

Progetto

C. 1059

Data Scadenza Inchiesta

15-07-2010

Data Pubblicazione

2010-...

Classificazione

CEI 82-25;V1

Titolo

Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione

Title

Guide for design and installation of photovoltaic (PV) systems connected to MV and LV networks



CEI COMITATO Elettrotecnico Italiano

AEIT FEDERAZIONE ITALIANA DI Elettrotecnica, Elettronica, Automazione, Informatica e Telecomunicazioni

CNR CONSIGLIO NAZIONALE DELLE RICERCHE

VARIANTE V1 ALLA GUIDA CEI 82-25:2008-12

La presente Variante è stata preparata:

- per apportare le modifiche rese necessarie dall'evoluzione normativa e legislativa,
- per tener conto di quanto sviluppato dal CT82 in collaborazione con altri comitati (ad es. CT 20 cavi, CT13 contatori, SC17B interruttori in BT) e con organizzazioni esterne al CEI (Vigili del Fuoco), ..)
- per tener conto di quanto prodotto dai gruppi di lavoro del CT82:
 - GdL 3 (Strutture di sostegno e sistemi ad inseguimento solare)
 - GdL 7 (Sistemi fotovoltaici a concentrazione)
 - GdL11 (Impianti fotovoltaici in locali ad accesso pubblico con rischio incendio)
 - GdL12 (Interfacciamento degli impianti fotovoltaici alla rete elettrica).

Viene modificato il seguente articolo:

2. Campo di applicazione

La Guida si applica agli impianti fotovoltaici destinati ad operare in parallelo alla rete del distributore di Media e Bassa tensione, in accordo con le Norme CEI 0-16 e CEI 11-20. Tali norme regolamentano, tra l'altro, gli impianti fotovoltaici di produzione di potenza complessiva superiore a 0,75 kW collegati alle reti dei distributori.

La Guida, sostanzialmente focalizzata su impianti fotovoltaici fissi, contiene anche elementi specifici per impianti ad inseguimento o a concentrazione solare. Essa non si applica agli impianti isolati dalla rete elettrica del distributore, né agli impianti di produzione trasportabili.

La Guida non tratta aspetti specifici dell'integrazione architettonica degli impianti fotovoltaici.

Viene modificato il seguente articolo:

3 Definizioni e acronimi

Nella presente Guida sono utilizzate le definizioni di seguito riportate, generalmente adottate in ambito internazionale. In particolare, per i termini le definizioni e i simboli relativi agli impianti fotovoltaici, si fa riferimento prevalentemente al documento IEC/TS 61836. Quando si fa riferimento ad altre norme o disposizioni legislative, queste sono esplicitamente indicate.

Nel seguito di questo documento, a meno che non sia diversamente precisato, per dispositivo FV (cella, modulo, generatore) si intende un dispositivo FV senza concentrazione solare.

NOTA Un sistema FV realizzato con moduli FV certificati secondo la CEI EN 61215 o CEI EN 61646 e corredati lungo il bordo con superfici riflettenti non è considerato sistema a concentrazione solare.

3.21 Acronimi

BOS Balance Of System – vedi Resto del sistema

CPV Dispositivo fotovoltaico a concentrazione solare

FV Fotovoltaico

MPPT Maximum Power Point Tracker.- vedi Inseguitore della massima potenza

NOCT Nominal Operating Cell Temperature - Vedi Temperatura nominale di lavoro di una cella fotovoltaica

PV Photovoltaic o Fotovoltaico

NOTA Questo acronimo è usato nella normativa internazionale ed è anche utilizzato correntemente in Italia per indicare "Fotovoltaico".

STC Standard Test condition – vedi Condizioni di Prova Standard o normalizzate

Vengono modificati i seguenti paragrafi:

3.31 Condizioni di Prova Standard o normalizzate (STC)

Le Condizioni di Prova Standard o normalizzate (STC – Standard Test Conditions) di un qualsiasi dispositivo FV senza concentrazione solare, secondo la norma CEI EN 60904-4 (par. A.1.2), nonché la norma CEI EN 61215 par. 10.6.1 e la norma CEI EN 61646 par. 10.6.1, consistono in:

- Temperatura di giunzione di cella: $25\text{ °C} \pm 2\text{ °C}$.
- Irraggiamento sul piano del dispositivo: $1\,000\text{ W/m}^2$
- distribuzione spettrale di riferimento: AM 1,5 secondo la CEI EN 60904-3.

3.36 Dispositivo del generatore (DDG)

Dispositivo installato a valle dei terminali di ciascun generatore dell'impianto di produzione (CEI 0-16 e CEI 11-20).

3.37 Dispositivo di interfaccia (DDI)

Dispositivo installato nel punto di collegamento della rete di utente in isola alla restante parte di rete del produttore, sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia (CEI 0-16 e CEI 11-20); esso separa l'impianto di produzione dalla rete di utente non in isola e quindi dalla rete del Distributore; esso comprende un organo di interruzione, sul quale agisce la protezione di interfaccia.

3.39 Dispositivo generale (DG)

Dispositivo installato all'origine della rete del produttore e cioè immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica dalla rete pubblica (CEI 0-16 e CEI 11-20).

Vengono aggiunti i seguenti paragrafi:

3.48a Impianto (o Sistema) fotovoltaico fisso

Impianto (o Sistema) fotovoltaico i cui moduli sono installati su strutture di sostegno fisse.

3.48b Impianto (o Sistema) fotovoltaico ad inseguimento solare

Impianto (o Sistema) fotovoltaico i cui moduli, con o senza concentrazione solare, sono installati su strutture di sostegno ad inseguimento solare. Il tipo di inseguimento solare può essere basato su un asse o su due assi di rotazione.

3.48c Impianto (o Sistema) fotovoltaico a concentrazione solare

Impianto (o Sistema) fotovoltaico i cui moduli sono a concentrazione solare e sono generalmente installati su strutture di sostegno ad inseguimento solare.

Viene modificato il seguente paragrafo:

3.52 Inverter (o convertitore di potenza c.c./c.a.)

Apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata monofase o trifase della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.

Allo scopo di definire in modo univoco i terminali di uscita dell'inverter in BT, si precisa che tensione e corrente (ivi rese disponibili alle eventuali utenze elettriche e/o prima che sia effettuata la trasformazione in MT o AT per l'immissione nella rete elettrica) devono risultare conformi agli standard qualitativi indicati dalla CEI 11-20, con esclusione dei livelli di tensione.

Vengono aggiunti i seguenti paragrafo:

3.52.a Convertitore statico c.c./c.a.

Vedi Inverter

3.52b Inverter per funzionamento connesso alla rete (o inverter grid-connected)

Inverter progettato per il funzionamento in parallelo alla rete elettrica; per costruzione, esso non è in grado di sostenere la tensione di rete, non essendo dotato di riferimenti interni di tensione e frequenza (cioè non è dotato generatore interno di frequenza né di regolatore di tensione); esso si comporta come generatore di corrente, in quanto è retroazionato sul regolatore solo sulla corrente erogata; la tensione di uscita, non essendo oggetto della regolazione dell'inverter, può assumere qualunque valore (entro un range ammissibile); l'inverter misura la tensione di uscita ma solo per costruire il riferimento di corrente da seguire.

NOTA Si evidenzia che esistono inverter progettati per funzionamento isolato dalla rete (che non costituiscono oggetto della presente Guida); essi si comportano come generatore di tensione poiché hanno all'interno un riferimento di tensione con ampiezza e frequenza fisse.

L'inverter isolato dalla rete elettrica può anche funzionare in parallelo alla rete se sono utilizzati opportuni circuiti di sincronizzazione con la rete.

3.52.c Inverter per funzionamento connesso alla rete, progettato per non funzionare in isola elettrica indesiderata (o non islanding inverter)

Inverter progettato per terminare il normale funzionamento in parallelo alla rete elettrica in caso che la tensione e/o la frequenza della stessa siano fuori dalle normali condizioni operative (IEC TS 61836, IEC 62116).

NOTA 1 In questo inverter, gli stessi circuiti di misura della tensione di uscita sono utilizzati per implementare il SPI e comandare lo scatto del DDI al superamento delle soglie di tensione e frequenza previste, con il ritardo impostato; il conteggio del tempo di ritardo è basato sullo stesso circuito che misura la frequenza di rete.

NOTA 2 Nel seguito di questo documento, a meno che non sia diversamente precisato, con il termine "inverter" si intende un inverter "grid-connected" e "non islanding".

Viene modificato il seguente articolo.

3.67 Scatola di giunzione del modulo FV

Involucro, posizionato sul retro del modulo, nel quale sono effettuate le connessioni elettriche del modulo ed in cui possono essere posizionati i diodi di bypass. A tale scatola di giunzione sono connessi i cavi di collegamento agli altri moduli o ai quadri elettrici di parallelo (CEI 64-8/7 par. 712.3.5 e CEI EN 60670-22 par 3.101).

Viene modificato il seguente paragrafo:

3.71 Solarimetro

Strumento utilizzato per la misura dell'irraggiamento su un piano di captazione, il cui principio di funzionamento può essere basato sulla termopila (piranometro) oppure sull'effetto fotovoltaico (solarimetro a effetto fotovoltaico) (vedi par. C.1).

Vengono modificati i seguenti articoli.

3.77 Tensione massima di sistema ammessa dal modulo fotovoltaico

La tensione massima di sistema (maximum system voltage) ammessa dal modulo fotovoltaico è la tensione massima di sistema indicata dal Costruttore del modulo, come riportato sulla targhetta del modulo stesso (vedi CEI EN 50380, CEI EN 61215 e CEI EN 61646). Questo valore viene verificato nel corso della prova di isolamento per la qualifica del progetto e l'omologazione di tipo del modulo, secondo la Norma CEI EN 61215 o CEI EN 61646.

NOTA Questa definizione è riferita al modulo, poiché viene indicato che esso è progettato e garantito dal Costruttore per funzionare fino a questo valore di tensione. Pertanto la massima tensione a vuoto del campo FV non dovrà essere superiore al valore della tensione massima di sistema ammessa dal modulo.

Viene aggiunto il seguente paragrafo.

3.77a Tensione a vuoto del generatore FV in condizioni di prova standard ($V_{OC\ ARRAY}$)

La tensione a vuoto del generatore FV alle condizioni di prova standard è misurata in condizioni di circuito aperto e alle condizioni di prova standard (STC).

Essa è uguale a:

$$V_{OC\ ARRAY} = V_{OC\ MOD} \times M$$

$V_{OC\ MOD}$ è la tensione a vuoto del singolo modulo (come indicato nel suo datatsheet)

M è il numero di moduli in serie che compongono la singola stringa del generatore fotovoltaico.

Vengono modificati i seguenti articoli.

3.78 Tensione massima di un generatore FV ($V_{OC,max}$)

Tensione massima che può raggiungere un generatore fotovoltaico. E' data dalla somma delle tensioni a vuoto (V_{oc}) dei moduli fotovoltaici collegati tra loro in serie (stringhe) alla temperatura ambiente minima considerata nel progetto.

3.79 Tensione alla massima potenza di un dispositivo fotovoltaico in condizioni di prova normalizzate ($V_{m,STC}$)

Tensione ai terminali di un dispositivo fotovoltaico, nel suo punto di massima potenza (MPP), in condizioni di prova normalizzate (STC).

Viene modificato il titolo del seguente articolo.

4.1.1 Caratteristiche elettriche e meccaniche dei moduli per impianti fotovoltaici fissi e a inseguimento solare

Viene aggiunto il seguente testo in fondo all'articolo 4.1.1 dopo ".....all'esterno del modulo e opportunamente protetti."

Non é prescritto che i diodi di bypass siano visibili e/o accessibili. Il numero di diodi di bypass presenti nel modulo è dichiarato dal Costruttore essendo oggetto della prova 10.18 di cui alla norma CEI EN 61215 o CEI EN 61646.

Viene eliminato il titolo del seguente paragrafo.

4.1.2 Protezioni

Viene modificata l'ultima riga della Tabella 4.1 come segue:

- Tipo di cornice, di rivestimento frontale e scatola di giunzione	SI	-
--	----	---

Vengono modificati il terzultimo e il penultimo capoverso dell'art. 4.1.1 come segue:

Ciascun modulo deve essere dotato di diodi di by-pass per garantire la continuità elettrica della stringa anche con danneggiamento o ombreggiamenti di una o più celle. In fase di progettazione è opportuno verificare che le caratteristiche dei diodi di by-pass (corrente diretta e tensione di tenuta inversa) siano coordinati col progetto del campo fotovoltaico. Nei moduli a film sottile, un diodo equivalente viene normalmente realizzato nella creazione del film. La conformità dei moduli alle norme applicabili deve essere specificamente certificata in presenza di detti diodi. Nel caso in cui il modulo sia provvisto di scatola di giunzione, i diodi di by-pass potranno essere alloggiati nella scatola stessa. In caso contrario dovranno essere cablati all'esterno del modulo e opportunamente protetti.

La scatola di giunzione del modulo, se presente, deve avere un livello di protezione IP65 a modulo installato e deve essere dotata di terminali elettrici di uscita con polarità opportunamente contrassegnate, coperchio con guarnizioni e viti nonché fori equipaggiati con pressacavi per il cablaggio delle stringhe o attacchi rapidi fissi.

Viene aggiunto il seguente paragrafo prima dell'par. 4.1.3.

4.1.2 Moduli per impianti fotovoltaici a concentrazione solare

Il modulo fotovoltaico a concentrazione solare (o **modulo CPV**) è un modulo fotovoltaico in grado di produrre energia elettrica, operando in condizione di irraggiamento solare concentrato, tramite opportuni sistemi ottici, sulle sue celle fotovoltaiche.

L'assieme fotovoltaico a concentrazione solare (o **assieme CPV**) è un Gruppo di ricevitori, dispositivi ottici e altri componenti associati, come quelli di interconnessione e di montaggio, che accetta luce solare non concentrata.

Il sistema fotovoltaico a concentrazione solare (o **sistema CPV**) o l'impianto fotovoltaico a concentrazione solare (o **impianto CPV**) è un impianto di produzione di energia elettrica, mediante effetto fotovoltaico, composto principalmente da un insieme di moduli CPV, da sistemi ottici, da un eventuale sistema di inseguimento solare su cui sono montati i moduli CPV, da uno o più gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata e da altri componenti elettrici minori.

I moduli e assiami CPV possono essere classificati tenendo in considerazione i seguenti parametri fondamentali:

- **efficienza di conversione**, definita dal rapporto fra la potenza generata dal modulo (o dall'assieme) CPV e il prodotto dell'area del modulo (o dall'assieme) CPV, incluso il sistema ottico, per l'irraggiamento solare standard incidente sul sistema ottico. Unità di misura adimensionale, espressa in %.
- **fattore di concentrazione solare** (C), individuato dalle due seguenti definizioni (IEC 61836 par. 3.8.4) e avente unità di misura adimensionale, espressa in %:
 - fattore di concentrazione geometrico: rapporto fra l'area del modulo a concentrazione che raccoglie la luce solare diretta e l'area attiva del ricevitore (o somma dell'area delle celle, come mostrato in Fig. 4.x.);
 - fattore di concentrazione basato sull'irraggiamento: rapporto fra l'irraggiamento solare concentrato e l'irraggiamento solare incidente, su una cella FV a concentrazione.

NOTA Comunemente per fattore di concentrazione si intende quello geometrico.

- **accettanza (o accettazione) angolare (A)**, definita come la massima deviazione ammissibile dell'asse di puntamento secondo le specifiche del costruttore
 NOTA Al fine di un confronto fra le diverse tipologie di moduli a concentrazione, è consuetudine considerare l'accettanza (o accettazione) angolare come la massima deviazione dell'asse di puntamento entro la quale il valore della corrente di cortocircuito del modulo si mantiene $\geq 90\%$ del suo valore massimo
- **semi angolo di accettazione**, valore pari alla metà del valore dell'angolo di accettazione; può essere positivo o negativo
- **asse di puntamento**, definito come l'asse di riferimento per il modulo CPV che massimizza la potenza generata quando è allineato nella direzione della sorgente luminosa (IEC 61836 par. 3.8.11)

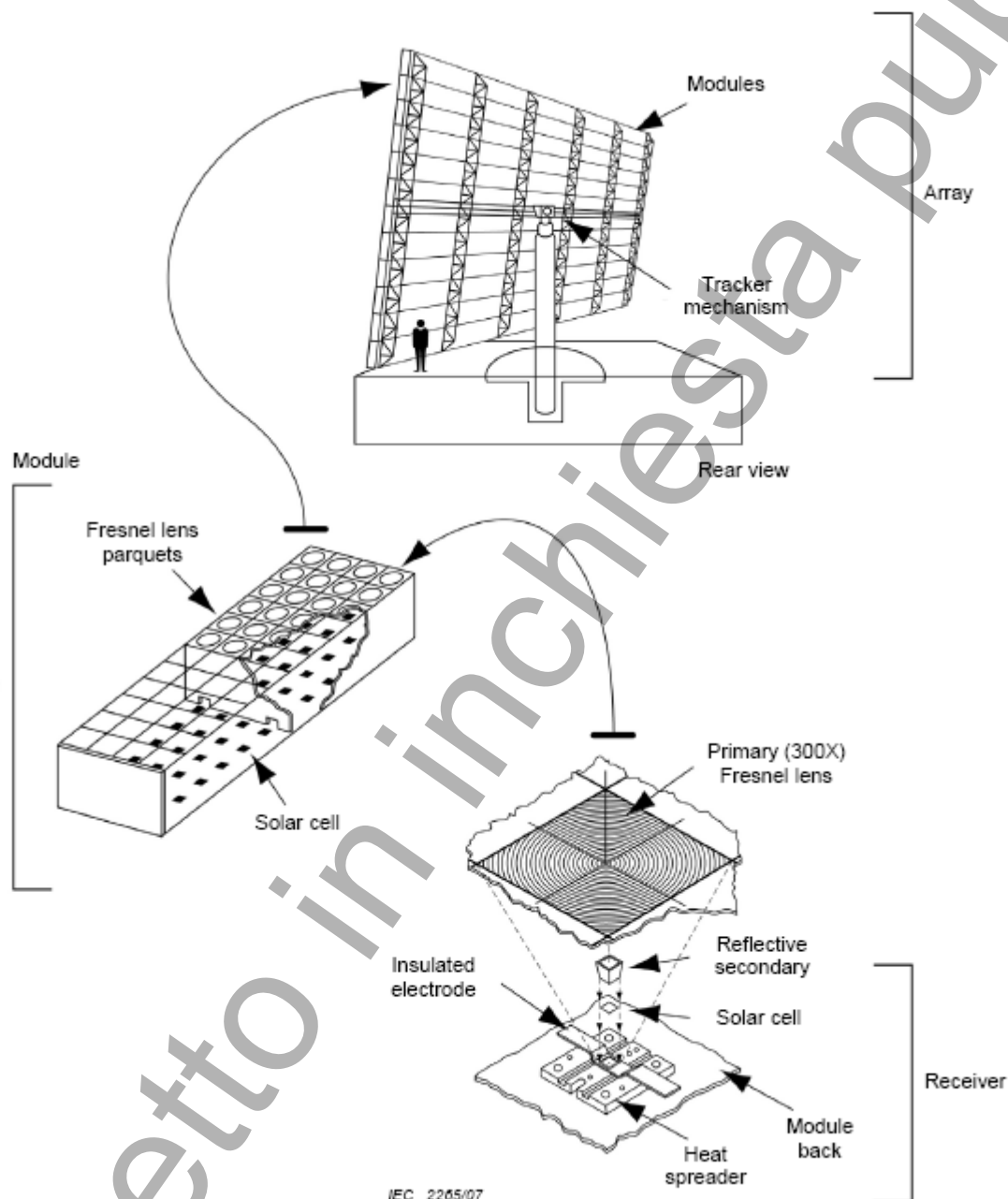


Fig. 4.x – Schema di un concentratore FV point-focus con lenti di Fresnel

L'accettanza angolare (A) è un parametro che ha una duplice funzione: da una parte indica, se è necessario l'inseguitore solare, quanto deve essere preciso quest'ultimo e quanto devono essere precise le interfacce di collegamento ⁽¹⁾ tra moduli e inseguitore, mentre dall'altra indica la capacità del modulo CPV, quando è correttamente puntato verso il sole, di raccogliere anche una parte della radiazione solare diffusa.

In funzione del fattore di concentrazione è comunemente effettuata la seguente distinzione:

- **moduli o assiemati a bassa concentrazione**, caratterizzati da $1 < C \leq 10$ nei quali in genere si utilizzano celle fotovoltaiche al Silicio
- **moduli o assiemati a media concentrazione**, caratterizzati da $10 < C \leq 100$, nei quali in genere si utilizzano celle fotovoltaiche al Silicio
- **moduli o assiemati ad alta concentrazione**, caratterizzati da $C \geq 100$, nei quali in genere si utilizzano celle III-V (film sottili) a singola o a multi giunzione o adeguate celle al Si.

Tipicamente, il valore dell'efficienza di conversione dei moduli a bassa concentrazione e a media concentrazione, varia nell'intervallo $10\% \div 20\%$, mentre per i moduli ad alta concentrazione vengono dichiarati valori più alti compresi nell'intervallo $16\% \div 30\%$.

In genere, per assiemati ad alta concentrazione è necessario utilizzare inseguitori biassiali, mentre per gli altri è anche possibile utilizzare inseguitori monoassiali.

La scelta del modulo CPV deve necessariamente tener conto almeno di:

- costi dell'impianto; è necessario considerare tutte le componenti di costo sia quelle fisse sia quelle proporzionali alla potenza installata e all'area dell'impianto;
- condizioni climatiche del sito di installazione (rapporto medio della radiazione solare diretta su radiazione solare globale);
- adeguatezza della precisione dell'eventuale inseguitore solare.

I moduli CPV usualmente hanno dimensioni che variano fra i $0,3$ e 2 m^2 , ma sono disponibili commercialmente anche moduli di maggiori dimensioni.

Gli assiemati CPV hanno invece usualmente dimensioni maggiori di 3 m^2 .

I moduli e assiemati CPV devono avere caratteristiche elettriche, termiche e meccaniche verificate attraverso prove di tipo secondo la CEI EN 62108 secondo lo standard qualitativo indicato nel paragrafo 4.1.4.

NOTA. Nel caso di impianti fotovoltaici a concentrazione solare è possibile effettuare una verifica preliminare delle caratteristiche dei moduli e degli assiemati di moduli fotovoltaici a concentrazione mediante i Requisiti tecnici minimi di sicurezza e qualità del prodotto indicati nell'Allegato D.

Ciascun modulo CPV deve essere accompagnato da un foglio-dati e da una targhetta in materiale duraturo, posto sopra il modulo, che riportano le principali caratteristiche del modulo stesso, secondo la Norma CEI EN 50380, come riepilogato in Tabella 4.1.

(1) Elementi di connessione dei moduli alla struttura dell'inseguitore solare

Viene modificato il seguente articolo.

4.1.4 Controllo qualitativo dei moduli fotovoltaici

Per consentire un prolungato funzionamento dei moduli fotovoltaici nell'ambiente esterno, questi devono essere realizzati con un adeguato standard qualitativo, cioè devono possedere idonee caratteristiche elettriche, termiche e meccaniche.

La verifica di tali caratteristiche viene effettuata mediante le seguenti norme che descrivono le sequenze di prove di tipo (cioè prove su un certo numero di campioni che il Costruttore rende disponibili) da eseguire sui moduli:

- CEI EN 61215 per moduli al Silicio cristallino
- CEI EN 61646 per moduli a film sottile
- CEI EN 62108 per moduli a concentrazione solare.

NOTA Nel caso di impianti fotovoltaici a concentrazione solare è possibile, nei limiti indicati nell'allegato D al paragrafo D.1 (Scopo), effettuare una verifica preliminare delle caratteristiche dei moduli e degli assiemi di moduli fotovoltaici a concentrazione mediante i Requisiti tecnici minimi di sicurezza e qualità del prodotto indicati nell'Allegato D.

Le norme CEI EN 61730-1 e CEI EN 61730-2, forniscono ulteriori elementi per valutare la costruzione e la qualificazione ai fini della sicurezza dei moduli fotovoltaici. Queste norme, fra l'altro, indicano le modalità per verificare i livelli di isolamento dei moduli fotovoltaici di Classe I e Classe II. In particolare, la rispondenza alle norme CEI EN 61730-1 e CEI EN 61730-2 fornisce la presunzione di conformità ai requisiti essenziali della Direttiva Bassa Tensione (Direttiva BT 2006/95/CE) ove applicabile, cioè per i moduli soggetti a commercializzazione, aventi tensioni a vuoto Voc superiori a 75 V.

La conformità dei moduli a tali norme CEI viene documentata dall'esito positivo di prove di tipo eseguite, presso un laboratorio accreditato, per le specifiche prove indicate da tali norme, in conformità alla norma CEI UNI EN ISO/IEC 17025. Tale laboratorio deve essere accreditato da Organismi di certificazione appartenenti all'EA (European Accreditation Agreement) o che abbiano stabilito accordi di mutuo riconoscimento in ambito EA o in ambito ILAC (International Laboratory Accreditation Cooperation).

Per poter apporre la marcatura CE sui moduli, è inoltre necessario che questi rispondano anche ai requisiti essenziali della Direttiva di Compatibilità Elettromagnetica (Direttiva 2004/108/CE) e, cioè, siano conformi alle norme armonizzate che forniscono la presunzione di conformità a tale Direttiva⁽²⁾.

