valori delle perdite secondo l'Allegato C della Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4], mentre la Tabella 6 riporta i valori delle probabilità di danno secondo l'Allegato B della Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4].

**TABELLA 5** - Zona  $Z_2$ . Sistema PVPGS sito sul terrazzo. Rischio  $R_4$

Parametro	Commento	Simbolo(*)	Valore
Rischio di incendio	dipende dal tipo di edificio su cui è installato il sistema fotovoltaico, nel caso in esame si può assumere che il rischio di incendio sia ridotto (la struttura può contenere materiale combustibile solo occasionalmente)	$r_f$	$10^{-3}$
Pericoli particolari	nessun pericolo particolare	$h_z$	1
Protezione antincendio	una delle seguenti protezioni: estintori, impianto fisso di estinzione operato manualmente, impianto di allarme manuale, idranti, compartimentazione antincendio, vie di fuga protette	$r_p$	0,5
Sistemi elettrici interni (incluso il sistema elettrico dell'edificio)	sì, (connessi al quadro principale)		
Perdite per sovratensioni	sì	$L_o$	0,2
Perdite per danni fisici	sì	$L_f$	0,5

\* per maggiori informazioni sui simboli adottati consultare la Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4]

Il valore di  $L_o$  non è ricavato in base a quanto riportato nell'Allegato C della Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4], ma in base al fatto che  $L_o$  rappresenta il valore massimo rispetto al costo dell'impianto che è possibile sopportare (pari al costo del *power inverter*, stimato dalla linea guida CEI 82-4:1998 (CEI EN 61173) [3] in circa il 20% del valore dell'impianto).

La probabilità  $P_{MS}$  si calcola a partire dal prodotto  $K_{MS} = K_{S1} \times K_{S2} \times K_{S3} \times K_{S4}$ ; se è installato un sistema di SPD che soddisfa i requisiti della Norma CEI 81-10/4:2006 (CEI EN 62305-4) [6], allora  $P_M$  è il valore minore tra  $P_{SPD}$  e  $P_{MS}$ . Se è installato un sistema di SPD per l'equipotenzializzazione, secondo la Norma CEI 81-10/3:2006 (CEI EN 62305-3) [7], le probabilità  $P_V$  e  $P_W$  sono uguali al minore tra i valori di  $P_{SPD}$  e  $P_{LD}$ , mentre la probabilità  $P_Z$  è uguale al minore tra i valori di  $P_{SPD}$  e  $P_{LI}$ .

TABELLA 6 - Zona Z<sub>2</sub>. Sistema PVPGS sito sul terrazzo. Rischio R<sub>4</sub>

Parametro	Commento	Simbolo(*)	Valore
Probabilità di danno, componente di rischio R <sub>B</sub>	Nessun LPS	P <sub>B</sub>	1
Probabilità di danno, componente di rischio R <sub>C</sub>	Nessun sistema coordinato di SPD	P <sub>C</sub> = P <sub>SPD</sub>	1
Probabilità di danno, componente di rischio R <sub>M</sub>	K <sub>S1</sub> = K <sub>S2</sub> = K <sub>S3</sub> = K <sub>S4</sub> = 1	P <sub>M</sub> = P <sub>MS</sub>	1
Probabilità di danno, componente di rischio R <sub>V</sub>	Nessun SPD installato, linea schermata (connessa alla sbarra equipotenziale e apparecchiature connesse alla stessa sbarra) R <sub>s</sub> ≤ 1Ω/km; U <sub>w</sub> = 6 kV	P <sub>V</sub> = P <sub>LD</sub>	0,02
Probabilità di danno, componente di rischio R <sub>W</sub>	Nessun SPD installato, linea schermata (connessa alla sbarra equipotenziale e apparecchiature connesse alla stessa sbarra) R <sub>s</sub> ≤ 1Ω/km; U <sub>w</sub> = 6 kV	P <sub>W</sub> = P <sub>LD</sub>	0,02
Probabilità di danno, componente di rischio R <sub>Z</sub>	Nessun SPD installato, linea schermata (connessa alla sbarra equipotenziale e apparecchiature connesse alla stessa sbarra) R <sub>s</sub> ≤ 1Ω/km; U <sub>w</sub> = 6 kV	P <sub>Z</sub> = P <sub>LI</sub>	0,002

\* per maggiori informazioni sui simboli adottati consultare la Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4]