È opportuno precisare, in questo contesto, che la conformità dei moduli alle norme CEI è documentata tramite il Certificato di approvazione di tipo e/o Certificato di conformità:

- Il Certificato di approvazione di tipo (Type approval certificate) viene rilasciato da un Laboratorio di prova accreditato, in seguito a prove di tipo effettuate sui moduli dallo stesso laboratorio, secondo le relative norme CEI;
- Il Certificato di conformità (Conformity certificate) viene rilasciato da un Organismo di certificazione, in seguito a prove di tipo che questo ha fatto eseguire sui moduli presso un Laboratorio di prova, secondo le relative norme CEI.

Entrambi i Certificati sono corredati da un Rapporto di prova.

Il Certificato di approvazione di tipo, il Certificato di conformità e il Rapporto di prova sono redatti in lingua inglese (quelli emessi per il mercato italiano, è opportuno che siano anche in lingua italiana), in modo tale da illustrare chiaramente il contesto e la validità delle prove eseguite.

(2) Per l'elenco delle Norme armonizzate ai sensi delle suddette Direttive, si veda la pubblicazione periodica su GUCE (Gazzetta Ufficiale della Comunità Europea).

Il Rapporto di prova è redatto in conformità alla Norma CEI UNI EN ISO/IEC 17025, in seguito all'approvazione di tipo secondo la Norma CEI EN 61215 o CEI EN 61646 o CEI EN 62108, dall'ente che ha eseguito le prove di qualifica. Il rapporto contiene le caratteristiche prestazionali misurate e i dettagli sui difetti e la ripetizione delle prove.

In particolare, è opportuno che il Certificato di approvazione di tipo e il Certificato di conformità di moduli fotovoltaici contengano le informazioni elencate nella Tabella 4.2.

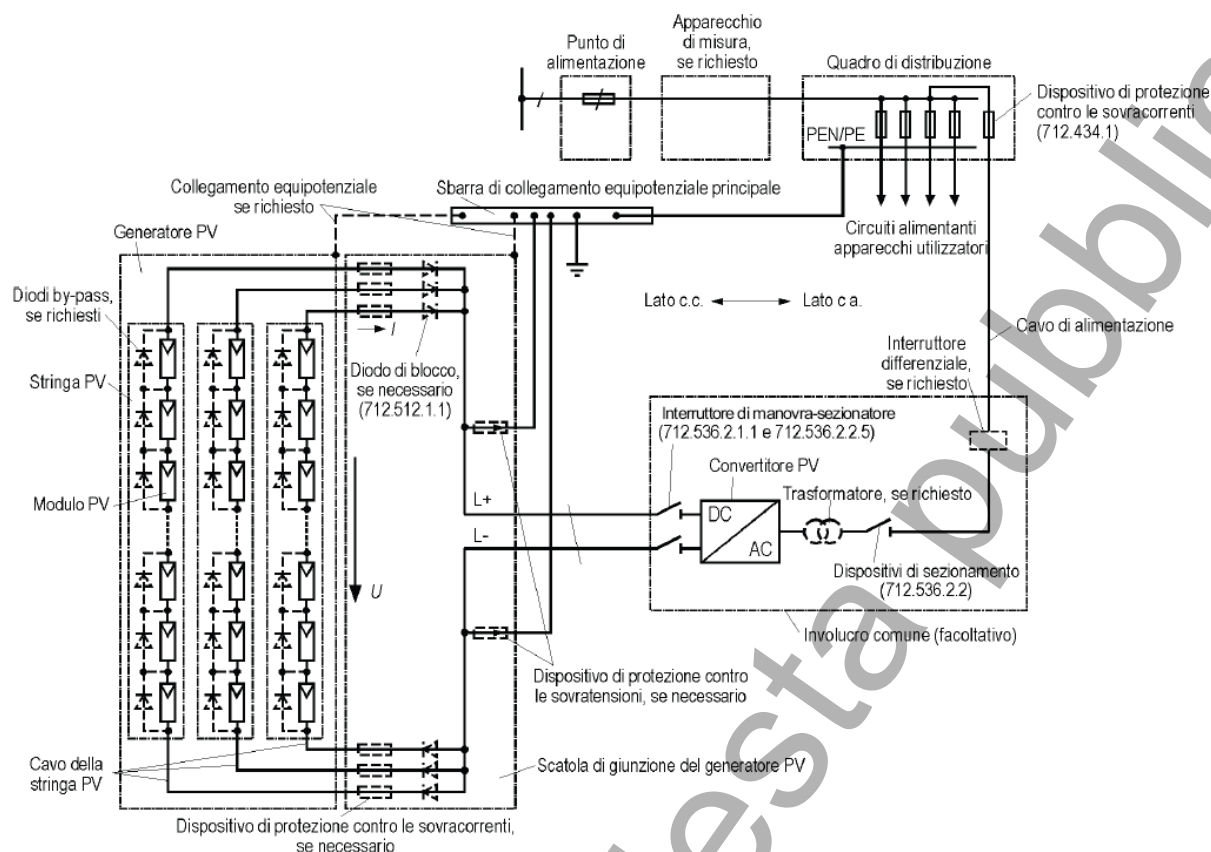
Un'ulteriore dimostrazione della qualità costruttiva dei moduli può essere costituita dal Certificato di controllo del processo produttivo in fabbrica (Factory inspection certificate). In questo caso l'organismo di certificazione dichiara che sono stati eseguiti in fabbrica dei test periodici per verificare che i livelli qualitativi si mantengano costanti nel tempo e uguali a quelli rilevati in sede di prove di tipo.

Tabella 4.2 –Informazioni minime contenute nel Certificato di approvazione di tipo e nel Certificato di conformità dei moduli fotovoltaici

<u>Certificato di approvazione di tipo</u> – Nome del Laboratorio di prova – Tipo e Numero di accreditamento del Laboratorio di prova – Data e numero dell'attestato di prova – Nome e sede del Costruttore del modulo fotovoltaico – Modello (con esatta indicazione della sigla) del singolo modulo o delle differenti versioni del modulo – Principali caratteristiche del modulo: tipo di celle (in Si mono o Si policristallino, in Si amorfo, in CdTe, ...), numero di celle, dimensione delle celle, potenza nominale del modulo – Indicazione della/e norma/e secondo cui sono stati provati i moduli (con esplicita esclusione di eventuali prove previste, ma non eseguite) – Durata dell'attestato, nel caso in cui questa è prevista dal regolamento dell'ente di accreditamento e/o del laboratorio)
<u>Certificato di conformità</u> – Nome dell'organismo di certificazione – Data e numero del Certificato di prova – Nome e sede del Costruttore del modulo fotovoltaico – Modello (con esatta indicazione della sigla) del singolo modulo o delle differenti versioni del modulo – Principali caratteristiche del modulo: tipo di celle (in Si mono o Si policristallino, in Si amorfo, in CdTe, ...), numero di celle, dimensione delle celle, potenza nominale del modulo – Indicazione della/e norma/e secondo cui sono stati provati i moduli (con esplicita esclusione di eventuali prove previste, ma non eseguite). – Riferimenti del rapporto di prova – Nome del laboratorio di prova e Tipo e Numero di accreditamento – Indicazione dell'eventuale controllo in fabbrica (Factory inspection) – Durata della Certificazione.

Si richiama, infine, la necessità che nel caso di modulo fotovoltaico commercializzato con il nome di una Ditta differente da quella che ha costruito il modulo, occorre che venga rilasciato dal laboratorio accreditato un certificato OEM (Original Equipment Manufacturer certificate) nel quale è espressamente riportato il nome del Costruttore, in aggiunta al nome della Ditta che commercializza il modulo.

Viene sostituita la Fig. 4.2 con la seguente [CEI 64-8 V1].



Viene modificato il seguente paragrafo:

4.5 Il dimensionamento meccanico

4.5.1 Le strutture di sostegno

Per struttura di sostegno di un generatore fotovoltaico si intende una costruzione in grado di sostenere e ancorare al suolo o ad un'altra costruzione avente funzione diversa (edificio per uso civile od industriale ecc.) un insieme di moduli fotovoltaici.

In generale, come sinteticamente illustrato in Fig. 4.4, occorre distinguere tra:

- struttura a terra;
- struttura per l'integrazione o il retrofit fissata su tetti, facciate, pensiline, padiglioni, ecc;
- struttura per inseguimento solare.

Le strutture vengono realizzate prevalentemente con NP (Normal Profili) in acciaio o alluminio ma non mancano esempi di strutture composite in cemento ed acciaio o legno.

Le strutture vengono realizzate prevalentemente con NP (Normal Profilo) in acciaio o alluminio ma non mancano esempi di strutture composite in cemento ed acciaio o legno.

Da inserire nuova foto	Da inserire nuova foto
Da inserire nuova foto	Da inserire nuova foto

Figura 4.4 – Varie tipologie di strutture di sostegno per moduli fotovoltaici: Inseguimento solare su due assi, inseguimento su un asse, struttura inclinata su cavalletti e struttura inclinata su falda

4.5.2 Legislazione e norme di riferimento

Le strutture di sostegno devono essere progettate, realizzate e collaudate in base alle “Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni” indicate dal DM del 14 Gennaio 2008, pubblicate sulla Gazzetta ufficiale n° 29 del 4/2/2008 - Suppl. Ordinario n. 30, integrate dalle “ Istruzioni per l'applicazione delle Norme NTC “ di cui al DM 14/01/2008, Circolare del 02/02/2009 n.617, pubblicata sulla G.U. n.47 del 26/02/2009 – Suppl. Ordinario n.27, nonché tenendo conto delle indicazioni più specifiche contenute nei documenti riportati nell'Allegato B. Le attività di progettazione e collaudo devono essere eseguite da tecnico abilitato nel settore delle civili costruzioni. Inoltre, nel caso di montaggio su struttura edile preesistente, è necessario avere il parere favorevole del progettista di tale struttura o comunque di un tecnico abilitato.

Le suddette norme tecniche trattano tutti gli argomenti inerenti alla progettazione strutturale: dai carichi ai metodi di verifica, dai materiali ai controlli di accettazione, dalle strutture nuove a quelle esistenti, dalle modalità di stesura del progetto al collaudo. Laddove la norma è carente, è ammesso l'utilizzo di altra norma, purché di comprovata affidabilità.

Nelle strutture che eseguono l'inseguimento del sole, i meccanismi di movimentazione devono essere rispondenti ai criteri di sicurezza della Direttiva Macchine 2006/32/CE e muniti di marcatura CE. In particolare l'equipaggiamento elettrico dei meccanismi di movimentazione dovrà rispettare le prescrizioni di sicurezza della Norma CEI EN 60204-1- Ed.4.

4.5.2.1 Novità introdotte dalle NTC

Una prima novità introdotta dalle NTC riguarda l'abbandono del metodo di verifica detto “delle tensioni ammissibili”, a vantaggio del “metodo semiprobabilistico agli stati limite”, salvo che per alcuni casi limitati. Gli stati limiti da considerare sono due: quelli ultimi (**SLU**) e quelli di esercizio (**SLE**). I primi riguardano le verifiche nei confronti della resistenza, mentre i secondi riguardano il controllo di aspetti inerenti alla funzionalità e allo stato tensionale.

La verifica della sicurezza nei confronti degli SLU si effettua verificando la disequaglianza:

$$R_d \geq E_d$$

dove:

R_d è la resistenza di progetto, valutata in base ai valori di progetto della resistenza dei materiali e ai valori nominali delle grandezze geometriche interessate, applicando – ai primi - coefficienti riduttivi che tengono conto delle incertezze.

E_d è il valore di progetto dell'effetto dell'azione, valutato in base ai valori di progetto delle azioni ai quali vengono applicati coefficienti di sicurezza. In particolare, definita una azione principale e considerate le altre secondarie, alla prima si applica un coefficiente di maggiorazione per tenere conto delle incertezze, e alle altre coefficienti riduttivi - detti "coefficienti di partecipazione" - per tenere conto della non concomitanza dei massimi valori delle azioni secondarie con quella principale.

La seconda novità importante introdotta dalle NTC è l'avere definito sismico tutto il territorio nazionale. Sono state abolite le quattro zone introdotte dalla Ordinanza della Presidenza del Consiglio dei Ministri 20.03.2003 n° 3274, che mantengono solo una valenza amministrativa, ed è stata introdotta una griglia (reticolo di riferimento), composta da 10751 punti, che riporta i parametri necessari per descrivere il grado di pericolosità sismica di tutto il territorio nazionale. Per i punti interni ad una maglia elementare, che quindi non coincidono con i nodi della griglia, i valori dei parametri si ottengono come media pesata dei valori dei vertici della maglia elementare con la distanza del punto considerato dai vertici stessi.

Per utilizzare la griglia occorre prima individuare una serie di parametri introdotti dalle NTC. In particolare:

- **la vita nominale della costruzione V_N**, intesa come numero di anni durante i quali la struttura, purché manutenzionata correttamente, deve potere essere utilizzata per lo scopo a cui è destinata, mantenendo inalterato il coefficiente di sicurezza richiesto; le NTC individuano tre intervalli di vita nominale: costruzioni tipo 1 fino a 10 anni, costruzioni tipo 2 maggiore di 50 anni e minore di 100 e costruzioni tipo 3 maggiore di 100 anni; nel caso degli impianti fotovoltaici si può assumere una vita nominale di 50 anni;
- **le classi d'uso**, (le NTC ne individuano quattro I, II, III e IV) a seconda dell'importanza, intesa come affollamento prevedibile e/o come interesse strategico dell'opera; ad ogni classe è associato un "coefficiente d'uso" (CU) che in ordine crescente con le classi assume i valori 0.7, 1.0, 1.5 e 2.0; a titolo d'esempio: nel caso di impianti fotovoltaici a terra e recintati si può associare la classe I (CU =0.7) mentre alla copertura di un atrio si può associare la classe II (CU =1.0);
- **il periodo di riferimento V_r**, espresso in anni, dato dal prodotto (V_N x CU); il periodo di riferimento non può essere inferiore a 35 anni; ad esempio per un impianto fotovoltaico in Classe I V_r è pari a 35 anni, anche se si volesse assegnare una vita utile inferiore a 50 anni.

Nei riguardi del sisma gli stati limite stabiliti dalla norma sono quattro, due stati limiti ultimi e due stati limiti di esercizio: I primi sono: stato limite di salvaguardia della vita (SLV) e stato limite di collasso (SLC). I secondi sono: stato limite di danno (SLD) e stato limite di operatività (SLO). Per gli impianti fotovoltaici, salvo diversa specifica indicazione, è sufficiente fare riferimento a SLV ed SLD.

Ad ognuno dei quattro stati limite le NTC associano una probabilità di superamento (PVR) dell'azione sismica prevista nel periodo di riferimento prima definito. Le probabilità di superamento per SLV e SLD sono 10% e 63%. Si consiglia di non modificare i valori di PVR proposti dalla norma, salvo che non si voglia una maggiore protezione nei confronti dello stato limite di esercizio.

Sulla base del periodo di riferimento e della probabilità di superamento, si determina – per lo stato limite considerato - il periodo di ritorno T_R del sisma mediante la relazione:

$$T_R = \frac{V_r}{\ln(1 - P_{VR})}$$

Per ognuno dei 10751 punti del reticolo di riferimento, e per 9 diversi T_R , la norma fornisce la pericolosità sismica mediante i tre parametri che permettono di ottenere lo spettro di risposta elastico che rappresenta il sisma, associato allo stato limite considerato. Detti parametri sono:

- a_g - accelerazione massima orizzontale per terreno rigido e pianeggiante;
- F_o - valore massimo di amplificazione dello spettro in accelerazione orizzontale;
- T^*C - periodo di inizio del tratto a velocità costante dello spettro in accelerazione orizzontale.

Qualora si volesse scegliere un periodo di ritorno diverso dai nove previsti dalla norma, i valori dei 3 parametri a_g , F_o e T^*C dovranno essere ricavati per interpolazione con quelli dei vertici del reticolo elementare come segue:

$$\log(p) = \log(p_1) \times \log(p_2/p_1) \times \log(T_R/T_{R1}) \times (\log(T_{R2}/T_{R1}))^{-1}$$

dove:

- p è il valore del parametro cercato;
- T_{R1} e T_{R2} sono i valori dei periodi di ritorno più prossimi al T_R fissato, per i quali si dispone dei parametri p_1 e p_2 .⁽³⁾

Per passare dallo spettro di risposta elastico su suolo rigido a quello di progetto si dovrà tenere conto delle caratteristiche effettive del sottosuolo, della categoria topografica, del coefficiente di struttura e dei parametri relativi alla regolarità in pianta e in altezza.

Si segnala inoltre che le norme NTC non consentono che le strutture relative agli impianti tecnologici e quindi anche gli impianti fotovoltaici montati su solai siano vincolati alla costruzione contando sull'effetto dell'attrito bensì devono essere collegati ad essa con dispositivi di vincolo rigido (tasselli o simili) o flessibili (stralli o simili). La prescrizione è riportata nelle NTC nel Cap07- Progettazione per azioni sismiche - Quarto capoverso del paragrafo 7.2.4.

4.5.2.2 Tipologia dei carichi.

Le NTC dividono i carichi in tre tipologie:

- **carichi permanenti strutturali**: sono dati dal peso delle strutture di sostegno, siano essi i basamenti (generalmente in c.a.) o il traliccio che forma il telaio portante (generalmente in tubolari d'acciaio o alluminio); fanno parte di questa tipologia di carichi anche le zavorre che contribuiscono alla stabilità del generatore fotovoltaico;
- **carichi permanenti portati**: sono dati dal peso delle sovrastrutture quali i moduli e i meccanismi per il loro eventuale movimento (motori elettrici e ingranaggi); questi carichi vengono generalmente forniti dal costruttore;
- **carichi variabili**, o sovraccarichi accidentali, che interessano i generatori fotovoltaici sono: il vento, la neve, le variazioni termiche ed il sisma.

(3) Sul sito del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici (www.cslp.it/cslp/index.php) è possibile scaricare il programma **Azioni sismiche – Spettri di risposta** del quale è attualmente in linea la ver. 1.03.

4.5.2.3 Tensioni ammissibili.

Come detto nel paragrafo 4.5.2.1, le NTC hanno abolito il metodo di verifica alle tensioni ammissibili. Lo ammettono solo per strutture ricadenti in zona 4, di tipo 1 e 2 (quindi con vita utile inferiore a 100 anni) e classi d'uso I e II. Per questo metodo di verifica si può applicare il DM LLPP 14 febbraio 1992 (strutture in cemento armato e acciaio) e DM LLPP 11 marzo 1988 (opere e sistemi geotecnici). Dette norme vanno applicate integralmente salvo che per i materiali, i prodotti ed il collaudo per i quali si applicano comunque le NTC.

In ogni caso va eseguita una verifica sismica assumendo pari a 5 il grado di sismicità S, così come definito al paragrafo B4 del DM 16 gennaio 1996, ed assumendo le modalità costruttive e di calcolo indicate dal predetto DM e dalla Circolare LLPP 10 aprile 1997, n. 65/AA.GG. e relativi allegati.

4.5.4 Caratteristica di resistenza dei moduli fotovoltaici

Si ricorda che i moduli fotovoltaici piani per sistemi fissi o a inseguimento solare devono essere dimensionati per sopportare carichi di vento, di neve e di grandine, secondo i valori ammissibili indicati nelle norme CEI EN 61215 o CEI EN 61646, CEI EN 61730-1 e CEI EN 61730-2. Analogamente i moduli fotovoltaici per sistemi a concentrazione solare, devono essere dimensionati per sopportare carichi di vento, di neve e di grandine, secondo i valori ammissibili indicati nella Norma CEI EN 62108 ovvero nell'allegato D della presente Guida.

Viene modificato il par. 5.2 nel seguente comma:

Ogni modello d'inverter è caratterizzato da un campo di valori di tensione d'ingresso di normale funzionamento; è importante, ai fini dell'efficienza complessiva dell'impianto, che il gruppo di conversione riesca a fare lavorare il campo fotovoltaico sempre nelle condizioni di massima potenza: da questo punto di vista il valore minimo di funzionamento è il più importante, in quanto indica la minima tensione continua in ingresso che mantiene accesa la logica di controllo e/o permette la corretta erogazione nella rete del distributore anche a bassi valori di irraggiamento solare (alba e tramonto).

Viene modificato l'art. 5.3 nel seguente comma.

5.3 Configurazione del gruppo di conversione

Nella scelta della tipologia del gruppo di conversione (costituito da uno o più inverter) occorre tenere conto che il tipo di connessione alla rete del distributore dipende dalla potenza dell'impianto (CEI 11-20;V1):

- per potenza nominale del gruppo di conversione superiore ai 6 kW, si adotta la connessione trifase alla rete elettrica
- per potenze non superiori a 6 kW si può adottare la connessione monofase

Viene modificato il par 5.3 nel seguente comma:

Considerando gli aspetti riguardanti il monitoraggio dell'impianto, i nuovi inverter centralizzati sono generalmente corredati di quadri di parallelo stringhe di tipo "intelligente" che consentono di effettuare il controllo dell'efficienza delle singole stringhe, al pari degli inverter di stringa.

Viene modificato l'articolo 6.

6 I cavi

I cavi elettrici devono soddisfare al seguenti principali requisiti:

- avere una tensione nominale compatibile con quella massima del sistema elettrico nel quale sono inseriti;
- avere una sezione tale da consentire una densità di corrente e una caduta di tensione inferiori ai limiti prescritti dalle norme applicabili e prestabiliti in fase progettuale.

Secondo la Guida CEI 20-40, la tensione nominale di un cavo è la tensione di riferimento per la quale il cavo è progettato e che serve per definire le prove elettriche. La tensione nominale è data dalla combinazione di due valori, U_0/U , espressi in volt:

- U_0 è il valore efficace tra ogni conduttore isolato e la terra (copertura metallica del conduttore o ambiente circostante);
- U è il valore efficace tra due conduttori di fase di un cavo multipolare o di sistema di cavi unipolari.

6.1 Cavi per circuiti in corrente continua

6.1.1 Considerazioni generali

Secondo la Guida CEI 20-40 art. 5.1 e la Guida CEI 20-67 art. 2.3.1, nei circuiti in corrente continua la tensione nominale del sistema non deve superare 1,5 volte la tensione nominale dei cavi. Tale condizione si applica sia al valore U_0 sia al valore U del cavo, i quali si riferiscono a valori efficaci della tensione in corrente alternata. In altri termini, tali norme indicano che, nei circuiti in corrente continua, le tensioni di riferimento del cavo sono ottenute dai valori U_0/U moltiplicati per 1,5.

La tensione massima del sistema elettrico, costituito dai circuiti in c.c. di un impianto (o generatore) fotovoltaico, è data dal valore della tensione a vuoto del generatore FV , $V_{OC, ARRAY}$ (vedi 3.77a) alla minima temperatura di lavoro dei moduli ed è indicata con il simbolo $V_{OC, max}$.

Il valore di $V_{OC, max}$ dipende dalla temperatura di lavoro dei moduli e, quindi, dalle condizioni meteorologiche del sito di installazione (principalmente temperatura ambiente, velocità del vento e irraggiamento solare). Essa è determinabile con l'algoritmo riportato nella Norma CEI EN 61829, che presenta però difficoltà applicative in quanto occorrerebbe conoscere alcuni parametri caratteristici dei moduli (quasi sempre riportati nei datasheet forniti dal Costruttore).

Per questo motivo, la relazione:

$$\text{tensione nominale in c.a. dei cavi} \cdot 1,5 \geq V_{OC, max}$$

è di difficile verifica a causa della complicata determinazione del valore di $V_{OC, max}$

Un metodo semplificato per verificare se la tensione nominale dei cavi in c.c. è adatta alla tensione massima del sistema elettrico fotovoltaico, senza effettuare il calcolo di $V_{OC, max}$, è indicato nel TS 62257-7-1 Ed.1 art. 6.1.4.2). In tale documento, tenendo conto che la $V_{OC, max}$ è sempre superiore al valore della tensione a vuoto del generatore FV a STC ($V_{OC, ARRAY}$) e che questa è calcolabile come prodotto della tensione a vuoto a STC del modulo (ottenibile dai datasheet) per il numero di moduli che costituiscono la singola stringa (vedi par. 3.77a), viene indicato che la tensione nominale del cavo deve essere almeno pari a $V_{OC, ARRAY}$. Quindi occorre che:

$$\text{tensione nominale in c.a. dei cavi} \cdot 1,5 \geq 1,2 \cdot V_{OC, ARRAY}$$

NOTA Il coefficiente correttivo 1,2 è quello generalmente adottato in tale formula, anche se esso può assumere valori differenti in funzione delle caratteristiche climatiche del sito e della tecnologia dei moduli fotovoltaici utilizzati. Un progetto normativo IEC propone di utilizzare una tabella nella quale sono indicati i valori da utilizzare per tale coefficiente correttivo.

In conseguenza di quanto detto sopra, poiché sia nei generatori fotovoltaici isolati da terra che in quelli con un polo connesso a terra la tensione nominale del cavo è $U_0=U$, deve essere verificato che:

$$U_0 * 1,5 \geq 1,2 * V_{OC,ARRAY}$$

Ad esempio, i cavi aventi tensione nominale 0,6/1 kV sono adatti per l'utilizzo in circuiti in c.c. di un generatore fotovoltaico se è verificato che:

- (metodo accurato secondo la CEI EN 61829)

$$U_0 * 1,5 \geq V_{OC,max}$$

$$600 \times 1,5 = 900 \text{ Vcc} \geq V_{OC,max}$$

oppure

- (metodo semplificato secondo TS 62257-7-1Ed.1)

$$U_0 * 1,5 \geq 1,2 * V_{OC, ARRAY}$$

$$600 \times 1,5 = 900 \text{ Vcc} \geq 1,2 * V_{OC, ARRAY}$$

$$750 \text{ Vcc} \geq V_{OC, ARRAY}$$

È comunque consigliabile che quando possibile il progettista proceda al calcolo della tensione massima $V_{OC,max}$, con il metodo accurato.

6.1.2 Caratteristiche generali dei cavi in c.c.

I cavi utilizzati nella sezione in corrente continua di un impianto fotovoltaico presentano le seguenti caratteristiche:

- Tensione massima compatibile con quella di sistema
- Sezione sufficiente a limitare le cadute di tensione, nel tratto compreso fra i moduli e gli inverter, entro il 2% (anche se è consigliabile rimanere entro l'1 %)
- Adatti all'installazione fissa all'esterno ed all'interno, protetti con guaina esterna o entro tubazioni isolanti a vista o incassate, o entro sistemi chiusi similari
- Adatti anche per la posa direttamente interrata o in tubo interrato secondo le prescrizioni della Norma CEI 11-17
- Resistenti all'acqua, agli UV, all'ozono, al gelo e agli agenti chimici
- In caso di incendio:
 - non consentire la propagazione delle fiamme, secondo la Norma CEI EN 60332-1-2 (CEI 20-35/1-2)
 - presentare bassa emissione di fumi, secondo la Norma CEI EN 61034-2 (CEI 20-37/3-1)
 - presentare bassa emissione di gas tossici, secondo la Norma CEI 20-37/4-0 (4).

NOTA Questa caratteristica è richiesta quando, in caso di incendio, queste emissioni potrebbero mettere a rischio l'incolumità delle persone che si trovano nelle vicinanze ed, in particolare, quando è necessario assicurare un'evacuazione sicura dei locali (per es. edifici pubblici, uffici, alberghi, ospedali, ecc.). Risulta quindi non necessario, anche se è consigliabile, l'uso di cavi con bassa emissione di fumi e gas tossici nel caso di un impianto PV a terra.

(4) Soprattutto nei casi in cui si ritiene che, in caso di incendio, queste emissioni possano mettere a rischio l'incolumità delle persone che si trovano nelle vicinanze, ed in particolare quando è necessario assicurare un'evacuazione sicura dei locali, per es. edifici pubblici, uffici, alberghi, ospedali, ecc..)

- Elevata resistenza meccanica
- Capacità di operare alla temperatura raggiungibile dalla specifica applicazione.

NOTA Poiché i moduli fotovoltaici operano anche a temperatura superiore di 40°C rispetto alla temperatura ambiente, i cavi che si trovano a contatto con i moduli devono essere in grado di operare a tale temperatura.

Il dimensionamento dei cavi della sezione in c.c. di un impianto fotovoltaico, eseguito col criterio di limitare le cadute di tensione entro i valori sopra indicati, comporta che la portata degli stessi sia quasi sempre sovrabbondante.

6.1.3 Cavi di connessione fra i moduli e i quadri di parallelo stringhe (cavi solari)

Per la connessione fra i moduli e i quadri di parallelo stringhe sono raccomandati i cavi per applicazioni solari o "Solar cables" che, oltre alle caratteristiche indicate nel paragrafo 6.1.2, presentano le seguenti proprietà:

- Temperatura di funzionamento: -40 ÷ +120 °C
- Temperatura massima di sovraccarico: +120 °C
- Tensione nominale in c.a.: 0,6 / 1 kV o 0,9 / 1,5 kV o 1,8 / 3,0 kV

La Norma CEI 20-91 definisce le caratteristiche dei cavi elettrici, con sigla di designazione FG21M21 (1 500 V cc), utilizzabili nei collegamenti in corrente continua fra moduli fotovoltaici, quadri di parallelo stringhe e inverter. Secondo tale norma, questi cavi devono possedere le seguenti caratteristiche, oltre a quelle indicate nel par. 6.1.2:

- Conduttore: fili di rame stagnato
- Isolante: miscela elastomerica reticolata senza alogeni di tipo G21 (HEPR)
- Guaina: miscela elastomerica reticolata senza alogeni, tipo M21
- Temperatura ambiente: -40 ÷ +90 °C
- Temperatura massima di sovraccarico: +120 °C
- Temperatura massima di cortocircuito: +250 °C
- Tensione nominale: 0,6 / 1,0 kV c.a.
0,9 / 1,5 kV c.c.
- Periodo di utilizzo stimato: 25 anni

La connessione fra i moduli è realizzata mediante collegamento dei cavi solari ai morsetti (a innesto rapido) usualmente posti su cavi che escono dalle scatole di giunzione dei moduli o, più raramente, montati sulle scatole di giunzione.

NOTA Nel caso di cavi uscenti dalle scatole di giunzione, occorre verificare che questi siano adeguati ai valori di U_0/U della restante parte di impianto.

Questi connettori devono avere grado di protezione sufficiente (normalmente IP65) ed essere realizzati, così come i cavi, con materiali resistenti ai raggi UV, per garantire il corretto funzionamento degli impianti fotovoltaici nel corso della loro vita utile (almeno 25 anni).

I cavi di energia posati nell'impianto sono dimensionati in modo da limitare le cadute di tensione al massimo entro il 2%, ma la loro sezione è determinata anche in modo da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La corrente massima (portata) ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore viene calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore appropriato, per ciascun tipo di isolante, indicato nella Tab. 52D della Norma CEI 64-8/5.

Le portate dei cavi in regime permanente relative alle condutture da installare sono verificate secondo le tabelle CEI-UNEL 35024/1, per posa in aria, e CEI-UNEL 35026, per posa interrata, applicando ai valori individuati, dei coefficienti di riduzione che dipendono dalle specifiche condizioni di posa e dalla temperatura ambiente. Nei casi di cavi con diverse modalità di posa, è effettuata la verifica per la condizione di posa più gravosa. Le sezioni dei cavi sono verificate anche dal punto di vista della caduta di tensione alla massima corrente di utilizzo, secondo quanto riportato nelle Norme CEI 64-8. Le verifiche suddette sono effettuate mediante l'uso delle tabelle della Norma CEI 20-65.

I cavi di energia dovranno essere sistemati in maniera da semplificare e minimizzare le operazioni di cablaggio. In particolare, la discesa dei cavi occorre che sia protetta meccanicamente mediante installazione in tubi, il cui collegamento al quadro elettrico e agli inverter avvenga garantendo il mantenimento del livello di protezione degli stessi.

La messa in opera dei cavi di energia viene realizzata in modo da evitare, durante l'esercizio ordinario, eventuali azioni meccaniche sugli stessi.

6.1.4 Cavi con isolamento doppio o rinforzato (Classe II)

Al fine di realizzare la protezione contro i contatti indiretti (e contemporaneamente limitare i rischi di guasto a terra o di cortocircuito) nelle connessioni dei moduli fotovoltaici alle stringhe e quindi all'inverter, è necessario che queste siano realizzate utilizzando cavi aventi un isolamento doppio o rinforzato (Classe II). Secondo la CEI 64-8 par. 413.2.4, per i sistemi elettrici in c.a. con tensioni nominali non superiori a 690 V in c.a., sono considerate in isolamento doppio o rinforzato le condutture elettriche costituite da:

- a) cavi con guaina non metallica aventi tensione nominale maggiore di un gradino rispetto a quella necessaria per il sistema elettrico servito e che non comprendano un rivestimento metallico;
- b) cavi unipolari senza guaina installati in tubo protettivo o canale isolante, rispondente alle rispettive Norme;
- c) cavi con guaina metallica aventi isolamento idoneo per la tensione nominale del sistema elettrico servito, tra la parte attiva e la guaina metallica e tra questa e l'esterno.

NOTA Parti metalliche in contatto con le precedenti condutture non sono da considerare masse.

NOTA I livelli della tensione nominale dei cavi sono (Tabella CEI UNEL 35025, in revisione):

- 300/ 500 V
- 450/ 750 V
- 600/1000 V
- 900/1500 V

A titolo di esempio, secondo la condizione a) della CEI 64-8 par. 413.2, i seguenti cavi sono utilizzabili in circuiti elettrici in c.c. (di generatori FV isolati da terra o con una polarità connessa a terra) realizzati a doppio isolamento fino alle tensioni di seguito indicate::

- cavo con tensione nominale $U_0/U = 450/750$ V
(declassato al gradino inferiore $U_0/U = 300/500$ V)
in generatori fotovoltaici con $V_{OC,max} \leq 450$ Vcc (o $V_{OC,ARRAY} \leq 375$ Vcc)
- cavo con tensione nominale $U_0/U = 600/1000$ V
(declassato al gradino inferiore $U_0/U = 450/750$ V)
in generatori fotovoltaici con $V_{OC,max} \leq 675$ Vcc (o $V_{OC,ARRAY} \leq 562,5$ Vcc)
- cavo con tensione nominale $U_0/U = 900/1500$ V
(declassato al gradino inferiore $U_0/U = 600/1000$ V)
in generatori fotovoltaici con $V_{OC,max} \leq 900$ Vcc (o $V_{OC,ARRAY} \leq 750$ Vcc)

Tuttavia tenendo conto di quanto detto nel par. 6.1.1 ed estendendo le indicazioni dalla CEI 64-8 sull'uso di cavi con isolamento doppio o rinforzato (Classe II) in sistemi elettrici in c.c. con tensioni nominali non superiori a 690 V (valore in c.a.), ne consegue che tali cavi sono utilizzabili in c.c. fino a $690 \text{ V} \times 1,5 = 1035 \text{ V}$.

Risulta quindi evidente che in alcuni casi l'applicazione della condizione a) della CEI 64-8 par. 413.2 potrebbe essere meno conveniente rispetto all'utilizzo di condutture realizzate con posa dei cavi in tubo protettivo di materiale isolante, impiegabili sino alla tensione di 1500 Vcc (CEI 23-32, art. 1.1.1).

6.1.5 Protezione contro le correnti di sovraccarico sul lato c.c.

La protezione contro i sovraccarichi può essere omessa sui cavi delle stringhe FV e dei moduli FV quando la portata dei cavi sia eguale o superiore a 1,25 volte $I_{SC,STC}$ (Norma CEI 64-8/7 art. 712.433.1), dove $I_{SC,STC}$ è la corrente di cortocircuito del generatore fotovoltaico a STC.

La protezione contro i sovraccarichi può essere omessa sul cavo principale FV se la portata è eguale o superiore a 1,25 volte il valore $I_{SC,STC}$ del generatore FV (Norma CEI 64-8/7 art. 712.433.2).

NOTA Le prescrizioni contenute negli articoli sopracitati si applicano solo per la protezione dei cavi. Per la protezione dei moduli FV si rimanda ai relativi paragrafi e alle istruzioni dei costruttori.

6.1.5 Protezione contro le correnti di cortocircuito sul lato c.c.

Negli impianti fotovoltaici privi di accumulo elettrochimico e/o generatori ausiliari in parallelo sul lato c.c. la corrente di cortocircuito della singola stringa coincide con la corrente $I_{SC,STC}$ del modulo in essa contenuto che, come sopra detto, causa solo un lieve sovraccarico ai circuiti e ai componenti.

In questo caso, la mancanza di una corrente di corto circuito dell'ordine di 2-3 volte la corrente nominale, tipica degli impianti elettrici tradizionali, è vantaggiosa per il dimensionamento elettromeccanico dei componenti ma rende critica la selettività delle protezioni tradizionali di massima corrente.

Tuttavia nel caso di un generatore FV con elevato numero di stringhe in parallelo non è escluso che la corrente di cortocircuito assuma valori molto più elevati di quelli della singola stringa, in quanto al cortocircuito contribuiscono le correnti provenienti dalle altre stringhe in parallelo.

6.2 Cavi per circuiti in corrente alternata

Secondo la Guida CEI 20-40 art. 5.1 e la Guida CEI 20-67 art. 2.3.1, nei circuiti in corrente alternata la tensione nominale non deve superare la tensione nominale dei cavi. Tale condizione si applica sia al valore U_0 sia al valore U del cavo.

In pratica deve essere rispettata la relazione

$$U_0/U \text{ del cavo} \geq U_0/U \text{ del sistema}$$

10 L'interfacciamento alla rete del distributore

10.1 Generalità

Gli impianti fotovoltaici connessi alla rete del Distributore comprendono sempre i seguenti componenti e sottosistemi:

- generatore fotovoltaico, costituito dai moduli elettricamente collegati tra loro, con uscita in corrente continua;
- inverter (o convertitore c.c./c.a.) (ve ne può essere anche più di uno) che converte la corrente da continua ad alternata con tensione e frequenza compatibili con quelle caratteristiche della rete elettrica;

- sistema di interfacciamento alla rete del distributore, costituito da dispositivo e sistema di protezione di interfaccia, interposti tra il convertitore c.c./c.a. e la rete del distributore al fine di salvaguardare la qualità del servizio elettrico ed evitare pericoli per le persone operanti sulla rete e danni alle apparecchiature.

Come indicato nelle definizioni (par. 3.52.d), in questa guida con il termine “inverter” si intende un inverter “grid-connected” e “non islanding”.

In Italia, il principale riferimento normativo per la connessione dei sistemi di produzione di energia elettrica alla rete elettrica in MT e AT è costituito dalla Norma CEI 0-16, emanata con delibera dell'AEEG.

L'analogo riferimento normativo per la connessione alla rete BT è costituito dalla Norma CEI 11-20, che sebbene tratti anche la connessione dei sistemi di produzione di energia elettrica alla rete elettrica in MT, è stata superata in questa parte dalla CEI 0-16.

Per la connessione dei sistemi di produzione di energia elettrica alla rete elettrica in BT (quindi incluso gli impianti fotovoltaici), oltre alla CEI 11-20, occorre tenere conto anche delle prescrizioni delle società elettriche di Distribuzione a cui i sistemi sono collegati.

Nel seguito di questo paragrafo, si citeranno le norme CEI 0-16 e CEI 11-20 per la connessione alla rete elettrica degli impianti fotovoltaici anche se, come detto in precedenza, queste trattano la connessione dei vari sistemi di produzione di energia elettrica.

NOTA Il riferimento normativo per la connessione alla rete elettrica in BT, analogo alla norma CEI 0-16, è allo studio di un apposito Gruppo di lavoro AEEG e CEI e sarà a breve emanato con delibera dell'AEEG.

Secondo la CEI 0-16 e la CEI 11-20, la potenza massima di un impianto fotovoltaico che è possibile collegare alla rete elettrica dipende dal numero delle fasi e dalla tensione della rete, oltre che dalle caratteristiche della rete stessa e dai carichi in essa presenti (Tabella 10.1).

Lo schema generale di connessione di un impianto di produzione funzionante in parallelo alla rete del Distributore, in accordo con le norme CEI 0-16 e CEI 11-20, è riportato in Figura 10.1. In tale schema, che ha carattere generale essendo valido per connessioni alla rete in BT, MT e AT, sono riportati i dispositivi di protezione richiesti dalle norme.

Tabella 10.1 – Valori indicativi di potenza di un impianto fotovoltaico collegabile alla rete elettrica, in ragione del numero delle fasi e della tensione della rete

Potenza [kW]	Livelli di tensione della rete del Distributore	Riferimenti
≤ 6	BT (in monofase)	CEI 11-20
≤ 100	BT	AEEG ARG/elt 99/08 CEI 0-16 (Tab. 4)
100 - 200	BT o MT (*)	CEI 0-16 (Tab. 4)
200 – 3 000	MT	CEI 0-16 (Tab. 4)
3 000 – 10 000	MT o AT (*)	CEI 0-16 (Tab. 4)
> 10 000	AT	CEI 0-16 (Tab. 4)
(*) da concordare con il Distributore in funzione delle caratteristiche della rete e dei carichi in essa presenti		

Dispositivo Generale (DG)

Il DG è costituito da un'apparecchiatura di manovra e sezionamento (installata all'origine della rete dell'Utente) la cui apertura, comandata dal Sistema di Protezione Generale, assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete.

Il DG interviene per guasto dell'impianto dell'Utente.

Dispositivo di Interfaccia (DDI)

Il DDI è costituito da una (o più) apparecchiature di manovra (installata/e nel punto di collegamento della rete di utente in isola alla restante parte della rete di utente) la cui apertura, comandata dal Sistema di Protezione di Interfaccia, assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

Il DDI interviene per guasto sulla rete del Distributore e deve soddisfare i requisiti sul sezionamento indicati dalla CEI 64-8.

Il DDI deve essere a "sicurezza intrinseca" cioè essere dotato di bobina di apertura a mancanza di tensione (che ne provoca quindi l'apertura in mancanza della tensione di rete). Nel caso di sistema trifase, il DDI se unico dovrà essere di tipo onnipolare.

NOTA Qualora il dispositivo di interfaccia sia posizionato internamente all'inverter, la caratteristica "a sicurezza intrinseca" deve essere certificata da un laboratorio accreditato.

Dispositivo del Generatore (DDG)

Il DDG è costituito da un'apparecchiatura di manovra (installata ai terminali di uscita di ciascun generatore dell'impianto di produzione) la cui apertura, comandata da un apposito sistema di protezione, determina la separazione del gruppo di generazione dalla rete.

Il Dispositivo del Generatore interviene per guasto interno al generatore e deve soddisfare i requisiti sul sezionamento indicati dalla CEI 64-8

Le caratteristiche dei dispositivi sopraindicati sono illustrate nel successivo paragrafo 10.2.1, mentre la loro inserzione in impianti fotovoltaici connessi alla rete BT è indicata negli schemi elettrici generali dalla Figura 10.2 alla Figura 10.5.

Analogamente, l'inserzione dei dispositivi suddetti in impianti fotovoltaici connessi alla rete MT è indicata dalla Figura 10.6 alla Figura 10.8.

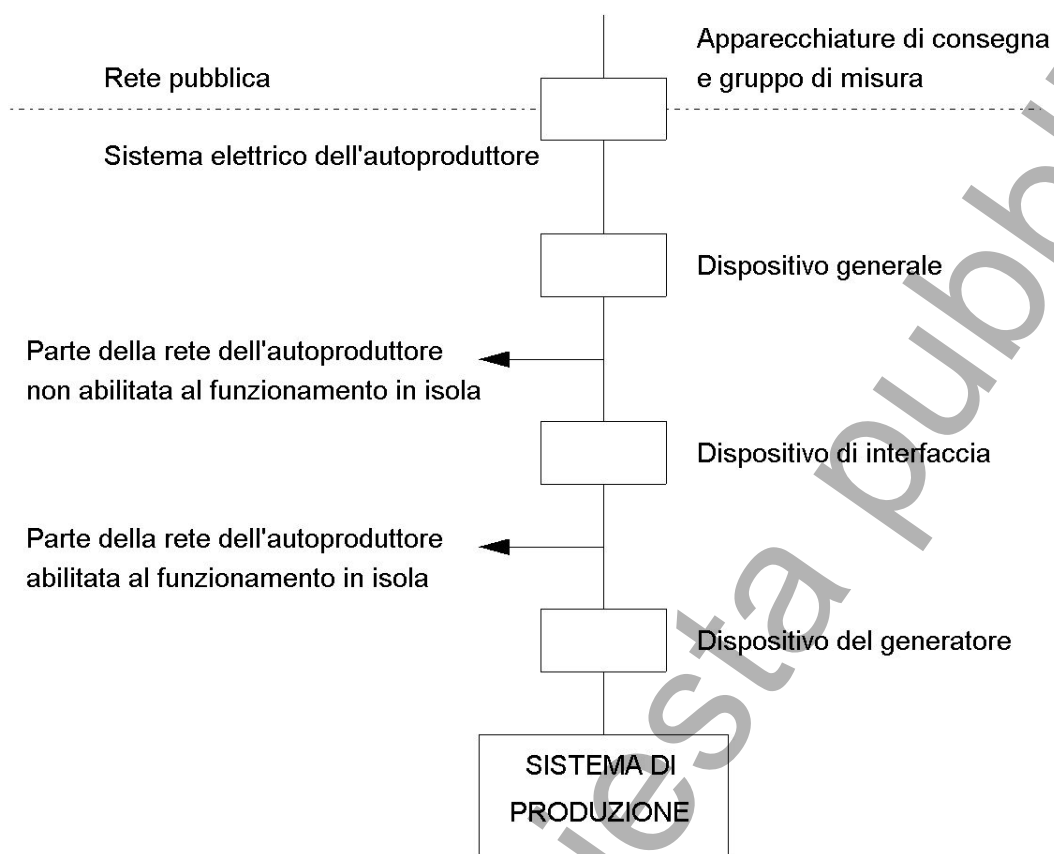


Figura 10.1– Schema generale di un impianto di produzione funzionante in parallelo alla rete del Distributore, secondo le Norme CEI 0-16 e CEI 11-20

10.2 La connessione alla rete BT

Gli impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica in BT sono dotati dei dispositivi di protezione di seguito descritti, come indicato nello schema generale di Figura 10.1.

10.2.1 Dispositivo Generale

Secondo la CEI 11-20 par. 5.6.2, il Dispositivo Generale (DG) può essere costituito da uno dei seguenti componenti che interviene su tutte le fasi e sul neutro:

- un interruttore automatico con sganciatori di massima corrente purché rispondente ai requisiti sul sezionamento della CEI 64-8;
- un interruttore di manovra sezionatore combinato con fusibili o con interruttore automatico

10.2.2 Dispositivo e Sistema Protezione di Interfaccia

Secondo la CEI 11-20 par. 5.6.3, il Dispositivo di interfaccia (DDI) può essere costituito da uno dei seguenti componenti che interviene su tutte le fasi e sul neutro:

- un interruttore automatico con sganciatore di apertura a mancanza di tensione
- un contattore con sganciatore di apertura a mancanza di tensione, combinato con fusibili o con interruttore automatico,;
- un commutatore (inteso come interruttore di manovra CEI EN 60947-3) combinato con fusibili o con interruttore automatico,.

Secondo la CEI 11-20 V1, la funzione di DDI deve essere svolta da un unico dispositivo che deve essere asservito alle relative protezioni d'interfaccia (Figura 10.2), ovvero, qualora l'impianto fotovoltaico preveda una configurazione multi – generatore/inverter in cui siano presenti più Sistemi di Protezione di Interfaccia (SPI) associati a diversi apparati, questi dovranno comandare un unico dispositivo di interfaccia esterno, che escluda tutti i generatori dalla rete pubblica o, in alternativa, si dovrà impiegare una protezione “dedicata” esterna.

NOTA Tale requisito è richiesto al duplice scopo di:

- migliorare l'affidabilità del sistema, a garanzia della rete del Distributore;
- consentire al produttore di rispettare le condizioni di funzionamento previste dalla Norma CEI 11-20, anche in caso di mancato intervento di uno o più sistemi di protezione associati ai singoli generatori.

In deroga, secondo la CEI 11-20;V1, se la potenza complessiva (lato c.a.) dell'impianto fotovoltaico non supera i 20 kW, la funzione del Dispositivo di Interfaccia (e quindi anche quella del Dispositivo di Generatore) può essere svolta da più dispositivi distinti fino ad un massimo di tre, come illustrato in Figura 10.5.

NOTA Si richiama l'attenzione sul fatto che questo punto è tuttora in discussione nel Gruppo di lavoro, costituito dall'AEEG presso il CEI, per la preparazione delle Regole Tecniche per la connessione alla rete in BT. Pertanto questo punto potrebbe subire delle variazioni in seguito alla pubblicazione della relativa norma CEI.

Secondo la CEI 11-20 par. 5.8.2 e le indicazione del Distributore, il Sistema di Protezione di Interfaccia deve assolvere alle funzioni di protezione indicate nella Tabella 10.2.

Tabella 10.2 – Funzioni delle protezioni di interfaccia e relative tarature: rete BT del distributore

Protezione	Esecuzione	Valore di taratura	Tempo di intervento
Massima tensione	Unipolare/tripolare ⁽¹⁾	$\leq 1,2 V_n$	$\leq 0,1 s$
Minima tensione	Unipolare/tripolare ⁽¹⁾	$\geq 0,8 V_n$	$\leq 0,2 s$
Massima frequenza	Unipolare	50,3 Hz o 51 Hz ⁽²⁾	Senza ritardo intenzionale
Minima frequenza	Unipolare	49 o 49,7 Hz ⁽²⁾	Senza ritardo intenzionale
Derivata di frequenza ⁽³⁾	Unipolare	0,5 Hz/s	Senza ritardo intenzionale
(1) Unipolare per impianti monofasi e tripolari per impianti trifasi (2) Le tarature di default sono 49,7 Hz e 50,3 Hz. Qualora le variazioni di frequenza della rete del distributore, in normali condizioni di esercizio, siano tali da provocare interventi intempestivi della protezione di massima/minima frequenza, dovranno essere adottate le tarature a 49 Hz e 51 Hz (3) Solo in casi particolari			

10.2.3 Dispositivo del Generatore

Secondo la CEI 11-20 par. 5.6.4, il Dispositivo del Generatore (DDG) può essere costituito da uno dei seguenti componenti:

- un interruttore automatico o da un contattore che interviene su tutte le fasi interessate e sul neutro;

10.2.4 Altre prescrizioni impiantistiche

Secondo la CEI 11-20, nel caso in cui l'impianto di produzione non sia previsto per il funzionamento in isola, il Dispositivo Generale può svolgere le funzioni del Dispositivo di Interfaccia, qualora ne abbia le caratteristiche.

Inoltre, secondo la CEI 11-20 V1, nel caso in cui l'impianto di produzione non sia previsto per il funzionamento in isola, il Dispositivo del Generatore può svolgere le funzioni del Dispositivo di Interfaccia, qualora ne abbia le caratteristiche.