In conformità alla Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4] le componenti del rischio R<sub>4</sub> sono individuabili nel seguente modo (tutte relative alla zona Z<sub>2</sub>):

$$R_4 = R_B + R_C + R_M + R_V + R_W + R_Z \quad (12)$$

dove:

$$R_B = N_D \times P_B \times r_p \times h_Z \times r_f \times L_f \quad (13)$$

$$R_C = N_D \times P_C \times L_o \quad (14)$$

$$R_M = N_M \times P_M \times L_o \quad (15)$$

$$R_V = N_L \times P_V \times r_p \times h_Z \times r_f \times L_f \quad (16)$$

$$R_W = N_L \times P_W \times L_o \quad (17)$$

$$R_Z = N_I \times P_Z \times L_o \quad (18)$$

Sempre considerando la densità di fulmini a terra espressa dalla (6), è possibile ottenere un numero di eventi dannosi dovuti ai fulmini diretti sulla struttura (campo di pannelli solari) e sui servizi (linee di potenza HV) uguale ai valori dati in (8) e in (10); inoltre N<sub>M</sub> (19) e N<sub>I</sub> (20) tengono conto dei fulmini nei pressi della struttura e dei servizi,

$$N_M = N_g \times (A_m - A_d \times C_d) \times 10^{-6} \quad (19)$$

$$N_I = N_g \times C_i \times C_e \times A_i \times 10^{-6} \quad (20)$$

dove:

$$A_m = 2,5 \times 10^5 \quad (21)$$

$$A_i = 5,6 \times 10^5 \quad (22)$$

che corrisponde a

$$N_M = 9,32 \times 10^{-1} \quad (23)$$

e

$$N_I = 4,47 \times 10^{-1} \quad (24)$$

usando le formule precedenti e i parametri delle Tabelle 1, 2, 5 e 6 si hanno i valori per le componenti di rischio come indicato nella Tabella 7.

TABELLA 7 - Valori delle componenti di rischio e loro percentuale rispetto al totale delle perdite economiche  $R_4$ 

Componente di rischio $R_x$	Valore	$(R_x/R_4)\%$
$R_B$	$1,85 \times 10^{-5}$	0,009%
$R_C$	$1,48 \times 10^{-2}$	7,350%
$R_M$	$1,86 \times 10^{-1}$	92,519%
$R_V$	$8,54 \times 10^{-8}$	0,000%
$R_W$	$6,83 \times 10^{-5}$	0,034%
$R_Z$	$1,79 \times 10^{-4}$	0,089%
$R_4$	$2,02 \times 10^{-1}$	100,000%

Considerato il fatto che il rischio  $R_4$  è rapportato al costo  $c_t$  della struttura da proteggere attraverso la formula

$$R_4 = C_L/c_t \quad (25)$$

dove:

$C_L$  è la perdita,

si trova che la perdita totale ( $C_L$ ) per il sistema PVPGS può essere ottenuta nel seguente modo:

$$C_L = R_4 \times c_t \quad (26)$$

Pertanto, senza misure di protezione si ha un aumento delle perdite di circa il 20% del costo totale del sistema PVPGS per anno e di conseguenza il tempo per il ritorno dell'investimento [2] e per il recupero energetico (*energy pay-back*) crescono significativamente.

Per ridurre drasticamente tali perdite è necessario adottare ulteriori misure, partendo dall'analisi della Tabella 7 e considerando i suggerimenti proposti dalla Norma CEI 82-4:1998 (CEI EN 61173) [3].

### 1.3 Valutazione del rischio di fulminazione per il sistema PVPGS sito al suolo

La valutazione del rischio di fulminazione per il sistema PVPGS sito al suolo, viene effettuata calcolando il rischio di perdita di vite umane ( $R_1$ ) e il rischio di perdita economica ( $R_4$ ).