In ogni caso, tra il punto di consegna e ciascun generatore deve essere presente almeno un dispositivo di interruzione automatico, avente le caratteristiche di un Dispositivo Generale. Ad esempio, negli schemi di connessione di Figura 10.3, Figura 10.4 e Figura 10.5, il DDI e il DDG possono essere costituiti da un unico apparato, eventualmente posizionato internamente all'inverter.

Nelle figure da 10.2 a 10.5, sono indicate le posizioni del DDI, SPI e DDG, mentre il posizionamento del contatore dell'energia prodotta E3 non è esaustivo di tutti i casi possibili. Differenti posizionamenti del contatore dell'energia prodotta E3 sono possibili in funzione di eventuali esigenze impiantistiche derivanti da:

- utilizzo di trasformatori esterni all'inverter
- posizionamento dei vari inverter che costituiscono il gruppo di conversione c.c. /c.a.

La Variante 1 della CEI 11-20, adottata anche per tener conto delle peculiarità degli impianti fotovoltaici, contiene, tra le altre, le seguenti indicazioni:

- si prescrive il limite massimo di 6 kW per i sistemi di produzione monofasi allacciati alla rete del distributore BT;
- il campo di applicazione della norma riguarda impianti di produzione di potenza complessiva superiore a 0,75 kW.

- il fattore di potenza dei convertitori, riferito alla componente fondamentale, deve rispettare una delle seguenti condizioni:
 - essere in ritardo (cioè in assorbimento di potenza reattiva), con fattore di potenza non inferiore a 0,8 quando la potenza reattiva erogata è compresa tra il 20% ed il 100% della potenza complessiva installata;
 - essere in fase (cioè con fattore di potenza uguale a 1);
 - essere in anticipo, quando erogano una potenza reattiva complessiva non superiore al minor valore tra 1 kVAr e $(0,05 + P/20)$ kVAr (dove P è la potenza complessiva installata espressa in kW).
- gli impianti fotovoltaici devono avere la separazione metallica tra l'uscita in c.a. e la parte in c.c. (anche se la parte in c.c. è interna al convertitore); per potenza complessiva di produzione non superiore a 20 kW, tale separazione può essere sostituita da una protezione che intervenga per valori di componente continua complessiva superiore allo 0,5% del valore efficace della componente fondamentale della corrente massima complessiva in uscita dai convertitori;

NOTA Qualora l'inverter sia dotato internamente di un trasformatore in alta frequenza, per impianti di potenza ≤ 20 kW, occorre prevedere la suddetta protezione che può anche essere integrata nell'inverter.

Nel caso in cui gli inverter non siano dotati di separazione metallica tra parte in corrente continua e parte in alternata e la potenza complessiva di produzione superi i 20 kW, per poter effettuare la connessione alla rete, è necessario inserire un trasformatore a bassa frequenza esterno agli inverter.

10.2.5 Verifica delle funzioni di interfaccia

La Variante 2 alla CEI 11-20 "Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria – Allegato C" descrive le prove per la verifica delle funzioni di interfaccia con la rete elettrica per i micro generatori.

Tale allegato C indica le prove elettriche cui assoggettare i generatori elettrici ed i cogeneratori di potenza non superiore a 50 kW connessi a reti in BT. Le prove elettriche riportate si sono rese necessarie per poter fruire degli incentivi e delle semplificazioni amministrative di connessione alle reti previste nel Decreto Legislativo del 8 febbraio 2007, n. 20: esse prevedono che tali macchine siano ad alta efficienza produttiva, siano certificate ai fini elettrici ed ai fini ambientali e della sicurezza.

10.3 La connessione alla rete MT

Gli impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica in MT sono dotati dei dispositivi di protezione di seguito descritti, come indicato nello schema generale di Figura 10.1.

10.3.1 Dispositivo Generale

Secondo la CEI 0-16 par. 8.5.11, il Dispositivo Generale (DG) può essere costituito da uno dei seguenti componenti che interviene su tutte le fasi e sul neutro:

- interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura;
- interruttore tripolare con sganciatore di apertura e sezionatore tripolare da installare a monte dell'interruttore (eventualmente integrati in un unico involucro).

10.3.2 Dispositivo e Sistema Protezione di Interfaccia

Il Dispositivo di Interfaccia (DDI), a seconda del livello di tensione su cui è installato, può essere costituito nelle modalità di seguito riportate, come indicato dalla CEI 0-16 par. 8.7.4.1.

Qualora il DDI sia installato su MT, esso deve essere costituito da:

- un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura a mancanza di tensione, oppure
- un interruttore tripolare con sganciatore di apertura a mancanza di tensione e un sezionatore installato a monte o a valle dell'interruttore (F1 dalla Variante 2 della CEI 0-16).

NOTA L'eventuale presenza di due sezionatori (uno a monte e uno a valle del DDI) è da considerare da parte dell'utente in funzione delle necessità di sicurezza in fase di manutenzione.

Qualora il DDI sia installato sul livello BT, esso deve essere costituito da:

- un interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione manovrabile dall'operatore, ovvero
- un contattore combinato con fusibili conforme alla Norma CEI EN 60947-4-1 (categoria AC-1 o AC-3 rispettivamente in assenza o presenza di carichi privilegiati fra l'uscita in c.a. del sistema di generazione e dispositivo di interfaccia).

Per impianti con più generatori, il Dispositivo di Interfaccia deve essere di norma unico (in MT o in BT) e tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori.

NOTA Secondo la CEI 0-16 Ed. 2 par. 8.7.4.1, nel caso di richiesta di installazione di generatori nell'ambito di impianti esistenti, connessi alla rete da almeno un anno, qualora la potenza complessiva dei generatori non superi 1 000 kW, è possibile installare non più di tre DDI (in MT e/o in BT), ciascuno dei quali può al massimo sottendere 400 kW.

Qualora necessità impiantistiche lo imponessero, è ammesso l'utilizzo di più protezioni di interfaccia (al limite una per ogni singolo generatore). Per non degradare l'affidabilità del sistema, il comando di scatto di ciascuna protezione deve agire su tutti i DDI presenti in impianto, in modo che una condizione anomala rilevata anche da un solo SPI disconnetta tutti i generatori dalla rete.

NOTA Tale requisito è richiesto al duplice scopo di:

- migliorare l'affidabilità del sistema, a garanzia della rete del Distributore;
- consentire al produttore di rispettare le condizioni di funzionamento previste dalla Norma CEI 0-16, anche in caso di mancato intervento di uno o più sistemi di protezione associati ai singoli generatori.

Il Dispositivo di Interfaccia può agire sulla linea a bassa tensione. In questo caso, le grandezze atte a determinare l'intervento dalle protezioni di interfaccia sono misurate sulla linea a bassa tensione.

Se l'impianto fotovoltaico è realizzato con inverter fino a 10 kW, secondo la Norma CEI 0-16 (Art. 8.7.4.1 della Variante 2 Foglio di interpretazione F1) è possibile utilizzare SPI integrati nell'inverter. In tal caso, è necessario che sia presente un dispositivo di manovra, interruzione e sezionamento conforme alle relative Norme di prodotto. Tale dispositivo deve essere costituito da un contattore onnipolare con bobina alimentata dalla tensione, lato rete, che funge anche da protezione di ricalzo. È possibile impiegare tale soluzione per potenze di produzione complessive non superiori a 10 kW per fase (vedi Fig. 10.9).

Secondo la Norma CEI 0-16 (Art. 8.7.5.1), in impianti fotovoltaici, il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) associato al DDI deve presentare le seguenti caratteristiche:

a) prevede relé di frequenza, di tensione che garantisca le seguenti protezioni e relative regolazioni:

- 1) massima tensione: valore $1,2 V_n$; tempo di estinzione del guasto ≤ 170 ms (che si consegue tipicamente mediante un ritardo intenzionale di 100 ms);
- 2) minima tensione valore $0,7 V_n$; tempo di estinzione del guasto ≤ 370 ms (che si consegue tipicamente mediante un ritardo intenzionale di 300 ms);
- 3) massima frequenza valore 50,3 Hz; tempo di estinzione del guasto ≤ 170 ms (che si consegue tipicamente mediante un ritardo intenzionale di 100 ms);
- 4) minima frequenza valore 49,7 Hz; tempo di estinzione del guasto ≤ 170 ms (che si consegue tipicamente mediante un ritardo intenzionale di 100 ms);

- b) le protezioni di massima/minima frequenza e di massima/minima tensione devono avere in ingresso grandezze proporzionali ad almeno due tensioni concatenate MT che quindi possono essere prelevate:
 - dal secondario di TV collegati fra due fasi MT;
 - da tensioni concatenate BT.
- c) le regolazioni devono tenere conto del livello di tensione a cui le grandezze sono rilevate.
- d) nel caso di utilizzo di più relè, l'intervento di un qualsiasi relè deve determinare l'apertura del Dispositivo di Interfaccia.
- e) le regolazioni delle protezioni avviene sotto la responsabilità dell'Utente sulla base del piano di regolazione predisposto dal Distributore.

10.3.3 Dispositivo del Generatore

Secondo la CEI 0-16 par 8.7.4.2, il Dispositivo del Generatore (DDG) può essere costituito da uno dei seguenti componenti:

- un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatori di apertura, oppure
- un interruttore tripolare con sganciatore di apertura ed un sezionatore installato sul lato rete dell'interruttore.

Per gruppi di generazione BT, il DDG può essere costituito da interruttore automatico.

Il DDG può svolgere le funzioni del DDI, qualora ne abbia le caratteristiche: come sopra specificato. È comunque necessario che, fra la generazione e la rete di distribuzione, siano sempre presenti due interruttori in serie tra loro o, in alternativa, un interruttore ed un contattore.

10.3.4 Altre prescrizioni impiantistiche

Se l'impianto è collegato in MT, è possibile utilizzare inverter monofasi purché lo squilibrio massimo fra le fasi non sia superiore a 10 kW.

Se la potenza dell'impianto non supera i 50 kW, indipendentemente dal livello di tensione della rete (BT, MT o AT), il DG e il SPG possono essere adeguati alle Regole Tecniche di Connessione per la BT (al momento, indicate nella CEI 11-20 e nelle Prescrizioni del Distributore) (AEEG 33/08 Allegato B Art.8).

Tenendo conto che gli inverter utilizzati negli impianti fotovoltaici oggetto di questa Guida sono progettati per funzionare come generatori di corrente, e non come generatori di tensione, in questi impianti di generazione, anche se di potenza superiore a 400 kVA, non è necessario integrare la protezione d'interfaccia con la misura di tensione omopolare (Norma CEI 0-16 art. 8.7.5.1), né prevedere un ricalzo alla mancata apertura del Dispositivo di Interfaccia (Norma CEI 0-16 art. 8.7.5.2).

Negli schemi di Figura 10.6, Figura 10.7 e Figura 10.8, sono illustrati alcuni schemi di connessione di impianti fotovoltaici alla rete MT con particolare riferimento alla posizione del DDI, SPI e DDG, mentre il posizionamento del contatore dell'energia prodotta E3 non è esaustivo di tutti i casi possibili. Differenti posizionamenti del contatore dell'energia prodotta E3 sono possibili in funzione di eventuali esigenze impiantistiche derivanti da:

- utilizzo di trasformatori esterni all'inverter
- posizionamento dei vari inverter che costituiscono il gruppo di conversione c.c. /c.a.

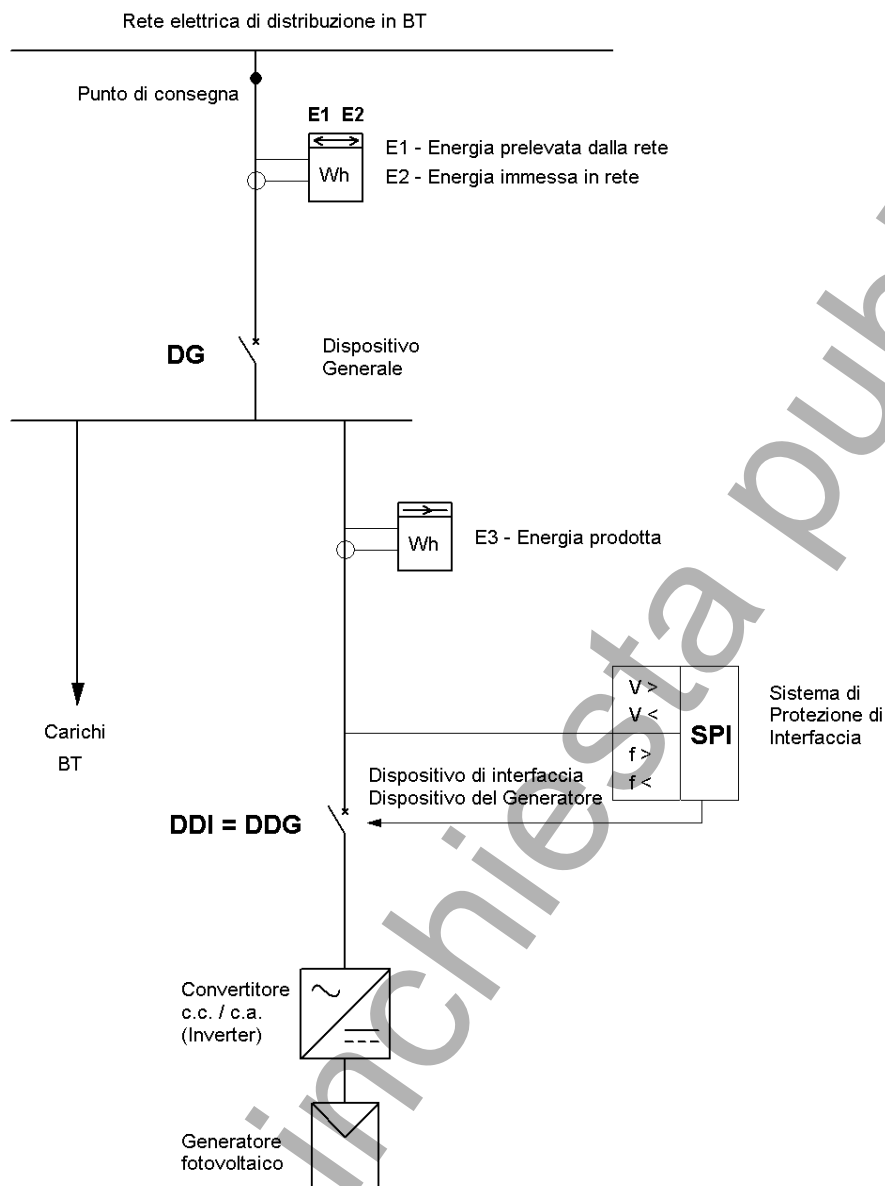


Figura 10.3 – Schema generale di un impianto fotovoltaico in parallelo alla rete BT, dotato di un solo inverter

NOTA In questo caso, il Dispositivo del generatore (DDG) può svolgere anche la funzione di Dispositivo di Interfaccia (DDI) e, se la sua potenza non supera 6 kW, può essere utilizzato un inverter monofase.

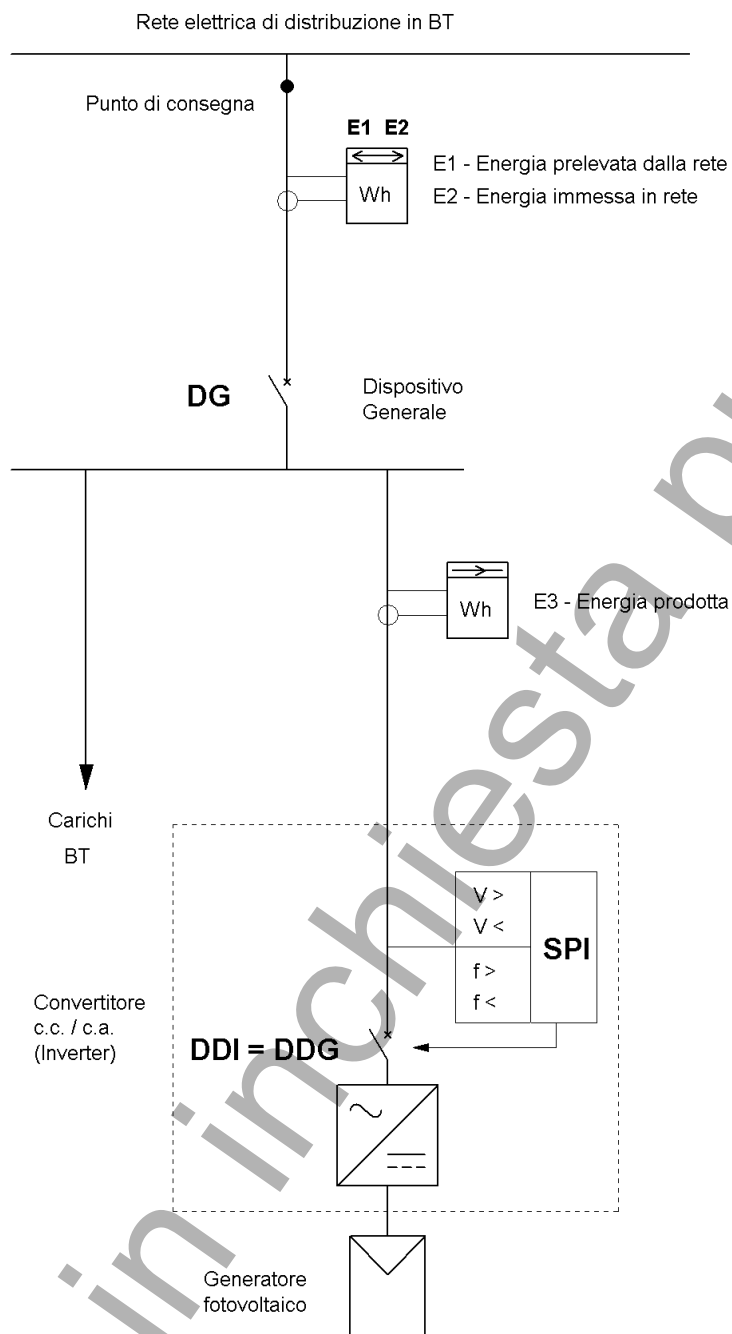


Figura 10.4 – Schema generale di un impianto fotovoltaico in parallelo alla rete BT, dotato di un solo inverter

NOTA In questo caso, il Dispositivo del generatore (DDG) può svolgere anche la funzione di Dispositivo di Interfaccia (DDI), può essere utilizzato un inverter monofase (se la sua potenza non supera 6 kW) e il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) con il Dispositivo di Interfaccia (DDI) può essere integrato nell'inverter.

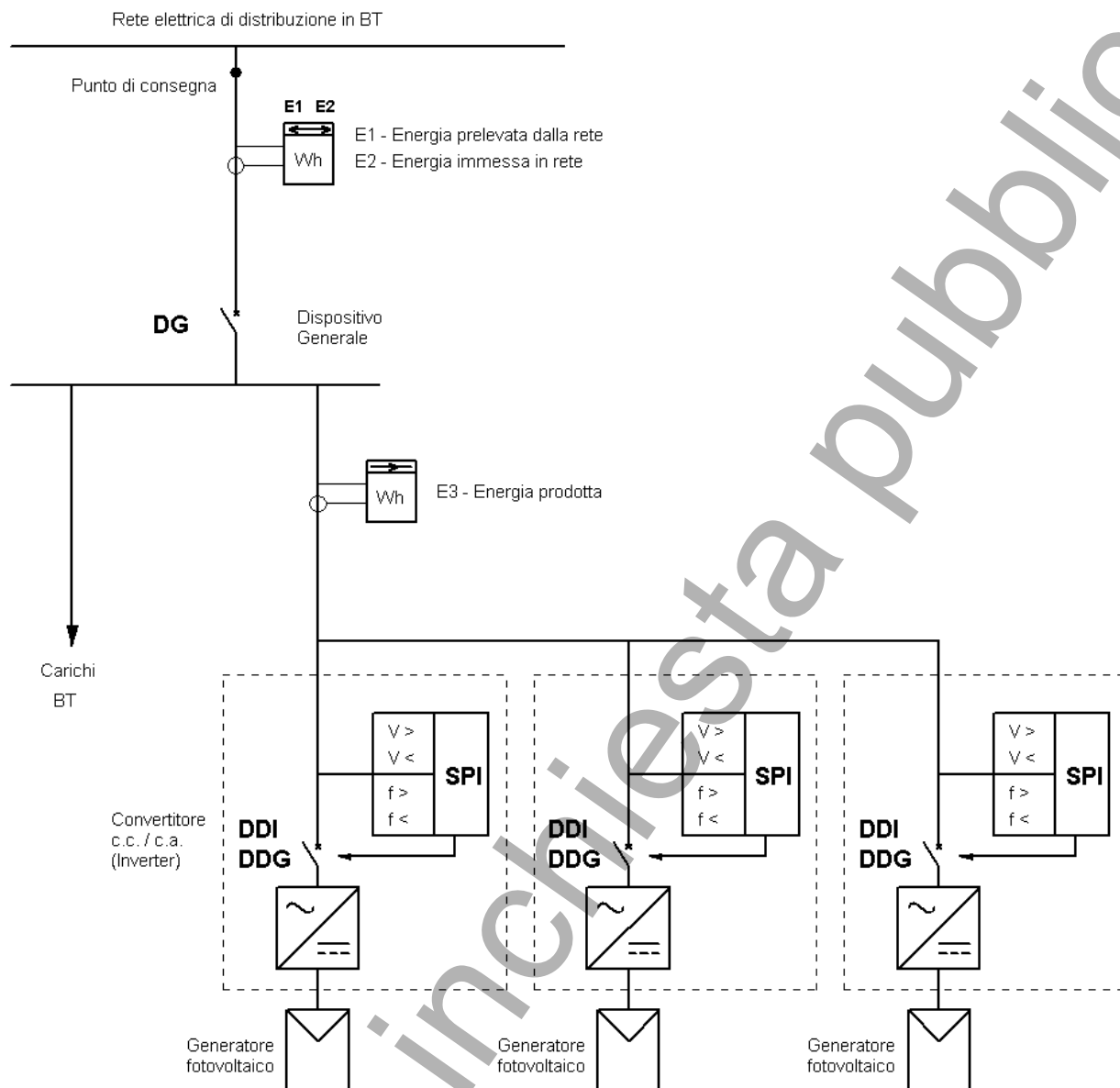


Figura 10.5 – Schema generale di un impianto fotovoltaico in parallelo alla rete BT, dotato di 3 inverter, per potenza complessiva non superiore a 20 kW

NOTA Secondo la CEI 11-20 V1, in questo caso, ciascun Dispositivo del generatore (DDG) può svolgere anche la funzione di Dispositivo di Interfaccia (DDI), possono essere utilizzati inverter monofase (purché lo squilibrio di potenza fra le fasi non superi i 6 kW) e il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) con il Dispositivo di Interfaccia (DDI) può essere integrato in ciascun inverter.

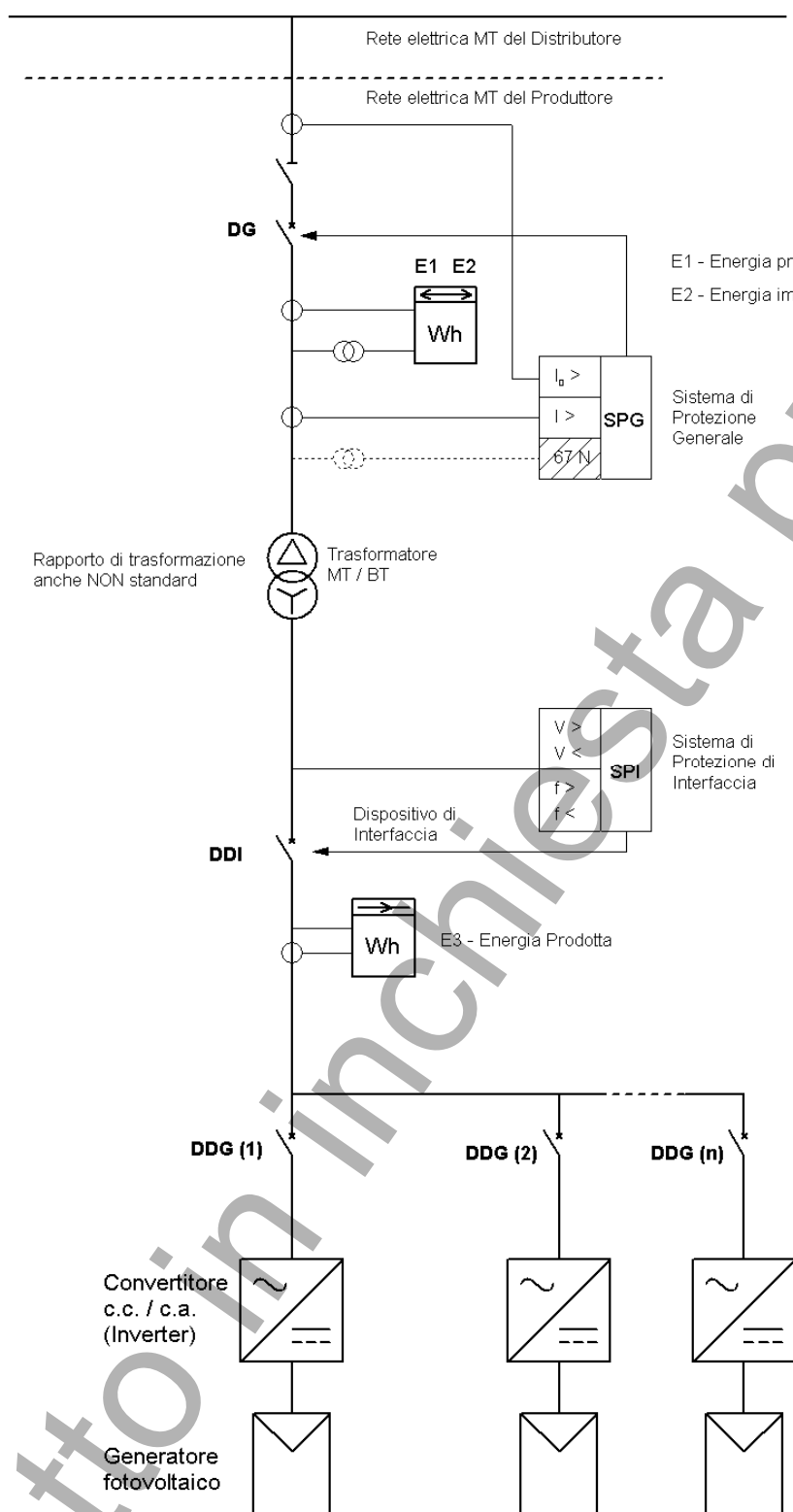


Figura 10.6 – Schema generale di un impianto fotovoltaico in parallelo alla rete MT

NOTA 1. In questo caso, il Sistema di misura dell'energia elettrica prelevata e immessa in rete è posizionato sul lato dell'Utente in quanto la connessione riguarda un impianto di sola produzione, per i quali l'energia prodotta coincide, a meno dei prelievi effettuati per gli eventuali servizi ausiliari, con l'energia immessa, in cui l'utente abbia optato per la misura in proprio dell'energia scambiata con la rete. (La protezione 67N è adottata in funzione della lunghezza della linea MT) .