#### 1.3.1 Rischio di perdita di vite ( $R_1$ )

Le stesse considerazioni valide per il sistema PVPGS sito sul terrazzo, possono essere applicate al sistema PVPGS sito al suolo. Infatti, a causa della piccola area di raccolta  $A_d$  (pari a 3708,62 m<sup>2</sup> contro i 18511,73 m<sup>2</sup> del sistema PVPGS sito sul terrazzo) di un campo di pannelli fotovoltaici con altezza non rilevante (che porta il numero di eventi dannosi a  $N_D = 1,5 \times 10^{-2}$  e  $N_L = 1,8 \times 10^{-2}$ ) e a causa dell'assenza di un edificio che presenti rischio di incendio,  $R_1$  è trascurabile ( $R_1 = 1,89 \times 10^{-6}$ ). Pertanto non sono necessarie misure di protezione (nel caso di rischio di incendio ordinario si ha  $R_1 = 3,83 \times 10^{-6}$  e installando sistemi estinguenti fissi attivati automaticamente si riduce a  $R_1 = 1,55 \times 10^{-6}$ ). In particolar modo se le dimensioni geometriche del campo di pannelli fotovoltaici sono ragguardevoli, anche in questo caso è fortemente consigliabile di evitare qualsiasi attività manutentiva durante i temporali.

#### 1.3.2 Rischio di perdite economiche ( $R_4$ )

Valgono le stesse considerazioni valide per il sistema PVPGS sito sul terrazzo. I valori dei singoli rischi variano leggermente e sono riportati nella Tabella 8.

**TABELLA 8** - Valori delle componenti di rischio e loro percentuale rispetto al totale delle perdite economiche  $R_4$

Componente di rischio $R_x$	Valore	$(R_x/R_4)\%$
$R_B$	$3,71 \times 10^{-6}$	0,002%
$R_C$	$2,97 \times 10^{-3}$	1,472%
$R_M$	$1,98 \times 10^{-1}$	98,402%
$R_V$	$8,90 \times 10^{-8}$	0,000%
$R_W$	$7,12 \times 10^{-5}$	0,035%
$R_Z$	$1,79 \times 10^{-4}$	0,089%
$R_4$	$2,01 \times 10^{-1}$	100,000%

## 2. RISULTATI

### 2.1 Misure di protezione da adottare

Poiché il rischio di perdite economiche è quasi identico nei due casi di sistema sito sul terrazzo e di sistema sito al suolo, le considerazioni che seguono saranno basate sui valori numerici del caso del sistema sito sul terrazzo.

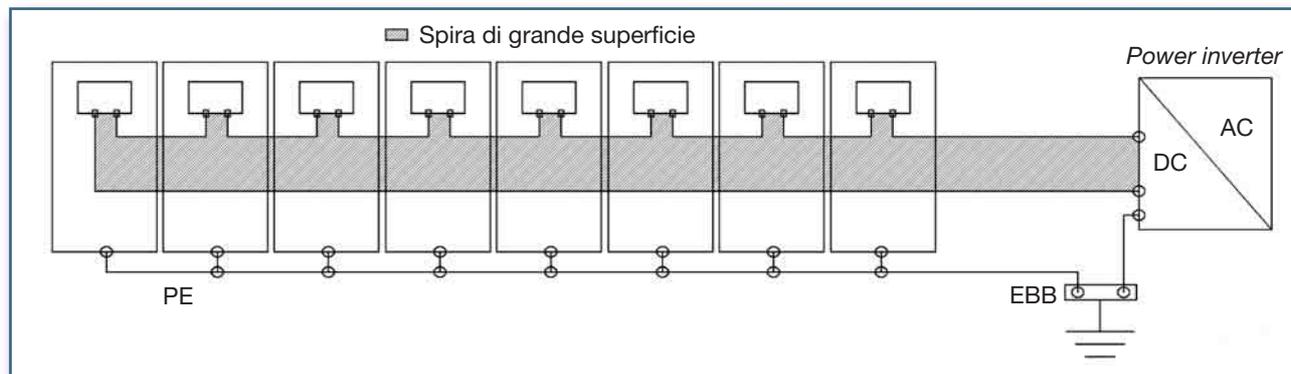
Come mostrato nella Tabella 7 la componente di rischio più importante è  $R_M$  (92,5% del rischio totale  $R_4$ ). Tale componente fornisce una stima della probabilità di danno delle apparecchiature interne, a causa di sovratensioni dovute a fenomeni induttivi (LEMP) originate da fulmini vicini.