NOTA 2. Il DDG può essere inserito all'interno dell'inverter

NOTA 1. In questo caso, il Sistema di misura dell'energia elettrica prelevata e immessa in rete è posizionato sul lato del Distributore in quanto la connessione riguarda il prelievo e l'immissione di energia in rete. La protezione 67N è adottata in funzione della lunghezza della linea MT.

33

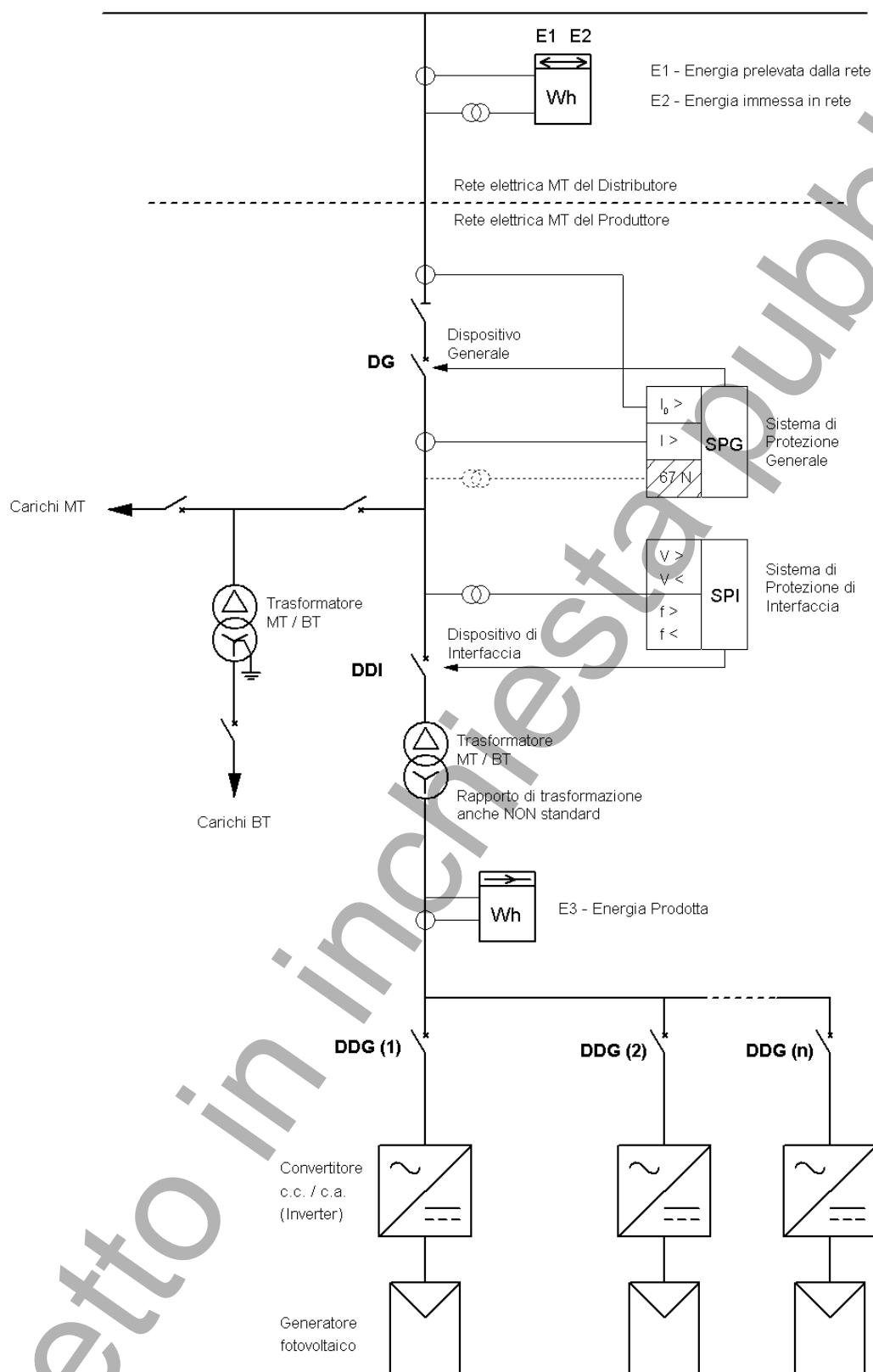
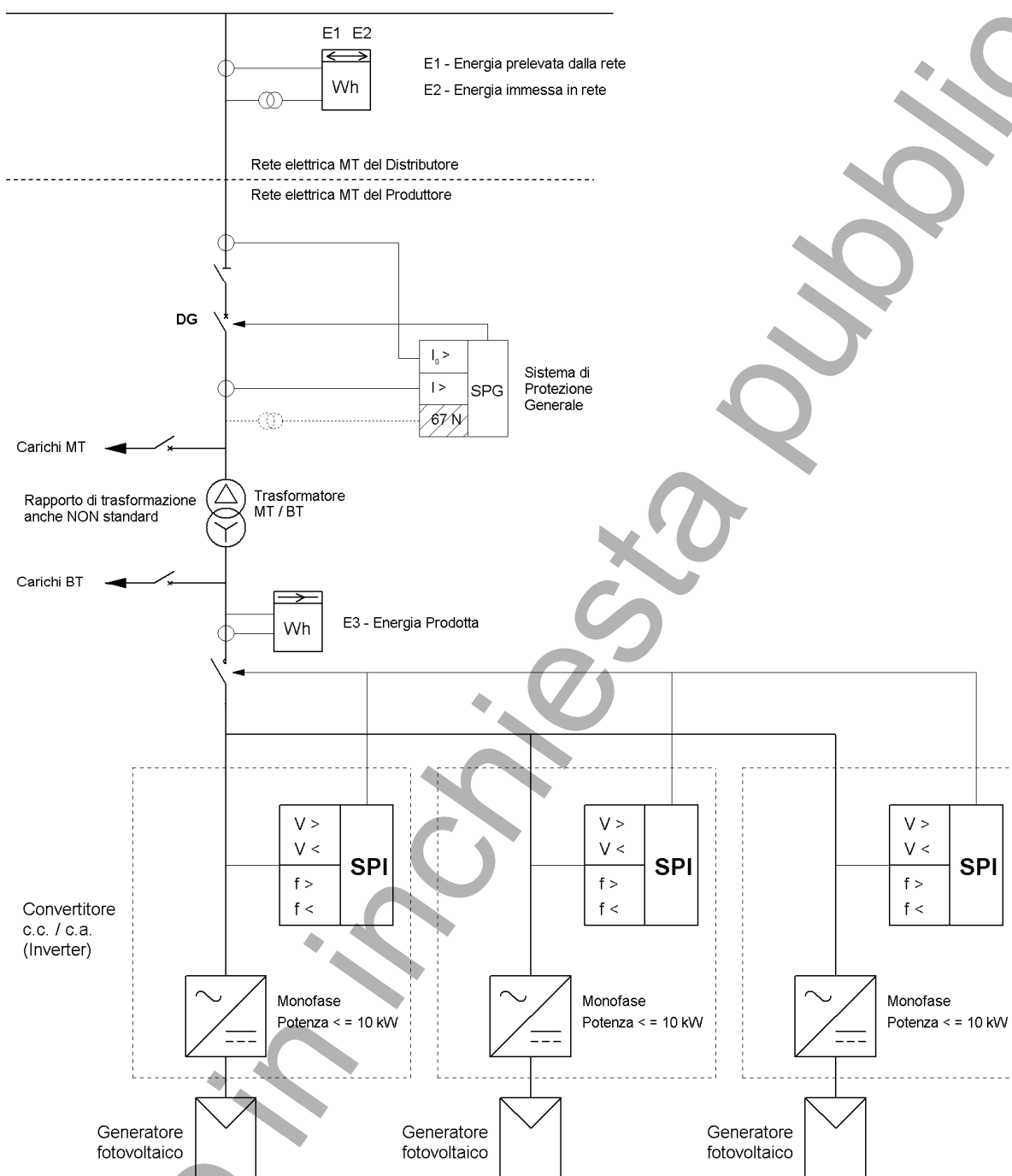


Figura 10.8 – Schema generale di un impianto fotovoltaico in parallelo alla rete MT

NOTA 1. In questo caso, il Sistema di misura dell'energia elettrica prelevata e immessa in rete è posizionato sul lato del Distributore e SPI con DDI è posizionato sul lato MT. La protezione 67N è adottata in funzione della lunghezza della linea MT.

NOTA 2. Il DDG può essere inserito all'interno dell'inverter



Viene modificato il par. 11.1. nel suo ultimo comma:

I sistemi di misura utilizzati, i relativi cablaggi e le morsettiere utilizzate dovranno essere sigillabili, secondo quanto indicato al punto 4.1.4 della Norma CEI 13-4 per quanto riguarda l'adozione dei requisiti antifrode.

Viene modificato il par. 12.1. nel seguente comma:

12.1 I livelli di progettazione

.....

- documentazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alla Norma CEI EN 61215, per moduli al Silicio cristallino, o alla Norma CEI EN 61646 per moduli a film sottile o alla Norma CEI EN 62108, per moduli a concentrazione solare.

NOTA Per un periodo limitato, definito da apposite disposizioni legislative, in mancanza di certificazione di conformità alla Norma CEI EN 62108 sarà possibile produrre documentazione rilasciata da un laboratorio accreditato che i moduli fotovoltaici a concentrazione hanno superato i Requisiti tecnici minimi di sicurezza e qualità del prodotto" indicati nell'Allegato D di questa Guida, congiuntamente alla dichiarazione dello stesso laboratorio che sugli stessi moduli e/o assiemi di moduli fotovoltaici a concentrazione sia stato avviato il processo di certificazione di conformità alla Norma CEI EN 62108.

Viene modificato il par. 13.2. nel seguente comma:

13.2 La sicurezza delle installazioni

Gli impianti fotovoltaici devono essere realizzati in conformità a quanto stabilito dalla Legge 1° Marzo 1968 n. 186 e dal DM 22/01/2008 n. 37. Dal punto di vista della sicurezza nel corso dell'installazione, occorre tenere conto che il generatore fotovoltaico è una fonte energetica non interrompibile, data l'impossibilità pratica di porre il sistema fuori tensione in presenza di luce solare. Questo costituisce elemento di attenzione sia in fase di costruzione del generatore fotovoltaico, sia in occasione della sua manutenzione, sia ancora in caso di intervento delle protezioni che, comandando i dispositivi di apertura lato c.c., determinano l'innalzamento della tensione del generatore fotovoltaico e il mantenimento di eventuali archi elettrici che si fossero creati sui circuiti c.c.

Viene aggiunto il seguente par. 13.3:

13.3 L' installazioni di impianti fotovoltaici nelle attività soggette al controllo dei Vigili del fuoco, ai sensi del DM 16/2/1982

In seguito alle attività svolte da un Gruppo di lavoro congiunto fra Vigili del Fuoco e CEI, il Dipartimento dei Vigili del Fuoco, del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile ha emanato la Circolare n. 0005158 del 26.03.2010 che fornisce le prescrizioni per la realizzazione di impianti fotovoltaici nelle attività soggette al controllo dei VVF, ai sensi del suddetto DM.

Secondo tale Circolare "la mera installazione di un impianto fotovoltaico, ove non modifichi il rischio incendio, non richiede la presentazione di un nuovo parere di conformità. In caso di modifica, valutata con aumento del rischio incendio ovvero di modifica delle misure di prevenzione e/o protezione dovrà essere effettuato l'aggiornamento della valutazione del rischio, prevista dal D.M. 04 maggio 1998, con la conseguente presentazione di un nuovo parere di conformità ai sensi del D.P.R. 12 gennaio 1998 n.37".

La Circolare indica quanto segue.

13.3.1 Campo di applicazione

Rientrano nel campo di applicazione della seguente guida, gli impianti fotovoltaici (FV) con tensione in corrente continua (c.c.) non superiore a 1 500 V.

In allegato I sono riportate le definizioni, ricavate dalle vigenti norme e guide del settore, cui si farà riferimento.

13.3.2 Attività soggette ai controlli dei Vigili del Fuoco ai sensi del DM 16/2/1982

Gli impianti FV devono essere progettati, realizzati e mantenuti a regola d'arte.

Si intendono realizzati a regola d'arte gli impianti elettrici eseguiti secondo le norme CEI.

Gli impianti FV non configurano, di per se stessi, attività soggette al controllo dei VVF, per il rilascio del certificato di prevenzione incendi (CPI). Tuttavia quando gli impianti FV sono presenti in attività soggette al controllo dei VVF ai sensi del DM 16/2/1982, per il rilascio del CPI, oltre alla documentazione prevista dal DM 4/5/1998, dovrà essere acquisita copia del certificato di collaudo (di cui si riporta in Allegato II un fac simile) ai sensi del DM 19/2/2007 "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'art. 7 del D.Lgs. 29/12/2003 n. 387".

13.3.3 Requisiti tecnici

Dal punto di vista della sicurezza, occorre tenere conto che è impossibile porre il sistema fuori tensione in presenza di luce solare. Questo costituisce elemento di attenzione non solo in fase di costruzione e manutenzione del generatore fotovoltaico ma anche in caso di intervento di soccorso.

L'impianto FV nelle attività soggette ai controlli di prevenzione incendi da parte dei Vigili del Fuoco:

- non deve costituire causa primaria di incendio o di esplosione;
- non deve fornire alimento o via privilegiata di propagazione degli incendi;
- deve essere previsto un dispositivo di sezionamento sotto carico, azionabile da comando remoto, ubicato in posizione segnalata ed accessibile, in modo da mettere in sicurezza ogni parte dell'impianto elettrico all'interno del compartimento antincendio, anche nei confronti del generatore fotovoltaico. In alternativa al sezionamento del generatore fotovoltaico si dovrà collocare lo stesso in apposita area recintata. La parte del generatore FV a monte di tale dispositivo di sezionamento deve essere esterna ai compartimenti antincendio, oppure interna ma ubicata in apposito vano tecnico con idonee caratteristiche di resistenza al fuoco;
- in caso di presenza di gas, vapori, nebbie infiammabili o polveri combustibili, o in caso di fabbricazione, manipolazione o deposito di materiali esplosivi, al fine di evitare i pericoli determinati dall'innesco elettrico di atmosfere potenzialmente esplosive, è necessario installare la parte di impianto in c.c., compreso l'inverter, all'esterno delle zone classificate ai sensi del D.Lgs. 81/2008 – allegato XLIX;
- i componenti degli impianti FV non devono essere installati in "luoghi sicuri" (5), né essere di intralcio alle vie di esodo;

(5) Luogo sicuro: luogo dove le persone possono ritenersi al sicuro dagli effetti di un incendio (DM 10 marzo 1998 – "Criteri generali di sicurezza antincendio e per la gestione dell'emergenza nei luoghi di lavoro" Allegato III par3.1)

- l'area in cui è ubicato il generatore ed i suoi accessori dovrà essere segnalata con apposita cartellonistica conforme al D.Lgs. 81/2008; tale cartellonistica dovrà riportare la dicitura indicata in Figura 13.2 e dovrà essere installata ogni 5 metri per i tratti di condotta.



Figura 13.2 – Cartello di sicurezza per un impianto fotovoltaico collegato alla rete del distributore

- l'ubicazione dei moduli fotovoltaici e delle condutture elettriche deve consentire il corretto funzionamento e la manutenzione di eventuali evacuatori di fumo e di calore (EFC) presenti, nonché deve tener conto dell'esistenza di possibili vie di veicolazione di incendi (lucernari, camini, ecc.). In ogni caso i moduli fotovoltaici, le condutture ed ogni altro dispositivo non dovranno distare meno di 1 metro dai predetti dispositivi.

Allegato A

Leggi, Deliberazioni e Norme per la progettazione elettrica di impianti fotovoltaici

Vengono aggiunti i seguenti riferimenti normativi:

A.1 Leggi e decreti

DM 16/02/1982	Modificazioni del D. M. 27 settembre 1965, concernente la determinazione delle attività soggette alle visite di prevenzione incendi.
DM 04/05/1998	Disposizioni relative alle modalità di presentazione ed al contenuto delle domande per l'avvio dei procedimenti di prevenzione incendi, nonché all'uniformità dei connessi servizi resi dai Comandi Provinciali dei Vigili del Fuoco
DPR 12/01/98 n.37	Regolamento recante disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell'art. 20, comma 8, della legge 15 marzo 1997, n. 59.

A.3.1 Criteri di progetto e documentazione

CEI UNI EN ISO/IEC 17025	2008 - Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura
--------------------------	---

A.3.3 Parte fotovoltaica

CEI EN 50521	(82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove
CEI EN 60068-2-21	(91-40) 2006 - Prove ambientali - Parte 2-21: Prove - Prova U: Robustezza dei terminali e dell'interconnessione dei componenti sulla scheda
CEI EN 60904-4	(82-32) Dispositivi fotovoltaici - Parte 4: Dispositivi solari di riferimento - Procedura per stabilire la tracciabilità della taratura
CEI EN 60904-5	(82-10) Dispositivi fotovoltaici - Parte 5: Determinazione della temperatura equivalente di cella (ETC) dei dispositivi solari fotovoltaici (PV) attraverso il metodo della tensione a circuito aperto
CEI EN 60904-7	(82-13) Dispositivi fotovoltaici - Parte 7: Calcolo della correzione dell'errore di disadattamento fra le risposte spettrali nelle misure di dispositivi fotovoltaici
CEI EN 60904-8	(82-19) Dispositivi fotovoltaici - Parte 8: Misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico
CEI EN 60904-9	(82-29) Dispositivi fotovoltaici - Parte 9: Requisiti prestazionali dei simulatori solari
CEI EN 62108	(82-30) Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) – Qualifica del progetto e approvazione di tipo
ANSI/UL 1703	2002 - Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels

A.3.6 Cavi, cavidotti e accessori

CEI 20-91 Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici

A.3.12 Sistemi di misura dell'energia elettrica

CEI EN 62059-31-1 (13-56) Apparat per la misura dell'energia elettrica - Fidatezza
Parte 31-1: Prove accelerate di affidabilità - Temperatura ed umidità elevate

Vengono eliminati i seguenti riferimenti normativi nel par. A.3.6 Cavi, cavidotti e accessori:

CEI 20-19 (serie) Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V

CEI 20-20 (serie) Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V

Allegato B

Leggi, Deliberazioni e Norme per la progettazione meccanica di impianti fotovoltaici

Viene modificato come segue:

B.1 Leggi e decreti

“Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni”

indicate dal DM del 14 Gennaio 2008, pubblicate sulla Gazzetta ufficiale n° 29 del 4/2/2008 - Suppl. Ordinario n. 30, integrate dalle “Istruzioni per l'applicazione delle Norme NTC “ di cui al DM 14/01/2008, Circolare del 02/02/2009 n.617, pubblicata sulla G.U. n.47 del 26/02/2009 – Suppl. Ordinario n.27DM 14 Gen. 2008

Direttiva Macchine 2006/32/CE

DM LLPP 14 febbraio 1992

Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato e acciaio

DM LLPP 11 marzo 1988

Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione e il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione. Istruzioni per l'applicazione

DM 16 gennaio 1996 Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche

Circolare LLPP 10 aprile 1997, n. 65/AA.GG

Istruzioni per l'applicazione delle “Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche “ di cui al D.M. del 16 Gennaio 1996.

NOTA La classificazione sismica di un sito è riportata nei Bollettini Ufficiali Regionali (B.U.R.) di attinenza.

B.2 Eurocodici

UNI EN 1991 (serie) Eurocodice 1 – Azioni sulle strutture.

UNI EN 1993 (serie) Eurocodice 3 – Progettazione delle strutture di acciaio.

UNI EN 1994 (serie) Eurocodice 4 - Progettazione delle strutture composte acciaio-calcestruzzo.

UNI EN 1999 (serie) Eurocodice 9 - Progettazione delle strutture di alluminio.

B.3 Altri documenti

Esistono inoltre documenti (Istruzioni CNR) che non hanno valore di normativa, anche se in qualche caso i decreti ministeriali fanno espressamente riferimento ad essi:

CNR 10011/86 Costruzioni in acciaio. Istruzioni per il calcolo, l'esecuzione, il collaudo e la manutenzione;

CNR 10022/84 Costruzioni di profilati di acciaio formati a freddo;

CNR 10024/86 Analisi mediante elaboratore: impostazione e redazione delle relazioni di calcolo.

Allegato C

Cenni sulla risorsa energetica fotovoltaica

Viene modificato il par. C.1.2 come segue:

C.1.2 La misura dell'irraggiamento solare

La misura dell'irraggiamento solare può essere effettuata con un sensore solare (o solarimetro) che può adottare differenti principi di funzionamento. A questo scopo, sono usualmente utilizzati il solarimetro a termopila (o piranometro) e il solarimetro ad effetto fotovoltaico (chiamato anche PV reference solar device, IEC 60904-4).

Il principio di funzionamento di un piranometro si basa sulla differenza di temperatura fra due superfici captanti la radiazione solare, una bianca ed una nera. La superficie nera assorbe la maggior parte della radiazione solare (e tende a riscaldarsi), mentre quella bianca riflette la maggior parte della radiazione solare (e tende a restare alla temperatura ambiente). La differenza di temperatura tra le due superfici è rilevata tramite termocoppie, che trasformano la differenza di temperatura in una differenza di potenziale elettrico. Pertanto questo sensore genera una tensione proporzionale all'irraggiamento solare che incide sulla superficie captante. La sensibilità (sensitivity) di un piranometro è tipicamente 3 - 7 mV in corrispondenza di un irraggiamento solare pari a 1 kW/m².

Il principio di funzionamento di un solarimetro ad effetto fotovoltaico (o PV reference solar device) si basa, appunto, sull'effetto fotovoltaico. I terminali di una cella fotovoltaica, assemblata come un modulo fotovoltaico e opportunamente protetta dall'ambiente esterno, vengono connessi ad uno shunt. La tensione misurata sullo shunt risulta essere proporzionale all'irraggiamento solare che incide sulla superficie della cella fotovoltaica. La sensibilità di un solarimetro ad effetto fotovoltaico varia tipicamente da 10 a 100 mV, in corrispondenza di un irraggiamento solare pari a 1 kW/m², in funzione dell'area della cella.

NOTA: Nel caso in cui il solarimetro sia realizzato con più celle fotovoltaiche, la sua sensibilità può superare anche i 100 mV.

Il solarimetro ad effetto fotovoltaico è in generale utilizzato per determinare le prestazioni di dispositivi fotovoltaici (cella, modulo o generatore), sia in luce solare naturale che simulata.

Vengono aggiunti i seguenti paragrafi:

C.1.3 Classificazione e precisione dei solarimetri

Le norme IEC 60904-2 e 60904-4 classificano i solarimetri, oltre che sulla base dell'incertezza di misura e del tipo di processo costruttivo adottato (indicati nella ISO 9060), anche sulla base della taratura effettuata. Si distinguono le seguenti categorie:

Primary standard device

Secondary standard device

Primary reference device

Secondary reference device

Working reference device (o dispositivo di riferimento di lavoro).

quest'ultimo, non previsto nella IEC 60904-4, è ottenuto secondo la IEC 60904-2 da taratura con un Secondary reference device.

In Tabella C1a sono illustrate le caratteristiche di tre categorie di piranometri, secondo la norma ISO 9060, e le analoghe caratteristiche dei solarimetri a effetto fotovoltaico.

L'appartenenza a una categoria è determinata sia dall'incertezza di misura che dal tipo di processo costruttivo adottato e dalla qualità di realizzazione. A sua volta, l'incertezza di misura dei solarimetri dipende principalmente da:

- categoria del sensore
- procedura di taratura adottata e relativa strumentazione utilizzata
- condizioni di utilizzo
- qualità della manutenzione del sensore.