La prima misura di protezione da adottare, suggerita congiuntamente dalla Norma CEI 82-4:1998 (CEI EN 61173) [3] e dalla Norma CEI 81-10/4:2006 (CEI EN 62305-4) [6], consiste nel ridurre i fenomeni induttivi su entrambi i circuiti (quello DC e quello AC) del sistema PVPGS. Per ottenere tale riduzione è necessario adottare cavi di lunghezza più breve possibile. Ad esempio, nel lato DC del PVPGS si può cercare di ridurre la lunghezza dei cavi dei poli positivo e negativo, che dovrebbero anche essere avvolti insieme per ridurre la superficie delle spire; mentre nel lato AC si possono ridurre le lunghezze del conduttore di protezione PE e dei conduttori di fase e neutro, che dovrebbero a loro volta, essere avvolti insieme in modo da evitare inutili spire di grande superficie nel sistema.

Una simile misura di protezione, viene definita *precauzione di posa* dalla Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4] ( $K_{S3}$  si riduce a 0,2, di conseguenza  $P_{MS}$  assume il valore di 0,95), e può ridurre la componente di rischio  $R_M$  fino al 95% del valore che si avrebbe senza alcuna misura di protezione ( $R_M = 1,77 \times 10^{-1}$  e  $R_4 = 1,92 \times 10^{-1}$ ).

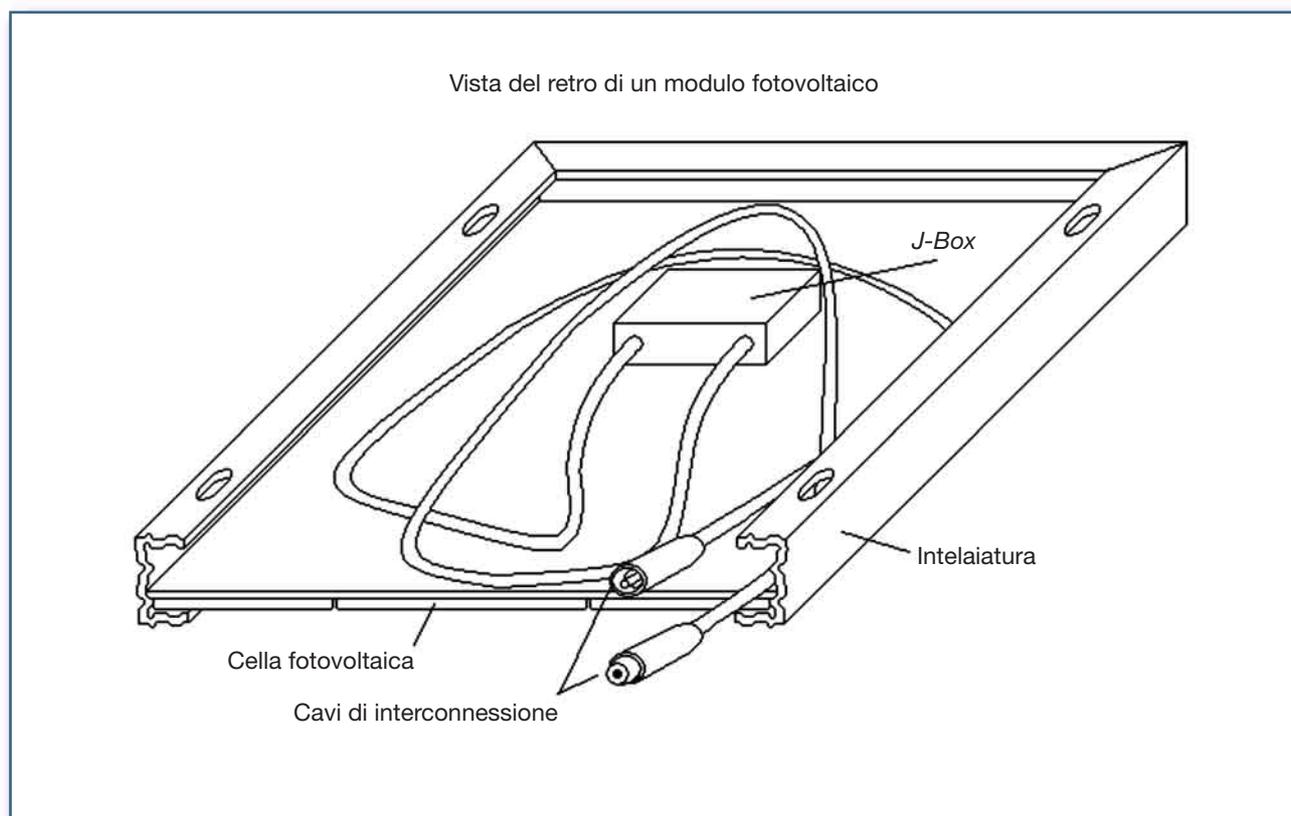
Per ottenere una precauzione di posa più efficace, è necessario che l'area delle spire dovute ai cavi di interconnessione (lato DC) e di potenza (lato AC) non ecceda complessivamente  $0,5 \text{ m}^2$ , secondo la Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4], sfortunatamente tale valore non sembra facile da raggiungere, principalmente a causa della scatola di giunzione dei pannelli solari (denominata *Junction-Box*) con cavi di interconnessione (poli positivo e negativo) che distano 10 cm tra di loro e sono lunghi ciascuno circa 1m (Figura 3).