Tabella C.1a Principali caratteristiche del Piranometro, secondo la norma ISO 9060, e del Solarimetro a effetto fotovoltaico

Ref.	Proprietà	Categoria del Piranometro (ISO 9060)			Solarimetro a effetto fotovoltaico
		Secondary standard	First class	Second class	
1	Tempo di risposta	< 15 s	< 30 s	< 60 s	Circa 10 ms
3a	Non stabilità annua	± 0,8 %	± 1,5 %	± 3 %	< 1 % Confrontabile a quella dei moduli
3b	Non linearità (da 100 a 1.000 kW/m ² , rispetto a 500 W/m ²)	± 0,5 %	± 1,0 %	± 3 %	Quasi 0%
3e	Risposta in temperatura (variazione per variazioni della temperatura di 50°C)	2 %	4 %	8 %	
3d	Selettività spettrale (variazione rispetto al valor medio nel range 0,35 µm and 1,5 µm)	3 %	5 %	10 %	anche superiore al 5% (*)
3f	Dipendenza dall'angolo di incidenza dell'irraggiamento solare	± 0,5 %	± 2,0 %	± 5 %	

	Incertezza di misura	Dal 3% e al 5%	Dal 3% e al 8%
	Costo	Più elevato	Più basso

(*) Poiché la risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico non è costante sull'intero spettro della radiazione solare, la misura della radiazione solare con tale solarimetro può essere affetta da un rilevante errore, al variare dello spettro solare (con le condizioni atmosferiche, l'elevazione del sole e le stagioni). Tuttavia, se la risposta spettrale del solarimetro è uguale a quella del generatore fotovoltaico da caratterizzare, entrambi rispondono in modo analogo alla variazione dello spettro solare. Pertanto, l'errore del solarimetro è influente ai fini della caratterizzazione del generatore fotovoltaico. Quindi, qualora si debba misurare l'irraggiamento solare con un solarimetro a effetto fotovoltaico è opportuno che questo abbia la stessa risposta spettrale del generatore fotovoltaico da caratterizzare.

C.1.4 Campo di applicazione dei solarimetri

Per effettuare la misura dell'irraggiamento solare per collaudo o verifiche periodiche dell'impianto fotovoltaico occorre che la incertezza di misura del sensore solare sia non superiore al 3%. Per raggiungere tale precisione, occorre impiegare i seguenti sensori solari:

un piranometro di prima classe, oppure,

un solarimetro a effetto fotovoltaico, purché:

- esso sia realizzato con una cella avente una risposta spettrale simile a quella dei moduli
- le misure di irraggiamento solare siano effettuate con irraggiamento superiore a 600 W/m² (per minimizzare l'errore sulla risposta direzionale) e con tempi di esposizione del sensore limitati a qualche secondo (per minimizzare l'influenza della temperatura).

Si rammenta che l'incertezza complessiva della misura dell'irraggiamento solare va calcolata sulla catena di misura costituita dal sensore solare e dallo strumento che legge la tensione in uscita dal sensore solare. Pertanto se l'incertezza di misura del sensore solare è pari al 3% e l'incertezza della misura della tensione in uscita dal sensore solare è pari all'1%, l'incertezza complessiva della misura dell'irraggiamento solare è pari al 4%.

Nel caso, invece, di misura dell'irraggiamento solare effettuata in modo continuativo (ad es., durante l'esercizio dell'impianto fotovoltaico, per valutare le prestazioni energetiche dello stesso), questa può essere effettuata con un'incertezza complessiva della misura dell'irraggiamento solare non superiore al 5%.

In questo caso, è consigliabile utilizzare un solarimetro a effetto fotovoltaico purché questo sia realizzato con una cella avente una risposta spettrale simile a quella dei moduli. Questo solarimetro viene, infatti, preferito al piranometro, perché presenta un costo più contenuto e il vantaggio di richiedere tarature meno frequenti.

C.1.5 La taratura dei solarimetri

La taratura dei solarimetri viene effettuata presso un laboratorio accreditato secondo la norma CEI UNI EN ISO/IEC 17025, con il metodo indicato dalle norme pertinenti. Ciascun solarimetro viene dotato del certificato di taratura, che contiene la data di taratura, il valore di taratura e, se disponibile, il coefficiente di temperatura del solarimetro stesso.

Nel caso di taratura di un Secondary reference device, questo dovrà essere caratterizzato in termini di risposta spettrale relativa della corrente di corto circuito, secondo la norma IEC 60904-8, per effettuare la correzione del coefficiente di taratura, secondo la IEC 60904-7. Se il dispositivo di riferimento presenta le stesse caratteristiche del dispositivo da provare (cella, modulo o generatore) questa misura può essere omessa. Questa misura in genere viene omessa anche nel caso di taratura di un Working reference device, ma in questo caso occorre che il Secondary reference device presenti la stessa risposta spettrale del Working reference device.

È opportuno che la taratura del solarimetro Working reference device venga ripetuta almeno ogni 3 anni; tuttavia questa dovrà essere anticipata qualora si verifichi una evidente differenza di misura fra i diversi solarimetri installati nell'impianto o si notino segni di degrado del solarimetro.

C. 1.6 Requisiti dei solarimetri a effetto fotovoltaico

Il solarimetro ad effetto fotovoltaico (Primary Secondary o Working) dovrà possedere le seguenti caratteristiche, secondo la CEI EN 60904-2:

- il dispositivo dovrà essere incapsulato in un adeguato allestimento protettivo; nel caso in cui il dispositivo venga utilizzato per monitoraggio prolungato in esterno, al fine di evitare deterioramenti apprezzabili nel tempo, l'allestimento protettivo dovrà poter superare le prove di tipo previste dalla norma CEI EN 61215;
- la cella del dispositivo dovrà avere un campo visivo di almeno 160°;
- il dispositivo dovrà essere collegato a un resistore di precisione, avente un basso coefficiente di temperatura;
- il resistore dovrebbe avere un valore tale da assicurare che venga misurata una corrente sufficientemente prossima alla corrente di corto circuito; in particolare dovrebbe essere soddisfatta la seguente relazione:

$$R_{cal} \times I_{sc} < 0,03 \times V_{oc}$$

dove

R_{cal} è il valore del resistore in Ohm

I_{sc} è la corrente di corto circuito della cella

V_{oc} è la tensione di circuito aperto della cella.

Ad esempio, nel caso di cella $10 \times 5 \text{ cm}^2$ con $I_{sc} = 1,6 \text{ A}$ e $V_{oc} = 0,6 \text{ V}$, deve essere:

$$R_{cal} \times I_{sc} < 0,03 \times 0,6 = 18 \text{ mV}$$

$$R_{cal} < 11 \text{ mOhm}$$

Sono da evitare solarimetri a effetto fotovoltaico con “coefficiente di taratura”:

- troppo basso ($< 10 \text{ mV}/(\text{kW}/\text{m}^2)$) perché richiedono l'uso di amplificatori di segnale
- troppo alto ($> 70 \text{ mV}/(\text{kW}/\text{m}^2)$) perché misurano correnti diverse dalla corrente di corto circuito.

Viene aggiunto il seguente Allegato D:

Allegato D

Requisiti tecnici minimi di sicurezza e qualità del prodotto di moduli e assiemi fotovoltaici a concentrazione

INDICE

D.1.	Scopo
D.2.	Precisazioni
D.3.	Termini e definizioni
D.4.	Campionamento
D.5.	Marcatura
D.6.	Prove
D.7.	Criteri di accettazione
D.8.	Rapporto di prova
D.9.	Modifiche
D.10.	Procedure di prova
D.10.0	Irraggiamento fotonico preventivo
D.10.1.	Esame a vista
D.10.2.	Misura delle prestazioni elettriche
D.10.3.	Prova di continuità di messa a terra
D.10.4.	Prova di isolamento elettrico
D.10.5.	Prova di isolamento in ambiente umido
D.10.6.	Prova di caldo umido
D.10.7.	Prova dei cicli termici
D.10.8.	Prova di umidità e congelamento
D.10.9.	Prova di impatto con la grandine
D.10.10.	Prova degli spruzzi d'acqua
D.10.11.	Prova termica del diodo di bypass/blocco
D.10.12.	Prova di robustezza delle terminazioni
D.10.13.	Prova di carico meccanico
D.10.14.	Prova di danneggiamento del fascio fuori asse
D.10.15.	Prova di condizionamento agli ultravioletti
D.10.16.	Prova di esposizione in esterno
D.10.17.	Prova di resistenza al surriscaldamento localizzato (hot spot)
D.11	Riepilogo delle condizioni e prescrizioni di prova

D.1 Scopo

Il presente allegato della Guida CEI 82-25 ha lo scopo di indicare le prove essenziali da effettuare su moduli e assiemi fotovoltaici a concentrazione per ottenere una preliminare valutazione della sicurezza e della qualità dei componenti esaminati. Il superamento di tali prove (di seguito indicate come *Prove essenziali di sicurezza e qualità*) consentirà di attestare, per tali componenti, il soddisfacimento dei Requisiti tecnici minimi di sicurezza e qualità del prodotto.

Le indicazioni contenute in questo allegato per l'esecuzione e la valutazione dell'esito delle *Prove essenziali di sicurezza e qualità* sono tratte dalla Norma CEI EN 62108 e non intendono sostituirsi a tale norma, che è necessaria per la qualifica e approvazione di tipo dei moduli e degli assiemi fotovoltaici a concentrazione. Pertanto, le indicazioni contenute in questo allegato possono essere utilizzate, nel periodo di tempo in cui è avviato il processo di certificazione secondo tale norma ma non sono state ancora completate tutte le prove in essa previste.

Il superamento delle prove essenziali di sicurezza e qualità dovrà essere documentato dall'esito positivo di tali prove eseguite presso un laboratorio accreditato, in conformità alla norma CEI UNI EN ISO/IEC 17025. Tale laboratorio deve essere accreditato da Organismi di certificazione appartenenti all'EA (European Accreditation Agreement) o che abbiano stabilito accordi di mutuo riconoscimento in ambito EA o in ambito ILAC (International Laboratory Accreditation Cooperation). Lo stesso laboratorio dovrà altresì dichiarare che sugli stessi moduli e/o assiemi di moduli fotovoltaici a concentrazione sia stato avviato il processo di certificazione in accordo alla Norma CEI EN 62108.

D.2 Precisazioni

Il modulo fotovoltaico a concentrazione, l'assieme o parte di esso non rientra nel campo di applicazione delle norme CEI EN 61215 e CEI EN 61646.

Di seguito, si fa riferimento alla Norma CEI EN 62108 riportando parti di tale norma nella descrizione delle prove che sono necessarie allo scopo di questo allegato ed evidenziando (in blu) le semplificazioni che sono state adottate.

D.3 Termini e Definizioni

Ai fini del presente allegato si applicano i seguenti termini e definizioni, riportate nella Norma CEI EN 62108, con l'eccezione delle definizioni ai punti D.3.8, D.3.9 e D.3.10, nonché quelli già indicati nell'art. 3 della presente Guida.

D.3.1 Dispositivo a concentrazione solare (o dispositivo a concentrazione)

Dispositivo fotovoltaico che usa luce solare concentrata

D.3.2 Cella a concentrazione

Dispositivo fotovoltaico di base usato sotto un'illuminazione di luce solare concentrata

D.3.3 Ottica a concentrazione

Sistema ottico che provvede alla raccolta, collimazione e/o filtraggio e foccheggiamento della radiazione solare su uno o più unità di conversione di energia.

D.3.4 Ricevitore a concentrazione

Gruppo formato da una o più celle a concentrazione e da un'ottica secondaria (se presente) che accetta luce solare concentrata e include i mezzi di trasferimento termico ed elettrico. Un ricevitore può essere costituito da diversi **sottoricevitori**. Il sottoricevitore è una parte più piccola, fisicamente autonoma, del ricevitore a grandezza reale.

D.3.5 Modulo a concentrazione

Gruppo di ricevitori, dispositivi ottici e altri componenti associati, come quelli di interconnessione e di montaggio, che accetta luce solare non concentrata. Tutti i componenti di cui sopra sono solitamente prefabbricati come singola unità e il punto di messa a fuoco non è regolabile a tutto campo. Un modulo potrebbe essere realizzato da più **sottomoduli**. Il sottomodulo è una parte più piccola, fisicamente autonoma, del modulo a grandezza reale.

NOTA Il modulo a concentrazione di norma comprende anche un'ottica a concentrazione

D.3.6 Assieme a concentrazione

Gruppo di ricevitori, dispositivi ottici e altri componenti associati, come quelli di interconnessione e di montaggio, che accetta luce solare non concentrata. Tutti i componenti di cui sopra dovrebbero essere trasportati separatamente e necessitano una installazione in campo, e il punto di messa a fuoco è regolabile a tutto campo. un assieme potrebbe essere realizzato da più **sottoassiemi**. Il sottoassieme è una parte più piccola, fisicamente autonoma, dell'assieme a grandezza reale.

D.3.7 Campioni rappresentativi per CPV

Vedi dettagli al paragrafo D.4.

Le Figure da D.1 a D.5 sono schemi di celle, ricevitori, moduli e assiemi.

Tabella D.1 – Termini usati per gli CPV

Ottica primaria		ricevitore CPV	Modulo CPV – prefabbricato e con punto di messa a fuoco non regolabile a tutto campo, similmente alla maggior parte di sistemi di lenti Fresnel. Assieme CPV – necessita di installazione in campo e il punto di messa a fuoco è regolabile a tutto campo, similmente alla maggior parte di sistemi riflettenti
Ottica secondaria			
celle CPV			
Mezzi di transfer elettrico			
Mezzi di transfer termico			
Interconnessione			
Montaggio			

D.3.8 Eliostato

Dispositivo utilizzato per seguire il percorso del sole durante l'arco del giorno, solitamente per orientarne la luce verso un punto preciso grazie all'aiuto di specchi.

D.3.9 DNI

Componente diretta dell'irraggiamento solare perpendicolare al piano del ricevitore.

D.3.10 Potenza nominale di un modulo o di un assieme o di un impianto CPV

La potenza nominale di un modulo o di un assieme o di un impianto CPV, inclusi i relativi apparati ottici, viene definita in modo analogo ai moduli e impianti non CPV. Fanno eccezione le Condizioni di Prova Standard (STC) che vanno sostituite dalle corrispondenti condizioni per il CPV, Concentrator Standard Test Conditions (CSTC). Poiché le CSTC sono in corso di definizione nella norma IEC 62108, si utilizzano in via transitoria le seguenti condizioni di prova:

- irraggiamento diretto DNI = 850 W/m²
- Temperatura di cella = 25°C
- Massa d'aria 1.5
- spettro solare: ASTM G173-03

D.4 Campionamento

Questo paragrafo è identico all'art.4 della Norma CEI EN 62108.

Per sistemi o moduli CPV con punto di messa a fuoco non regolabile a tutto campo, si richiedono 7 moduli e 2 ricevitori/moduli per completare tutte le prove specificate, più un ricevitore/modulo per la prova termica con diodo di derivazione/bloccaggio (intrusivo o non intrusivo). Per i dettagli, vedi Fig.D.6. Per sistemi o assiemi CPV con punto di messa a fuoco regolabile a tutto campo, si richiedono 9 ricevitori (comprendenti sezioni di ottica secondaria, se applicabile) e 7 sezioni di ottica primaria per completare tutte le prove specificate, più un ricevitore per la prova termica con diodo di bypass/blocco (intrusivo o non intrusivo). Per i dettagli, vedi Fig. D.7.

In caso di modulo o assieme a grandezza reale troppo grande per adattarsi all'apparecchiatura di prova disponibile, come ad es. le camere ambientali, o di modulo o assieme a grandezza reale troppo costoso (per es. per un sistema a concentrazione con disco riflettente da 20 kW, 9 campioni di ricevitori realizzano 180 kW di celle FV), si può utilizzare un campione rappresentativo più piccolo. Tuttavia, anche se per le altre prove vengono utilizzati campioni rappresentativi, si deve utilizzare un modulo o un assieme a grandezza reale per l'installazione e la prova in ambiente esterno. Questa può essere effettuata in un laboratorio di prova oppure sul campo davanti a testimoni.

I campioni rappresentativi devono includere tutti i componenti ad eccezione di alcune parti ripetute. Se possibile, i campioni rappresentativi dovrebbero usare sotto-ricevitori, sotto-moduli o sotto-assiemi. Durante la progettazione e la realizzazione dei campioni rappresentativi, si deve prestare attenzione a raggiungere la maggiore somiglianza ai componenti a grandezza reale per quanto riguarda tutte le caratteristiche elettriche, meccaniche e termiche corrispondenti alla qualità e alla sicurezza.

Nello specifico, la catena di celle nei campioni rappresentativi deve essere lunga abbastanza da includere almeno due diodi di derivazione, ma in nessun caso meno di dieci celle. Gli incapsulaggi, le interconnessioni, le terminazioni e le distanze libere attorno a tutti i bordi dovrebbero essere uguali a quelli dei prodotti effettivi a grandezza reale. Si dovrebbero includere e provare anche altri componenti rappresentativi, compresi i giunti tra lenti/telaio del modulo, i giunti fra il ricevitore/telaio del modulo, l'estremità della piastra/lenti.

I campioni di prova devono essere presi a caso da uno o più lotti di produzione. Quando i campioni da sottoporre a prova sono dei prototipi di nuova concezione e quindi non ricavati dalla produzione, oppure quando vengono utilizzati campioni rappresentativi, questi dati devono essere annotati nel rapporto di prova (vedi par. D.8).

I campioni di prova devono essere realizzati con materiali e componenti specificati conformemente agli schemi e alle istruzioni di fabbricazione corrispondenti e devono essere soggetti alle normali verifiche del costruttore, al controllo di qualità e alle procedure di accettazione della produzione. Devono essere completi in ogni dettaglio e devono essere accompagnati dal manuale di istruzione, montaggio, connessione e funzionamento del costruttore. I campioni non devono essere soggetti ad altre procedure speciali che non siano parte della produzione standard.

Se si deve effettuare la prova termica intrusiva con diodo di bypass/blocco, si richiede un ricevitore supplementare appositamente realizzato con conduttori elettrici e di rilevamento termico extra in modo tale che ogni singolo diodo possa essere accessibile separatamente.

D.5 Marcatura

Questo paragrafo è identico al par 5 della Norma CEI EN 62108.

Su ogni sezione di ricevitore o di modulo devono essere riportate in maniera chiara ed indelebile le indicazioni seguenti:

- nome, monogramma o simbolo del costruttore;
- tipo o numero di modello;
- numero di serie;
- polarità dei terminali o dei conduttori (è possibile utilizzare colori codificati);
- massima tensione di esercizio di sistema per la quale il modulo o l'assieme è adatto;
- massima potenza di uscita nominale e valori di tolleranza alle condizioni specificate;
- la data, il luogo di produzione e i materiali delle celle devono essere marcati o essere rintracciabili in base al numero di serie.

Se si usano campioni rappresentativi, si devono includere per tutte le prove la stessa modalità di marcatura dei prodotti a grandezza reale e la marcatura deve essere adatta a resistere alle sequenze di prova.

D.6 Prove

Questo paragrafo è identico al par 6 della Norma CEI EN 62108.

Prima di iniziare le prove, tutti i campioni in prova, compresi il modulo e il ricevitore di controllo (riferimento), dovrebbero essere esposti a irraggiamento perpendicolare diretto (DNI) della luce solare (sia naturale che simulata) per un totale compreso tra 5 e 5,5 kWh/m² in condizioni di circuito aperto. Questa procedura (irraggiamento fotonico preliminare) è prevista per ridurre gli effetti del degrado fotonico iniziale.

Nella presente Norma la corrente di corto-circuito I_{sc} , la tensione a circuito aperto V_{oc} , la potenza di massima uscita P_m , e le altre misure si basano tutti su contenuto di DNI di 900 W/m², su una temperatura della cella di 25 °C, su uno spettro solare AM 1,5D (in corso di definizione) e su una velocità del vento di 3 m/s. Una definizione formale relativa alla Condizione di Prova Standard in Concentrazione (CSTC) sarà individuata in una futura Norma IEC sul CPV, attualmente allo studio.

I campioni di prova devono essere divisi in gruppi a caso e sottoposti alle sequenze di prove di qualificazione delle Fig. D.6 o D.7. Le procedure e le prescrizioni di prova sono dettagliate nell'art. D.10 e riassunte nell'Allegato A. L'assegnazione dei campioni di prova alle sequenze di prova tipo sono indicate nella Tab. D.2.

Dopo le prove e gli esami a vista iniziali, un solo modulo o una sola sezione ricevitore/specchio deve essere rimosso dalla sequenza di prova come unità di confronto (riferimento). E' preferibile che l'unità di riferimento sia stata immagazzinata al buio a temperatura ambiente per ridurre il deterioramento delle prestazioni elettriche, ma è possibile conservarla anche all'aperto con un coperchio scuro. Come illustrato nella Fig. D.6 per i moduli o nella Fig. D.7 per gli assiemi, la sequenza di prova viene effettuata sia in laboratorio che sul campo. Se la distanza tra questi due punti è considerevole oppure se sono interessate delle società pubbliche o vettori di trasporto, si deve effettuare una misura della curva corrente-tensione (I-V) al buio prima e dopo il trasporto per valutare qualsiasi possibile cambiamento sui campioni di prova.

Se alcune procedure di prova nella presente Guida non sono applicabili ad un modello di modulo o assieme specifico, il costruttore deve discuterlo con l'ente di certificazione e il laboratorio di prova per elaborare un programma di prova comparabile, che si basi sui principi descritti nella presente Guida. Qualsiasi variazione e deviazione deve essere registrata e riportata in dettaglio come richiesto nel par. D.8, punto j).

Tabella D.2 – Assegnazione dei campioni di prova a sequenze di prova tipiche

Sequenza di prova	Modulo		Assieme	
	ricevitore	modulo	ricevitore	specchio
Confronto /Rif		1	1	1
A	2 (0)	(2)	2	
B		2	2	2
C		2	2	2
D		1	1	1
E		1 (scala reale)	1 (scala reale)	1 (scala reale)
F	1(0)	(1)	1	
Totale	3 (0)	7 (10)	10	7

D.7 Criteri di accettazione

Questo paragrafo contiene modifiche semplificative (indicate in blu) al par 7 della Norma CEI EN 62108.

Un modello di modulo o di assieme fotovoltaico a concentrazione avrà superato le Prove essenziali di sicurezza e qualità, se ciascun campione di prova avrà soddisfatto tutti i seguenti criteri:

- il deterioramento di potenza relativa nelle sequenze da A a D non supera il 13 % se la misura I-V si effettua sotto una luce solare naturale in esterno, oppure l'8 % se la misura I-V si effettua sotto simulatore solare;
- il deterioramento di potenza relativa nella sequenza E non supera il 7 % se la misura I-V si effettua sotto una luce solare naturale, oppure il 5 % se la misura I-V si effettua sotto simulatore solare, perché l'esposizione in esterno DNI a 120 kWh/m² e le prove di esposizione alla luce ultravioletta (UV) a 25 kWh/m²⁽⁶⁾ non costituiscono una prova a sollecitazione accelerata;
- nel corso delle prove su nessun campione è stata rilevata una condizione di circuito aperto;
- non esiste segno evidente di un difetto grave, come indicato in D.10.1.2;
- all'inizio e al termine di ciascuna sequenza di prova risultano soddisfatti i requisiti della prova di isolamento;
- i requisiti della prova di corrente di dispersione in ambiente umido sono soddisfatti all'inizio e al termine di ciascuna sequenza;
- i requisiti specifici delle prove individuali sono soddisfatti.

(6) La Norma CEI EN 62108 richiede DNI a 1000 kWh/m² e UV a 50 kWh/m²

Se durante le prove si osservano dei guasti/difetti, si devono applicare la valutazione e la procedura di prova che segue:

- h) se due o più campioni non soddisfano questi criteri di prova, si deve ritenere che il modello non abbia soddisfatto i requisiti per la qualifica.
- i) qualora un campione non superi una qualsiasi prova, verranno sottoposti all'intera sequenza di prova, a cominciare dall'inizio, altri due campioni che soddisfino i requisiti indicati al par. D.4.
- j) se nel caso i) entrambi i campioni superano la sequenza, si deve ritenere che il modello ha soddisfatto i requisiti per la qualifica.
- k) se nel caso i) uno o entrambi i campioni non superano la sequenza, si deve ritenere che il modello non ha soddisfatto i requisiti per la qualifica.
- l) nel caso h) o k) deve essere nuovamente effettuato il programma di prova illustrato nella Fig. D.6 o nella Fig. D.7, solitamente dopo aver migliorato il modello o il processo di fabbricazione.