**FIGURA 3** - Schema di una spira di grande superficie formata dai conduttori di connessione uscenti dalle *Junction-Box* ed entranti nell'*inverter*



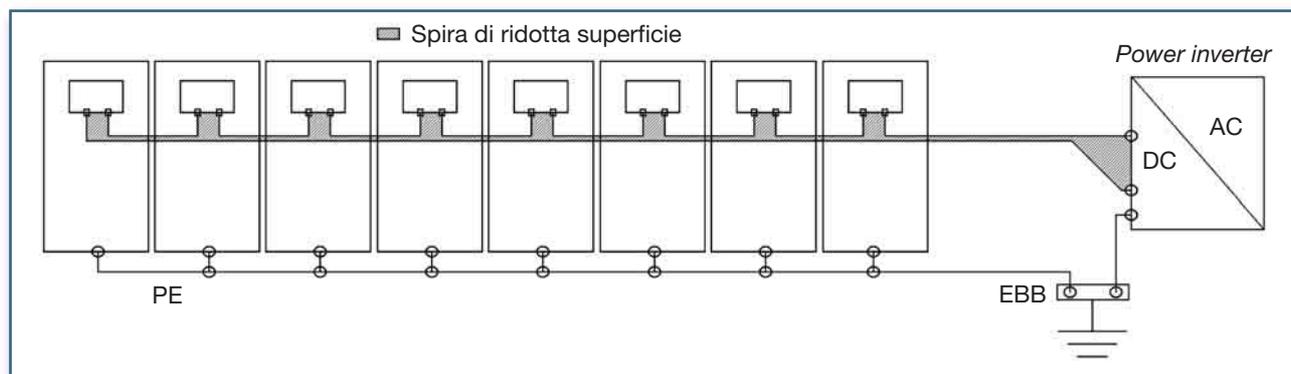
La *Junction-Box* si trova nel retro di ciascun modulo PV tipico come mostrato in Figura 4.

**FIGURA 4** - Tipica *Junction-Box* nel retro di un modulo PV



Pertanto, la precauzione di posa può essere adottata solo su sistemi PV piccoli (con potenza minore di 10kWp) che possono effettivamente raggiungere un'area complessiva di spira non superiore a 0,5 m<sup>2</sup> come richiesto dalla Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4]. L'area residua è dovuta alle numerose piccole spire con area compresa tra 0,02 m<sup>2</sup> e 0,05 m<sup>2</sup> di ciascun modulo di una striscia di pannelli solari (Figura 5). Invece l'adozione di precauzioni di posa nel lato AC, tra l'*inverter* e il trasformatore, è più semplice da ottenere.

**FIGURA 5** - Schema di riduzione delle spire dei conduttori entranti nell'inverter per mezzo di precauzioni di posa



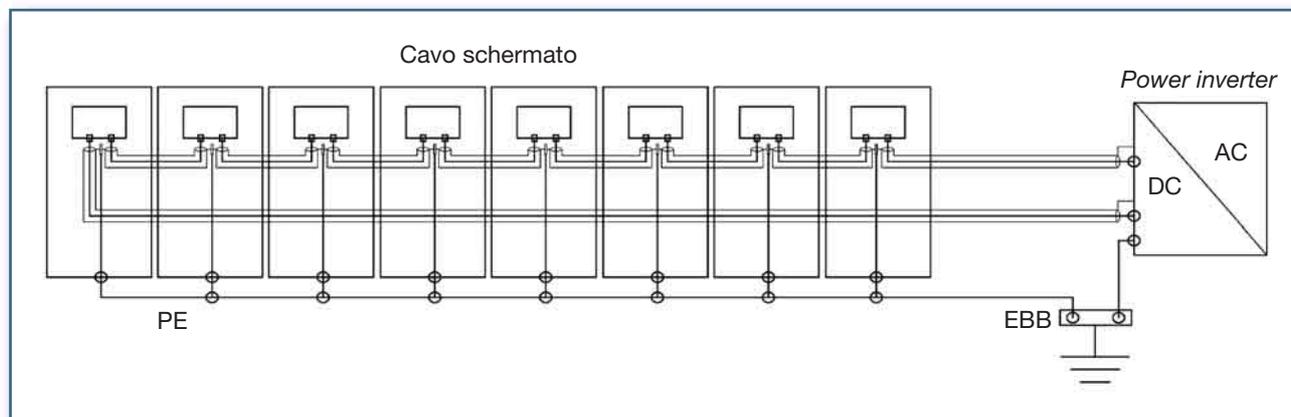
Con le precauzioni di posa, che riducono l'area delle spire a  $0,5 \text{ m}^2$ ,  $K_{S3}$  si riduce a  $0,02$ , di conseguenza  $P_{MS}$  assume il valore di  $0,01$  e si hanno  $R_M = 1,86 \times 10^{-3}$  e  $R_4 = 1,69 \times 10^{-2}$  e la componente più importante di  $R_4$  diviene  $R_C$ , pari all'87% del nuovo valore di  $R_4$ , mentre  $R_M$  si riduce all'11% del nuovo valore di  $R_4$ .

Il fatto che l'area delle spire dal lato DC sia difficilmente riducibile al di sotto di certi valori pone l'inverter, dal lato DC del sistema PVPGS, a rischio di guasti dovuti a sovratensioni.

Usando le formule per valutare la tensione indotta ( $U_i$ ), come suggerito dall'Allegato A della Norma CEI 81-10/4:2006 (CEI EN 62305-4) [6], è possibile calcolare il numero di moduli connessi in serie/parallelo che formano una spira di area sufficiente ad avere una  $U_i$  maggiore di  $1,5 \text{ kV}$  causata da un fulmine vicino (distanza  $250 \text{ m}$ ;  $I_{MAX} = 30 \text{ kA}$ ;  $T_1 = 0,25 \text{ } \mu\text{s}$ ). Il risultato porta ad affermare che non dovrebbero sorgere problemi per campi con un numero di moduli inferiore a circa 200 (con potenza complessiva del campo fotovoltaico inferiore a  $40 \text{ kWp}$ , assumendo  $200 \text{ Wp}$  per modulo).

Riguardo ai campi con un numero di moduli superiore a circa 200, è possibile usare cavi schermati (è sufficiente uno schermo di resistenza  $R_S$  minore di  $20 \text{ } \Omega/\text{km}$ ) connesso a entrambe le estremità alla stessa sbarra equipotenziale. Tale soluzione è semplice (Figura 6), anche se costosa, e riduce drasticamente la componente di rischio  $R_M$  del 99,99% ( $K_{S3}$  si riduce a  $0,001$ , di conseguenza  $P_{MS}$  assume il valore di  $0,0001$  e si hanno  $R_M = 1,86 \times 10^{-5}$  e  $R_4 = 1,50 \times 10^{-2}$ , con  $R_C$  pari al 98% del nuovo valore di  $R_4$  e  $R_M$  pari allo 0,12% del nuovo valore di  $R_4$ ), con un residuo totale di perdite per anno ridotto all'1,5% del costo totale del sistema PVPGS.

**FIGURA 6** - Schema dei conduttori entranti nell'inverter con l'uso di cavi schermati connessi a entrambe le estremità alla stessa sbarra equipotenziale