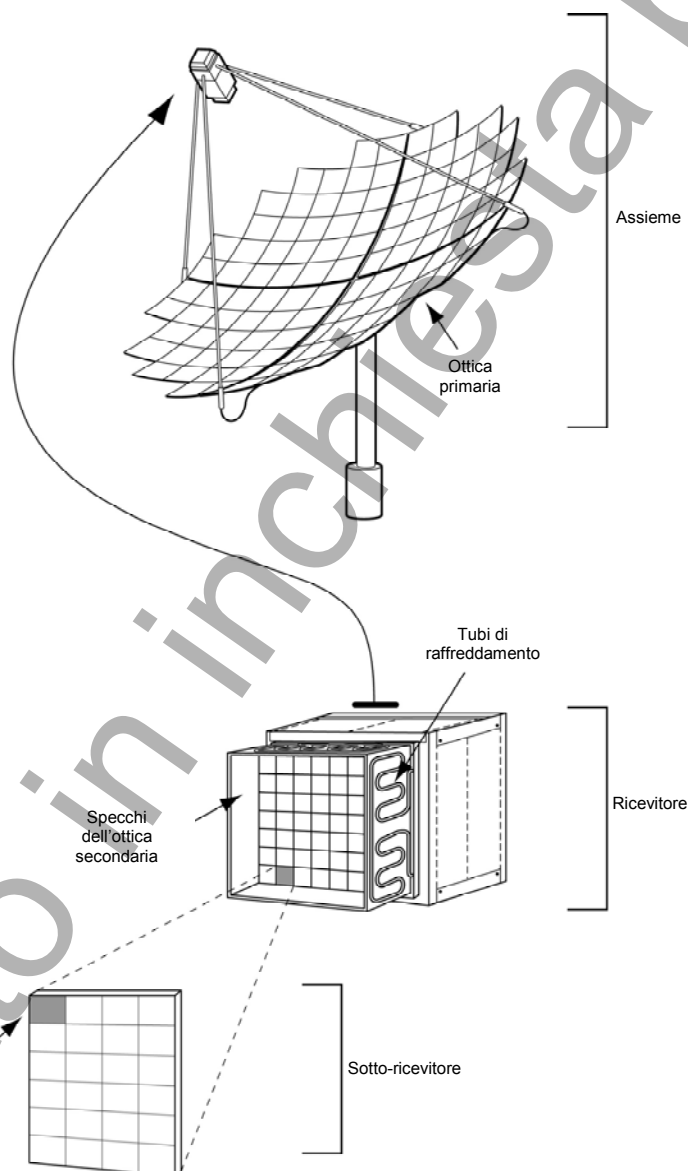


Figura D.1 – Schema di sistema fotovoltaico a concentrazione a disco con punto di messa a fuoco

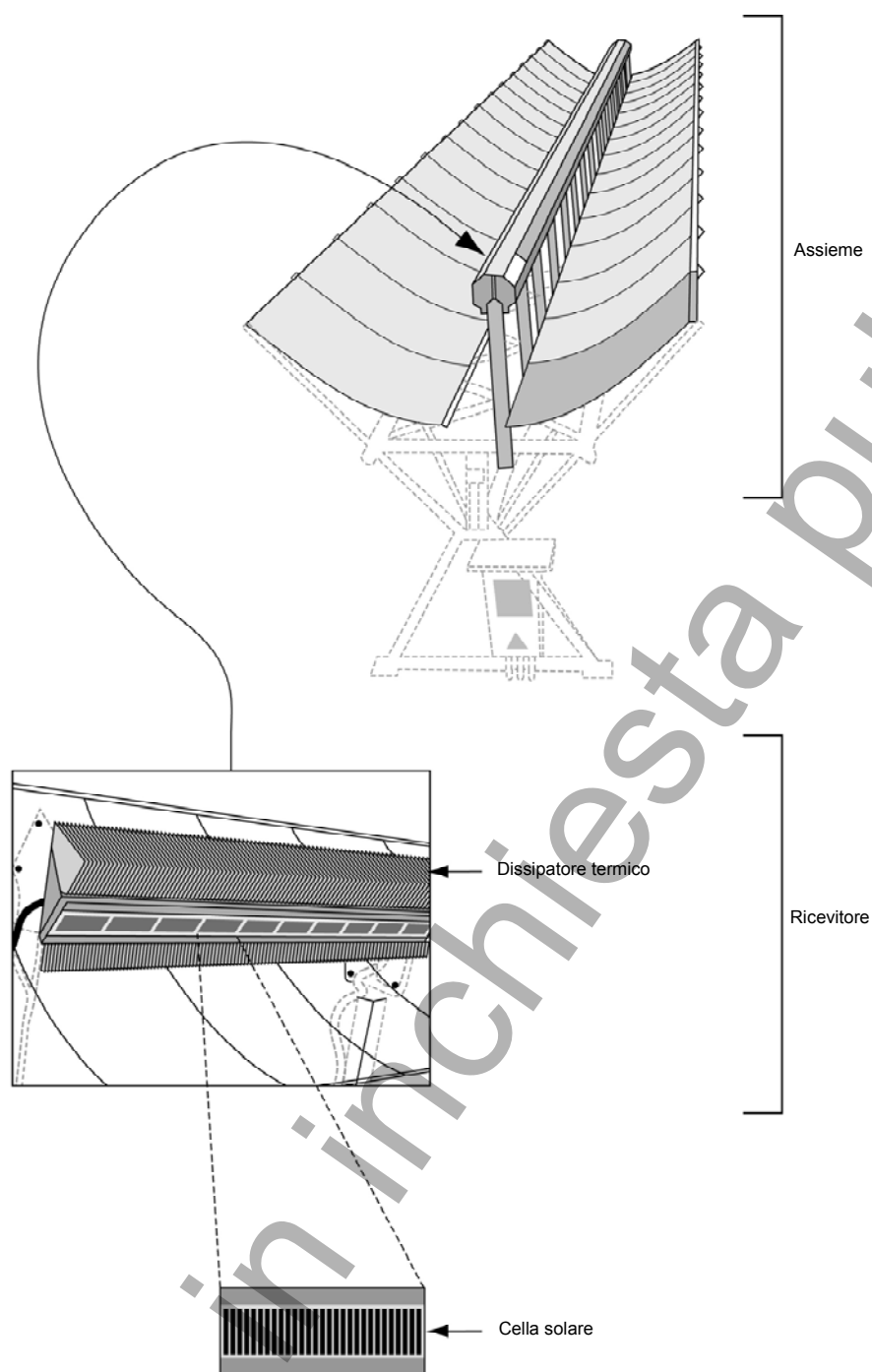


Figura D.2 – Schema di un sistema FV a concentrazione con messa a fuoco lineare

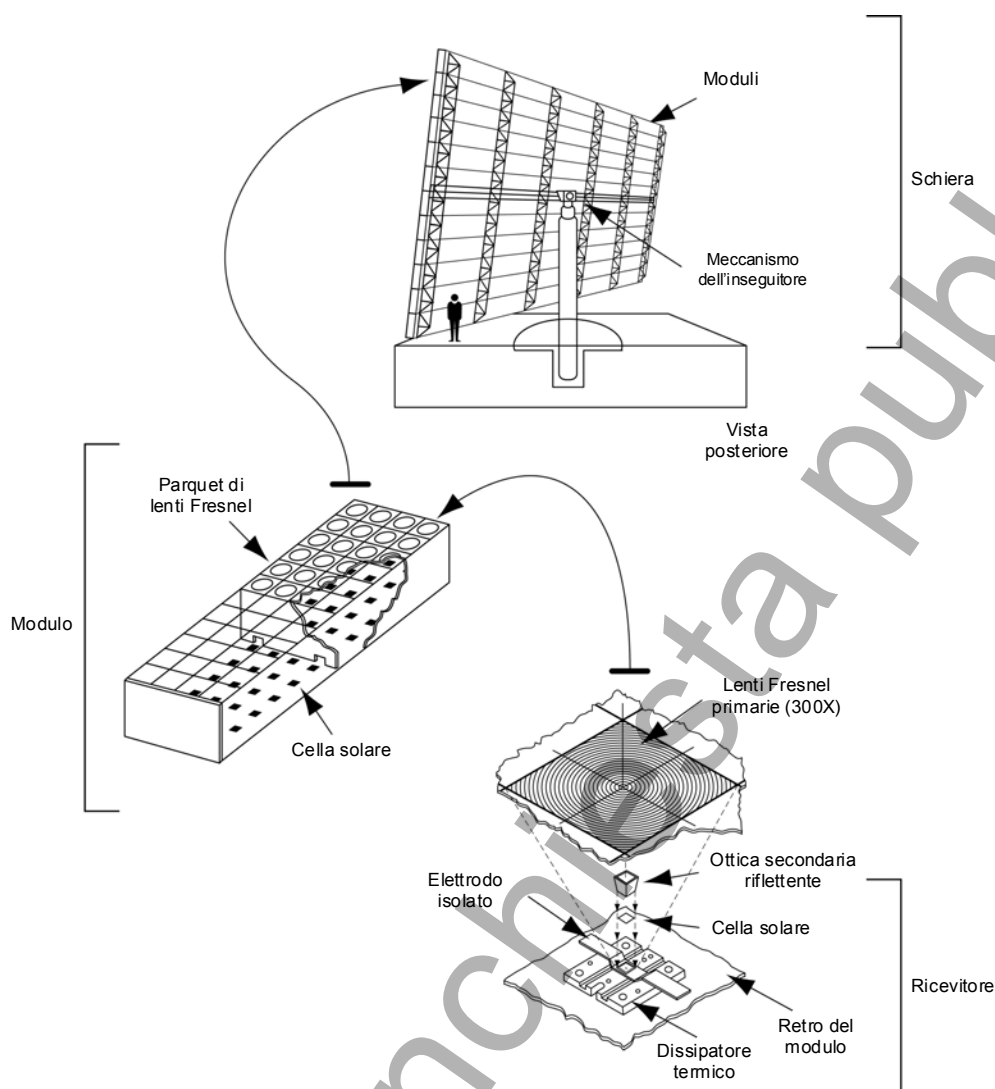


Figura D.3 – Schema di un sistema FV a concentrazione con punto di messa a fuoco con lenti Fresnel

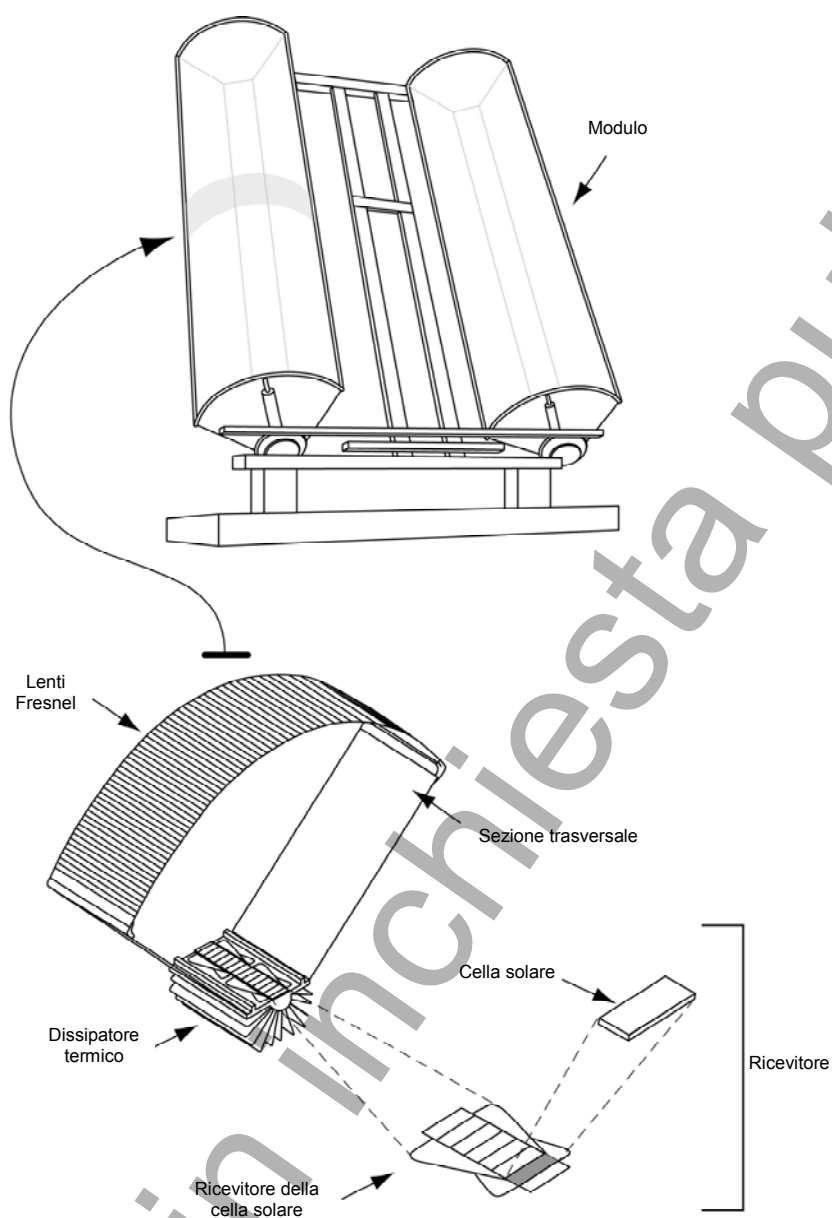


Figura D.4 – Schema di un sistema FV a concentrazione con messa a fuoco lineare con lenti Fresnel

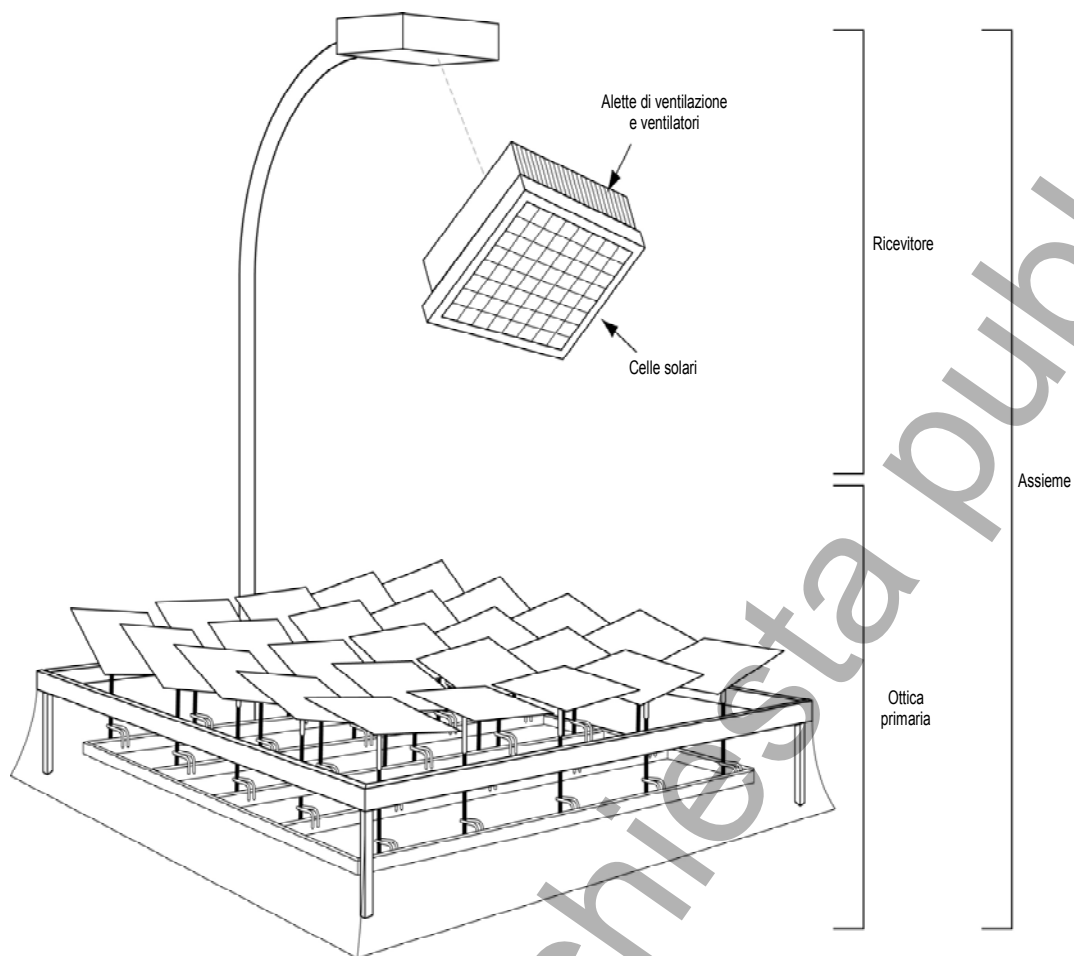


Figura D.5 – Schema di un eliostato CPV

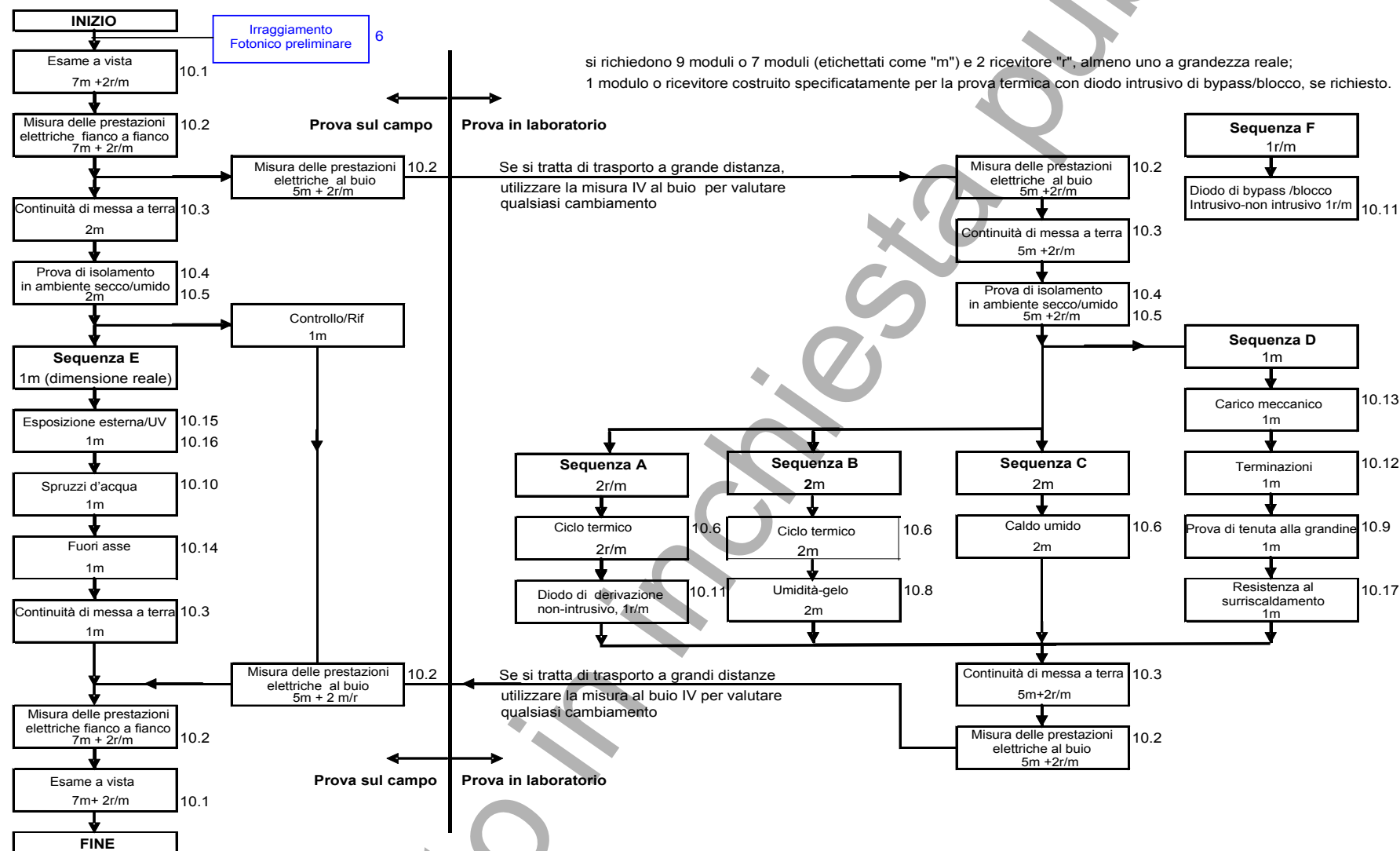


Figura D.6 – Sequenze per le prove essenziali di sicurezza e qualità per i moduli CPV

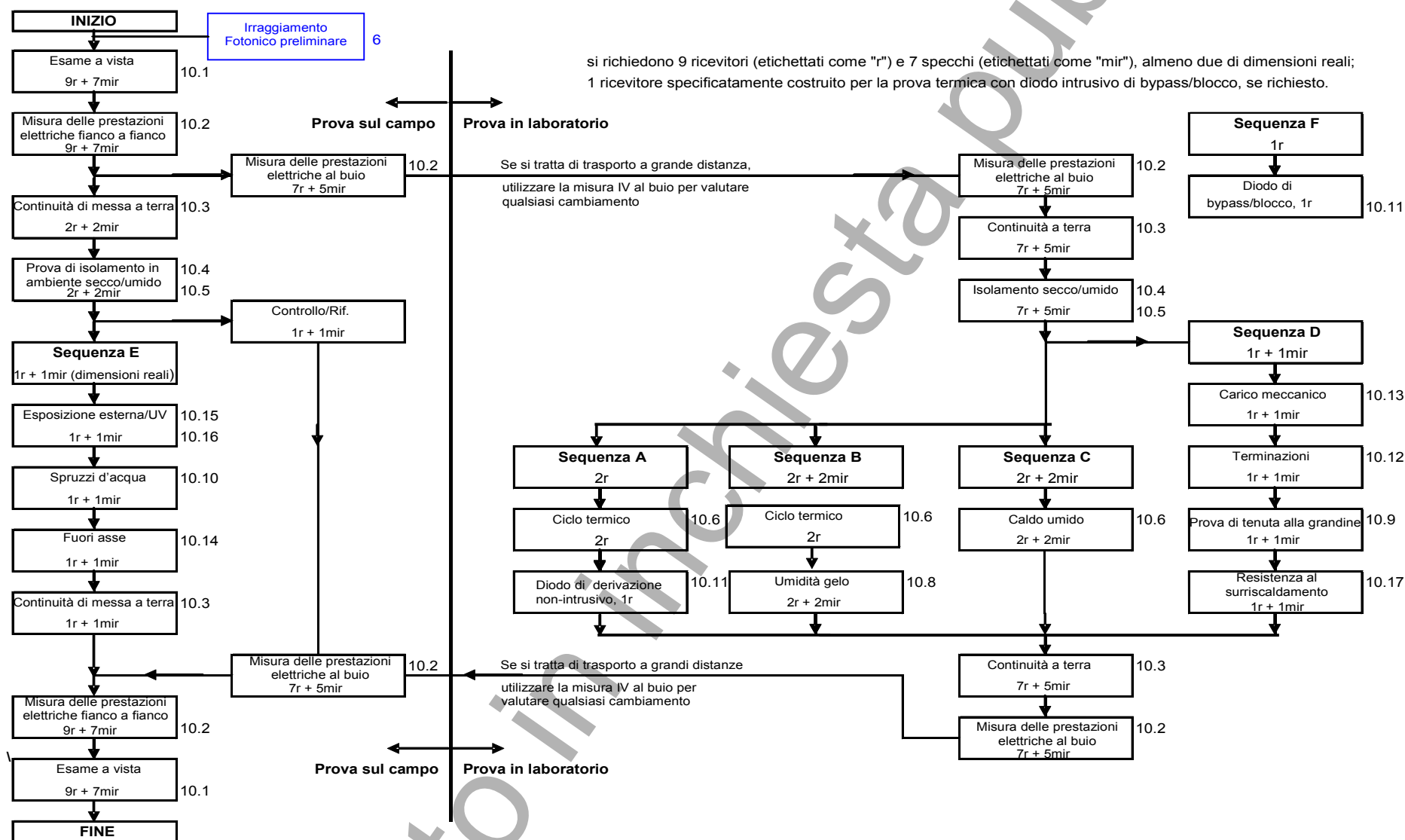


Figura. D.7 – Sequenze per le prove essenziali di sicurezza e qualità per gli assiemi CPV

D.8 Rapporto di prova

Questo paragrafo è identico al par 8 della Norma CEI EN 62108.

In seguito all'approvazione delle prove, il laboratorio di prova dovrebbe preparare un rapporto certificato delle prove di qualificazione, conforme alla Pubblicazione ISO/IEC 17025, che includa le caratteristiche delle prestazioni misurate e i dettagli delle prove fallite e di quelle ripetute. Ciascun rapporto di prova dovrebbe includere almeno le seguenti informazioni:

- a) un titolo;
- b) il nome e l'indirizzo del laboratorio, e il luogo in cui sono state effettuate le prove, se diverso dall'indirizzo del laboratorio di prova (quale ad es. nel caso di prove sul campo);
- c) un'identificazione unica del rapporto di prova (quale ad es. il numero di serie), e su ciascuna pagina una identificazione che assicuri che la pagina è riconosciuta come una parte del rapporto di prova ed una chiara identificazione della fine del rapporto di prova;
- d) nome e indirizzo del cliente, dove appropriato;
- e) descrizione e identificazione dell'unità sottoposta a prova;
- f) caratterizzazione e condizione dell'unità sottoposta a prova;
- g) data di ricevimento dell'unità sottoposta a prova e data(e) della prova, dove appropriato;
- h) identificazione del metodo di prova usato;
- i) riferimento alla procedura di campionamento, dove rilevante;
- j) tutti gli scostamenti, le aggiunte o esclusioni al/dal metodo di prova, e tutte le altre informazioni relative alle prove specifiche, quali ad es. le condizioni ambientali;
- k) le misure, le verifiche, e i risultati che ne derivano, comprovati da tabelle, grafici, schemi, e fotografie a seconda dei casi, compresa la corrente di cortocircuito, la tensione a circuito aperto, la massima potenza di uscita, la massima perdita di potenza osservata dopo tutte le prove, e le prove fallite osservate;
- l) una dichiarazione dell'incertezza stimata dei risultati di prova, dove rilevante;
- m) firma e titolo, o identificazione equivalente, della(e) persona(e) responsabile(i) per il contenuto del rapporto, e la data di pubblicazione;
- n) dove rilevante, una dichiarazione che i risultati si riferiscono solo alle unità sottoposte a prova;
- o) una dichiarazione per cui, per mantenere la qualificazione, il costruttore debba riportare e discutere con l'organismo di certificazione e con il laboratorio di prova qualsiasi variazione effettuata;
- p) una dichiarazione per cui il rapporto non sia riprodotto, se non completamente, senza approvazione scritta del laboratorio.