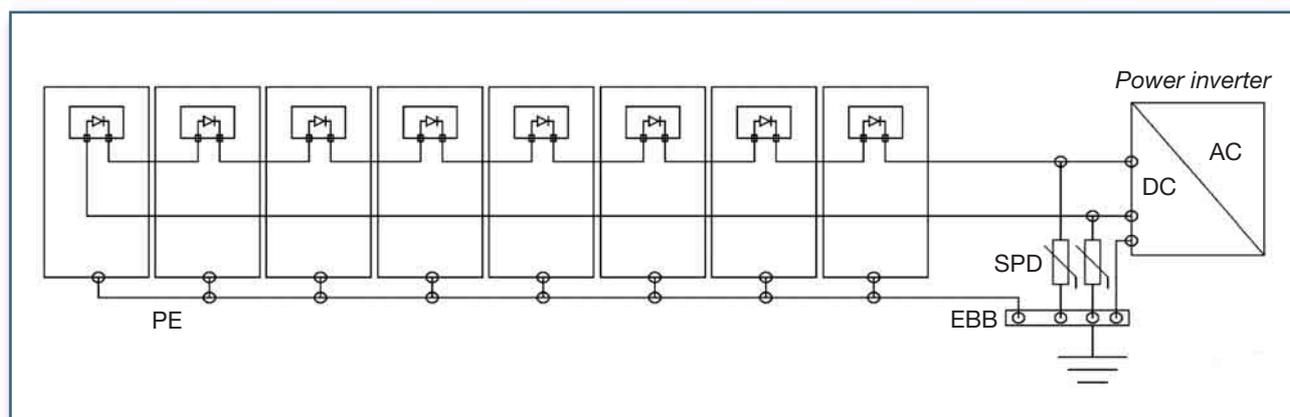


È anche il caso di ricordare l'effetto di schermo dovuto al telaio di ciascun modulo, come già evidenziato da Haeberlin [8], che riduce la probabilità di guasto dell'*inverter* per fenomeni induttivi di un 10% o più.

Gli SPD possono essere una misura di protezione più economica e più efficace. Se il sistema di SPD adottato è progettato per un *lightning protection level* (LPL) di tipo III-IV, allora si ha  $P_{SPD} = 0,03 < P_{MS}$ , per cui  $P_M = P_{SPD} = 0,03$ , da cui si ottengono  $R_M = 5,59 \times 10^{-3}$  e  $R_4 = 6,30 \times 10^{-3}$ , con  $R_C$  pari al 7% del nuovo valore di  $R_4$  e  $R_M$  pari all'89% del nuovo valore di  $R_4$ , riducendo la componente di rischio  $R_M$ , ma anche la componente  $R_C$ , fino a portare  $R_4$  al 3% del valore iniziale. Si noti che è stato adottato il valore di  $P_{SPD}$  valido per un LPL di tipo III-IV, riducendo di due ordini di grandezza l'ammontare del rischio. Se si fosse fatto ricorso a SPD con caratteristiche migliori, utilizzati per proteggere gli impianti siti nelle strutture rilevanti richiedenti un LPL superiore a LPL I, il valore di  $P_{SPD}$  sarebbe stato ancora inferiore, riducendo il rischio di altri ordini di grandezza.

Nella Figura 7 è mostrato che l'installazione degli SPD dovrebbe avvenire all'ingresso dell'*inverter*. Se gli SPD sono installati solo all'ingresso dell'*inverter*, e non sono state adottate precauzioni di posa, potrebbero indursi sovratensioni non sufficientemente alte da innescare tali dispositivi, ma abbastanza elevate da cortocircuitare i diodi di *bypass* dei moduli (che impediscono alla tensione di essere assorbita dal modulo in caso di illuminazione insufficiente) [8].

**FIGURA 7** - Schema che mostra la riduzione dell'area della spira formata dai conduttori entranti nell'*inverter* con l'adozione di SPD



Per evitare un tale inconveniente, devono essere adottati diodi di *bypass* con tensione inversa il più possibile elevata (1 kV o maggiore) e, se il campo di pannelli solari è molto ampio, devono essere comunque adottate precauzioni di posa aggiuntive.

Una volta che la componente di rischio  $R_M$  è ridotta per mezzo di una delle soluzioni che sono state suggerite,  $R_C$  diviene la componente più importante. A differenza di  $R_M$ , la componente  $R_C$  è legata al guasto dei sistemi interni a causa di LEMP dovuti ai fulmini diretti sulla struttura. In accordo con la Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4] l'unica possibilità per ridurre tale componente è quella di installare un sistema di protezione basato su SPD coordinati, che funziona secondo la Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) solo in presenza di un LPS. Anche se installare un LPS solo per ridurre  $R_C$  può sembrare inutilmente costoso, questa rappresenta l'unica soluzione per evitare danni fisici al campo di pannelli solari a causa dei fulmini diretti.

Un modo per evitare l'ombreggiatura dei pannelli solari da parte del LPS durante il giorno è quello di adottare come LPS, le intelaiature metalliche dei moduli stessi, connesse mediante saldature. Naturalmente le caratteristiche meccaniche delle intelaiature devono rispettare le specifiche per gli LPS previste nella Norma CEI 81-10/3:2006 (CEI EN 62305-3) [7]. Un'altra soluzione è quella di usare un LPS "esterno", costituito da cavi connessi in una griglia sovrastante il campo di pannelli solari [9], valutando bene la distanza di separazione [7] tra LPS e i pannelli fotovoltaici e senza sottovalutare l'ombra sui pannelli che tale soluzione può comportare.

### 3. CONCLUSIONI

È stata portata a termine una valutazione del rischio di fulminazione di un sistema di generazione fotovoltaica (PVPGS) connesso alla rete di distribuzione, secondo la Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2) [4]. Sono stati forniti esempi per un sistema PVPGS sito su di un terrazzo e per un sistema PVPGS sito al suolo di taglia media (circa 250 kWp). Sono stati valutati il rischio di perdita di vite umane e il rischio di perdite economiche. Nei due esempi considerati il rischio di perdita di vite umane è al di sotto dei valori ritenuti tollerabili, pertanto i relativi PVPGS non necessitano di misure di protezione al riguardo. Invece il rischio di perdite economiche è risultato non essere affatto trascurabile.

Osservando i valori e il peso di ciascuna componente di rischio è stato evidenziato come i rischi maggiori derivino dai fulmini vicini all'impianto, per via dell'induzione elettromagnetica e, come il rischio di guasti sia maggiore nel lato DC del sistema.

Considerando l'alto valore (circa il 20% del costo del sistema) delle perdite economiche attese per anno, diviene necessario adottare in tal caso, alcune misure di protezione, altrimenti il tempo necessario per il ritorno dell'investimento e il recupero energetico crescono in misura eccessiva.

Pertanto, in accordo con la Norma CEI 82-4:1998 (CEI EN 61173) [3], sono state proposte e valutate alcune misure di protezione, in modo da verificare l'effettiva variazione della componente di rischio che si andava a ridurre.

Come prevedibile l'analisi ha mostrato che, la miglior soluzione per PVPGS estesi è quella di adottare cavi schermati (per i cavi che escono dalle *Junction-Box*, site nel retro dei moduli PV, e per i cavi di connessione all'*inverter*) connessi a entrambi i capi alla stessa sbarra equipotenziale.

Sistemi PVPGS più piccoli possono essere protetti adottando SPD nei cavi di connessione all'*inverter*.

### RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

1. Italia. Decreto legislativo 19 febbraio 2007, Ministero dello sviluppo economico, Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Gazzetta Ufficiale - Serie Generale n. 45, 23 febbraio 2007
2. U.S. Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy; What is the energy payback for PV? [online]. 2004 [consultato luglio 2008]. URL: <http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35489.pdf>
3. Comitato Elettrotecnico italiano. Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia. Guida. Milano: CEI; 1998. CEI 82-4:1998 (CEI EN 61173)
4. Comitato Elettrotecnico italiano. Protezione delle strutture contro i fulmini. Parte 2: Gestione del rischio. Milano: CEI; 2006. CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2)
5. Comitato Elettrotecnico italiano. Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Parte 2: Definizioni. Milano: CEI; 2007. CEI 64-8/2:2007
6. Comitato Elettrotecnico italiano. Protezione delle strutture contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture. Milano: CEI; 2006. CEI 81-10/4:2006 (CEI EN 62305-4)
7. Comitato Elettrotecnico italiano. Protezione delle strutture contro i fulmini. Parte 3: Danno fisico e pericolo di vita. Milano: CEI; 2006. CEI 81-10/3:2006 (CEI EN 62305-3)
8. Haeberlin H. Interference voltages induced by magnetic field of simulated lightning currents in photovoltaic modules and array, 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Munich, Germany, [online]. 2001. [consultato luglio 2008]. URL: [http://labs.hti.bfh.ch/fileadmin/user\\_upload/lab1/pv/emv01.pdf](http://labs.hti.bfh.ch/fileadmin/user_upload/lab1/pv/emv01.pdf)
9. Comitato Elettrotecnico italiano. Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi generali. Milano: CEI; 2006. CEI 81-10/1:2006 (CEI EN 62305-1)