Una copia di questo rapporto dovrebbe essere conservata dal costruttore come riferimento.

D.9 Modifiche di moduli e assiemi

Questo paragrafo contiene modifiche semplificative (indicate in blu) al par 9 della Norma CEI EN 62108.

Qualsiasi modifica di progetto, dei materiali, dei componenti o del processo costruttivo di moduli e assiemi può richiedere una ripetizione di alcune o tutte le prove essenziali di sicurezza e qualità. I costruttori devono riportare e discutere con il laboratorio di prova qualsiasi variazione effettuata.

D.10 Procedure di prova

D.10.1 Esame a vista

Questo paragrafo contiene una nota esplicativa aggiuntiva (indicate in blu) rispetto al par 10.1 della Norma CEI EN 62108.

Questa procedura fornisce le prescrizioni per effettuare l'esame a vista fondamentale, intermedio e finale per identificare e determinare qualsiasi variazione fisica o qualsiasi difetto nella costruzione del modulo o dell'insieme di moduli all'inizio e al termine di ciascuna prova richiesta.

Qualsiasi hardware che mostri un danno iniziale non dovuto al processo di produzione dovrebbe essere scartato se può peggiorare e portare ad un guasto durante le successive prove ambientali. Prima di iniziare la sequenza di prova si può quindi sostituire un nuovo modulo o assieme.

NOTA E' opportuno effettuare la prova con una quantità di luce almeno pari a 1000 Lux.

D.10.1.1 Procedura

Tutti i campioni di prova devono essere completamente ispezionati e fotografati, se necessario. Tutti i difetti o le anomalie (compresi i difetti iniziali legati alla qualità dei giunti di saldatura, quali ad es. una saldatura inadeguata o in eccesso, sfere (gocce) di saldatura, interconnessioni curve o un disallineamento delle parti) dovrebbero essere documentati con schemi o fotografie per mostrare i punti dei difetti. I componenti, quali lenti, specchi, elementi ottici secondari, dissipatori di calore e incapsulanti, dovrebbero essere anche ispezionati per rilevarne i difetti. Nello specifico ricercare:

- a) bolle, delaminazione, o qualsiasi tipo di difetto simile sulla cella e attorno ai suoi bordi;
- b) danni provocati durante il trasporto e la manipolazione, quali lenti incrinati, telai del modulo incrinati o incurvati, e terminali o supporti di montaggio piegati ;
- c) integrità della sigillatura attorno alle lenti e dei giunti del telaio del modulo. Qualsiasi crepa o spazio nei materiali sigillanti dovrebbe essere annotato;
- d) ogni foro di ventilazione o di aereazione non deve essere otturato;
- e) dispositivi per la messa a terra di tutte le parti conduttrici accessibili;
- f) superfici esterne rotte, incrinati, piegate, disallineate o lacerate;
- g) interconnessioni o giunti difettosi;
- h) corrosione visibile delle connessioni di uscita, delle interconnessioni, e dei collettori conduttori;
- i) avaria dei nastri adesivi;
- j) superfici appiccicose di materie plastiche;
- k) terminazioni difettose, o parti elettriche attive esposte;
- l) qualsiasi altra condizione che possa influenzare l'affidabilità o le prestazioni.

D.10.1.2 Difetti visivi più evidenti

Ai fini dell'approvazione della qualifica del modello, i seguenti difetti visivi sono considerati i più evidenti:

- a) rottura, incrinatura, curvatura, disallineamento, o lacerazione delle superfici esterne, comprese lenti, specchi, corpo del ricettore, telaio, e scatola di giunzione;
- b) celle rotte o incrinare;
- c) bolle o delaminazione che forma un percorso continuo tra ogni parte del circuito elettrico e il bordo del ricevitore;
- d) corrosione visibile di ciascun circuito attivo del campione;
- e) difetti dell'adesivo o del sigillante;
- f) perdita di integrità meccanica, al punto che l'installazione e/o il funzionamento dei moduli o degli assiemi possa essere danneggiato.

D.10.1.3 Prescrizioni

Nessun difetto visivo evidente.

D.10.2 Misura delle prestazioni elettriche

Questo paragrafo contiene modifiche semplificative (indicate in blu) al par 10.2 della Norma CEI EN 62108.

D.10.2.1 Scopo

Scopo della prova relativa alle prestazioni elettriche è di identificare il deterioramento delle prestazioni elettriche nei campioni in prova provocato dalle prove richieste. La presente prova si focalizza sul deterioramento della potenza, e non sulla potenza di uscita assoluta, che sarà oggetto di una Norma sulle caratteristiche nominali di potenza e di energia.

La ripetibilità della misura è il fattore più importante per questa prova.

D.10.2.2 Misura I-V "fianco a fianco" in esterno

La misura I-V "fianco a fianco" (SBS) identifica il deterioramento della potenza di un campione in prova confrontando la sua potenza relativa prima e dopo la sollecitazione di prova. La potenza relativa è definita come il rapporto fra la massima uscita di potenza del campione in prova e la massima potenza di uscita del campione di controllo, misurato nelle stesse condizioni di prova. Questo metodo si basa sul presupposto che le variazioni delle prestazioni elettriche del campione di controllo siano trascurabili per tutto il periodo della prova di qualificazione. Utilizzando questo metodo, le variabili delle condizioni di prova si auto-correggono e le procedure di traslazione complesse vengono eliminate.

La misura I-V "fianco a fianco" è richiesta per ciascun campione di prova durante le misure I-V iniziali e finali. È facoltativo per tutte le misure I-V intermedie.

Quando si applica questo metodo ai ricevitori, il ricevitore di controllo e il ricevitore in prova dovrebbero essere installati con un sistema ottico e meccanico adeguato così che durante la prova la luce a concentrazione e le condizioni termiche di questi due ricevitori siano simili alle condizioni di funzionamento reale.

D.10.2.2.1 Procedura

Misurare la potenza relativa di un campione in prova secondo le procedure seguenti:

- a) Effettuare la prova in un giorno favorevole e in un periodo di tempo che soddisfi le seguenti condizioni:
 - cielo sereno, DNI maggiore di 600 W/m², e sua variazione inferiore al 2 % ogni 5 min di intervallo;
 - per sistemi con semi-angolo di accettazione superiore a 2,5°, nessuna nuvola visibile o condizioni di nebbia in un angolo di osservazione di 45° attorno al sole;
 - velocità del vento inferiore a 6 m/s, e nessuna raffica superiore a 10 m/s fino a 10 min prima di ciascuna misura.
NOTA Prestare attenzione alla rigidità del sistema di puntamento ed assicurarsi che sia stabile in condizioni di vento.
- b) Montare il campione in prova e il campione di controllo uno accanto all'altro su un inseguitore a due assi. L'allineamento dei campioni alla luce solare potrebbe essere effettuato mediante una delle due sequenze seguenti:
 - regolare il campione di prova e quello di controllo in modo tale da essere complanari, poi allinearli entrambi alla direzione del raggio solare; oppure
 - allineare separatamente al raggio solare il campione in prova e quello di controllo prima di ciascuna misura I-V.
NOTA Il campione in prova e il campione di controllo possono anche essere testati su due inseguitori a due assi adiacenti, oppure si possono provare due ricevitori in sequenza su un inseguitore e su un sistema ottico, se sono soddisfatte tutte le condizioni di cui al punto a).
- c) L'allineamento dovrebbe soddisfare le specifiche del costruttore. Se le specifiche non sono disponibili utilizzare il valore massimo di I_{sc} del modulo come un indicatore dell'allineamento. Il disallineamento non dovrebbe provocare una diminuzione di I_{sc} superiore al 2 % rispetto al suo valore massimo.
- d) Controllare la temperatura del campione al fine di assicurarsi che le variazioni di temperatura del campione siano inferiori a 2 °C in ogni periodo di un 1 min .
- e) Se viene utilizzato un refrigerante, controllare la velocità di flusso del refrigerante e le temperature di entrata e di uscita. La velocità di flusso del refrigerante non dovrebbe variare più del 2 % e la temperatura non dovrebbe variare più di 1 °C in ogni periodo di 5 min.
- f) Effettuare le misure I-V su entrambi i campioni per ottenere la loro massima potenza di uscita. Questa procedura dovrebbe essere completata velocemente così che la variazione della potenza di uscita provocata dall'irraggiamento solare, dalla temperatura ambiente e dalle variazioni di velocità del vento sia inferiore al 2 % durante questo campionamento.
- g) Calcolare la potenza relativa del campione P_r :

$$P_r = \frac{P_m}{P_{mc}} \times 100 \%$$

dove:

P_r è la potenza relativa del campione, in %;

P_m è la massima potenza del campione in prova, in W;

P_{mc} è la massima potenza del campione di controllo misurata nelle stesse condizioni di P_m , in W.

D.10.2.2.2 Prescrizioni

- a) La massima potenza del campione (P_m), I_{sc} , e V_{oc} dovrebbe essere misurata con precisione e ripetibilità;
- b) Il deterioramento della potenza relativa, Prd , è definita come segue:

$$Prd = \frac{Pri - Prf}{Pri} \times 100 \%$$

dove:

Prf è la potenza relativa misurata dopo la prova;

Pri è la potenza relativa misurata prima della prova.

Per le misure in esterno, il Prd dovrebbe essere inferiore al 13 %, e per le misure in interno con simulatore, il Prd dovrebbe essere inferiore all'8 %. Il 5 % di differenza tiene conto della maggiore incertezza per le misure in esterno.

D.10.2.3 Misura I-V con simulatore solare

La misura I-V del campione CPV potrebbe anche essere effettuata sotto simulatore solare in interno. Il laboratorio di prova dovrebbe elaborare la sua propria procedura di prova, affinché si possano ottenere condizioni simili.

D.10.2.4 Misura I-V al buio

La misura I-V al buio viene effettuata prima e dopo il trasporto del campione in prova per valutare tutte le variazioni possibili.

D.10.2.4.1 Procedura

Il metodo può essere applicato sia ai ricevitori che ai moduli.

- a) Scegliere una sorgente di potenza adeguata, che potrebbe essere un'alimentazione di potenza in c.c. convenzionale o un condensatore caricato, secondo quale sia il più conveniente, fino a che sia in grado di generare una corrente adeguata per tracciare la curva di buio in accordo con il valore massimo di corrente dichiarato dal fornitore.
- b) Cortocircuitare il diodo di blocco ponendo un conduttore a ponte tra i conduttori del diodo di blocco, se presente.
- c) Collegare il conduttore positivo della sorgente di potenza al conduttore positivo del campione e il conduttore negativo a quello negativo.
- d) Interrompere la sorgente luminosa che illumina le celle, ad es. girando i campioni sottosopra, in modo tale che la tensione del campione misurata a circuito aperto sia inferiore a 5 % del suo valore nominale di V_{oc} .
- e) Applicare al modulo almeno 10 valori di corrente diversi e registrare i valori di corrente, tensione e temperatura del modulo.

NOTA1 Completare questa procedura il più velocemente possibile per evitare un riscaldamento significativo del modulo durante la prova. Se la variazione di temperatura avviene in modo troppo rapido per consentire una lettura ripetibile, lasciare circolare la corrente mentre il modulo si scalda fino a raggiungere la sua temperatura di equilibrio, poi registrare i valori della condizione di equilibrio. In alternativa effettuare le misure con una sorgente di corrente "in pulsato".

NOTA 2 Se il modulo presenta ricevitori con celle collegate in parallelo prestare attenzione a limitare la corrente iniettata.

- f) Tracciare i dati relativi alla tensione e alla corrente su un grafico, riportando la tensione sull'asse verticale e la corrente sull'asse orizzontale. Confrontare le misure al buio eseguite prima e dopo il trasporto del modulo.

D.10.3 Prova di continuità di messa a terra

Questo paragrafo è identico al par 10.3 della Norma CEI EN 62108.

In alcuni paesi o regioni, non è richiesto il sistema di messa a terra. Se l'installazione del prodotto è limitata a queste zone questa prova può essere omessa.

D.10.3.1 Scopo

Scopo della prova di continuità del percorso a terra è quello di verificare una continuità elettrica adeguata tra tutte le parti conduttrici esposte e il punto di messa a terra in condizioni di corrente elevata.

D.10.3.2 Procedura

- a) Un tester di continuità (ohmmetro) dovrebbe essere utilizzato per verificare la continuità elettrica tra tutte le parti sul campione di prova ed il suo punto di messa a terra.
- b) Per ridurre i rischi del personale preposto alle prove, per questa prova dovrebbe essere utilizzata una sorgente di potenza limitata in corrente e tensione che non sia in grado di produrre più di 10 V in continua tra i suoi terminali di uscita.
- c) La resistenza tra il punto di messa a terra e ciascuna parte conduttrice accessibile dovrebbe essere misurata con una corrente che passa tra questi due punti. Se il costruttore del modulo non ha fornito punti di contatto per questa prova sui moduli, si dovrebbe esporre a contatto una piccola area sul modulo fino a rimuoverne ogni ossidazione anodica o rivestimento così da stabilire un buon contatto.
- d) Applicare una corrente pari a due volte il valore di I_{sc} tra il terminale di messa a terra e un punto, e misurare la tensione entro 1,3 cm da ciascun punto in cui viene iniettata la corrente.
- e) Registrare i valori di corrente e di tensione finché siano stabili.
- f) Se fosse necessaria più di una prova per valutare tutti i percorsi di conduzione, consentire tra le prove un tempo di raffreddamento sufficiente se la temperatura del campione fosse aumentata in modo significativo.
- g) Al termine di questa prova, il campione in prova dovrebbe essere sottoposto ad una prova di isolamento come quella indicata in 10.4.

D.10.3.3 Prescrizioni

- a) La resistenza dovrebbe essere inferiore a 0,1 Ω .
- b) I danni non dovrebbero verificarsi a livello dei giunti tra le differenti parti conduttrici esposte.

D.10.4 Prova di isolamento elettrico

Questo paragrafo è identico al par 10.4 della Norma CEI EN 62108.

D.10.4.1 Scopo

Scopo della prova di isolamento elettrico (chiamato anche isolamento a secco) consiste nel determinare se il sistema a concentrazione sia o non sia sufficientemente ben isolato tra tutte le parti attive nel circuito generatore di potenza e il telaio o l'ambiente esterno.

D.10.4.2 Procedura

a) Utilizzare un tester di isolamento, che abbia le seguenti funzioni, per:

- fornire una corrente in c.c. che si limiti a 10 mA;
- applicare una tensione in c.c. di 1 000 V più due volte la tensione massima di sistema del campione di prova;
- misurare la corrente in risoluzione μA .

Queste funzioni potrebbero essere combinate in un'unica unità oppure in alcune unità separate.

- b) La prova dovrebbe essere condotta su campioni ad una temperatura ambiente di $25\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 10\text{ }^{\circ}\text{C}$ e ad una umidità relativa non superiore a 75 %.
- c) I campioni che usano un fluido di raffreddamento dovrebbero averlo presente durante la prova, ma non ne è richiesta la circolazione.
- d) Le facce della cella del campione dovrebbero essere oscurate e il campione non dovrebbe essere collegato a nessuna sorgente elettrica attiva.
- e) Collegare i morsetti di uscita positivi e negativi cortocircuitati del campione al morsetto positivo del tester
- f) Collegare le parti metalliche esposte del campione al morsetto negativo del tester. Se il campione non ha un telaio conduttore oppure se il telaio è un debole conduttore elettrico, avvolgere il campione in un foglio o piastra metallici, e successivamente collegare la piastra o il foglio al morsetto negativo del tester.
- g) Aumentare la tensione applicata dal tester ad una velocità non superiore a un valore compreso tra 500 V/s e 1000 V più due volte il valore della massima tensione di sistema (cioè, il valore nominale della massima tensione di sistema indicata dal costruttore). Se la tensione massima di sistema non supera 50 V, la tensione applicata dovrebbe essere 500 V.
- h) Mantenere la tensione su questo livello, e attendere 2 min dopo aver raggiunto una corrente di dispersione stabile.
- i) Osservare qualsiasi segno di perforazione dielettrica o solchi superficiali [passi da g) a i) sono anche chiamati prova ad alto potenziale in ambiente secco].
- j) Ridurre la tensione a 500 V e mantenerla per due minuti dopo aver raggiunto una corrente di dispersione stabile.
- k) Registrare la tensione e la corrente applicate.
- l) Calcolare la resistenza dell'isolamento basata sui dati registrati.
- m) Ridurre la tensione applicata a zero e cortocircuitare i morsetti del tester al fine di scaricare le cariche elettriche prodotte nel campione.
- n) Scollegare il tester dal campione.

D.10.4.3 Prescrizioni

- a) Non devono verificarsi perforazione dielettrica o traccia superficiale, nè generarsi bolle.
- b) Per campioni con un'area di apertura globale del ricevitore inferiore o uguale a $0,1\text{ m}^2$, la resistenza dell'isolamento misurata non dovrebbe essere inferiore a $50\text{ M}\Omega\text{m}^2$.
- c) Per campioni con un'area di apertura globale del ricevitore superiore a $0,1\text{ m}^2$, la resistenza dell'isolamento misurata moltiplicata per il valore dell'area della cella non dovrebbe essere inferiore a $5\text{ M}\Omega\text{m}^2$.
- d) In aggiunta alle precedenti prescrizioni, ricevitori, moduli o assiemi dovrebbero sempre avere una resistenza di isolamento totale superiore a $1\text{ M}\Omega$, oppure superiore a $10\text{ M}\Omega$ se l'isolamento è doppio.

D.10.5 Prova di isolamento in ambiente umido

Questo paragrafo è identico al par 10.5 della Norma CEI EN 62108.

D.10.5.1 Scopo

Lo scopo della prova di isolamento in ambiente umido è di valutare l'isolamento del sistema a concentrazione in condizioni di funzionamento in ambiente umido e di verificare che l'umidità dovuta a pioggia, nebbia, rugiada o neve sciolta non penetri nelle parti attive dei circuiti del campione dove potrebbe provocare corrosione, guasto di messa a terra o un rischio per la sicurezza.

D.10.5.2 Procedura

- a) Ottenere un tester dell'isolamento come quello descritto in D.10.4.2 a).
- b) Preparare una soluzione di agente liquido non corrosivo (tensioattivo) in un recipiente di prova abbastanza grande da contenere i campioni di prova. La resistività della soluzione di prova dovrebbe essere $3500 \Omega \text{ cm}$ oppure inferiore quando misurata ad una temperatura di 22°C $\square$ 3°C .
- c) I campioni che usano un fluido refrigerante dovrebbero avere il fluido refrigerante presente durante la prova, anche se non è richiesta la sua messa in circolo.
- d) Le facce della cella campione dovrebbero essere oscurate e il campione non dovrebbe essere collegato ad alcuna sorgente elettrica attiva.
- e) Collegare i morsetti di uscita positivo e negativo cortocircuitati del campione al morsetto positivo del tester.
- f) Realizzare una buona connessione tra il morsetto negativo del tester e la soluzione liquida.
- g) Immergere il campione nella soluzione, oppure spruzzare la soluzione sul campione, per almeno 5 min. Le morsettiere, i conduttori a spirulina, le terminazioni non isolate o altri connettori che non siano adatti all'immersione possono essere mantenuti al di sopra del livello della soluzione, ma devono essere completamente inumiditi spruzzando la soluzione su queste zone da tutte le direzioni possibili da cui può penetrare pioggia o neve sciolta.
- h) Aumentare la tensione applicata dal tester ad una velocità che non superi 500 V/s a 500 V .
- i) Mantenere la tensione su questo livello ed attendere 2 min dopo aver raggiunto una corrente di dispersione stabile, poi osservare qualsiasi segno di perforazione dielettrica o resistenza alla traccia o formazione di bolle.
- j) Registrare la tensione e la corrente applicata.
- k) Calcolare la resistenza dell'isolamento basata sui dati registrati.
- l) Ridurre a zero la tensione applicata e cortocircuitare i morsetti dell'apparecchiatura di prova in modo da scaricare le cariche elettriche generatesi nel campione di prova.
- m) Scollegare l'apparecchiatura di prova dal campione.

D.10.5.3 Prescrizioni

- a) Non deve verificarsi alcuna perforazione dielettrica o traccia superficiale.
- b) Per campioni con un'area di apertura globale del ricevitore inferiore o uguale a $0,1 \text{ m}^2$, la resistenza dell'isolamento misurata non dovrebbe essere inferiore a $50 \text{ M}\Omega\text{m}^2$.
- c) Per campioni con un'area di apertura globale del ricevitore superiore a $0,1 \text{ m}^2$, la resistenza dell'isolamento misurata moltiplicata per l'area della cella non dovrebbe essere inferiore a $5 \text{ M}\Omega\text{m}^2$.
- d) In aggiunta alle precedenti prescrizioni, ricevitori, moduli o assiemi dovrebbero sempre avere una resistenza di isolamento totale superiore a $1 \text{ M}\Omega$, oppure superiore a $10 \text{ M}\Omega$ se l'isolamento è doppio.

D.10.6 Prova dei cicli termici

Questo paragrafo contiene modifiche semplificative (indicate in blu) al par 10.6 della Norma CEI EN 62108.

D.10.6.1 Scopo

Lo scopo della prova dei cicli termici consiste nel determinare l'attitudine dei ricevitori a sopportare le condizioni di disequilibrio termico, la fatica e le altre sollecitazioni provocate da rapide e ripetute variazioni di temperatura non uniformi. Nel caso in cui ciò sia consentito e suggerito dal costruttore la prova si può anche eseguire su un modulo.

D.10.6.2 Campione

Per la prova dei cicli termici di Sequenza A, che rappresenta una parte completa del ciclo termico, sono richiesti due campioni di ricevitori/moduli. Se un campione di grandezza reale è troppo grande per entrare nella camera climatica, oppure è troppo costoso, si può utilizzare un campione rappresentativo più piccolo appositamente progettato e realizzato per questa prova. Il campione rappresentativo dovrebbe essere progettato con molta attenzione in modo tale da rivelare gli stessi meccanismi di guasto come quello a grandezza reale, e il processo di fabbricazione del campione rappresentativo dovrebbe essere il più identico possibile a quello utilizzato per il campione a grandezza reale.

NOTA Tra i possibili meccanismi di guasto per la prova dei cicli termici si potrebbe includere una debole resistenza meccanica delle celle, sbarre collettrici o materiali di saldatura inefficaci (allentamento, flusso sbagliato, tensione), progetti di interconnessione scorretti (per es. differenze troppo grandi dei coefficienti di espansione termica tra gli strati collegati e differenze non sufficienti tra gli strati separati nel mezzo), adesivi non adatti e manodopera insufficiente.

Quando si progettano o si realizzano campioni rappresentativi, si dovrebbe prestare una speciale considerazione ai seguenti aspetti, senza limitarsi ad essi:

- Parti o sezioni ripetute (sottoricevitori) utilizzate dal campione di dimensioni reali possono essere ridotte, ma se possibile cercare di utilizzare almeno due di queste parti o sezioni nelle loro dimensioni reali.
- Tutte le parti o sezioni non ripetute, come gli angoli e le connessioni delle estremità, le catene di celle, i giunti meccanici ed elettrici, i sensori e i diodi di derivazione/blocco, dovrebbero essere incluse nei campioni rappresentativi.

D.10.6.3 Procedura

Nella Tab. D.3 vengono fornite tre opzioni per l'adattamento ai diversi materiali usati. La prova dei cicli termici dovrebbe essere effettuata all'aria senza aggiunta di umidità. Potrebbe essere condotta in un sistema ad una sola camera oppure in un sistema a due camere. È necessario un tempo di riposo di almeno 10 min con una tolleranza di ± 3 °C tra la temperatura massima e la temperatura minima. La frequenza di cicli dovrebbe essere almeno di 4 al giorno .

Per applicare la corrente durante i cicli termici si potrebbe adottare una delle seguenti opzioni:

- Utilizzare una sorgente di alimentazione esterna in c.c. per generare il valore di corrente desiderato in direzione negativa (la direzione positiva è la direzione normale della corrente generata dal campione) mentre il campione si trova al buio (i diodi di blocco, se presenti, dovrebbero essere cortocircuitati).
- Fornire un'illuminazione ad intensità completa in modo tale che il campione possa generare la corrente desiderata in direzione positiva
- Fornire un'illuminazione ad intensità parziale insieme ad una sorgente di alimentazione esterna in c.c. per generare la corrente desiderata in direzione positiva (i diodi di derivazione, se presenti, dovrebbero essere aperti).

NOTA 1 Quando il campione presenta stringhe collegate in parallelo assicurarsi che la corrente richiesta venga fornita a ciascuna stringa. Talvolta questo richiederà di separare le stringhe collegate in parallelo, e di utilizzare sorgenti di alimentazione separate per ciascuna stringa.

NOTA 2 In base alle conoscenze raggiunte al momento della stesura della presente guida, alcune celle III-V di superficie ampia possono non essere in grado di essere sottoposte alle condizioni a) o c), ed alcuni laboratori di prova possono avere una limitazione delle apparecchiature per effettuare la prova nella opzione b). In questi casi, la sequenza A della prova dei cicli termici potrebbe essere condotta senza applicare corrente, ma il costruttore dovrebbe preparare tre esemplari di ricevitori supplementari con celle simili, ma "morte", vale a dire celle III-V elettricamente inattive. Si dovrebbero fornire almeno un valore di corrente pari al valore massimo dichiarato dal costruttore in entrambe le direzioni positiva e negativa. La corrente dovrebbe essere controllata per mantenere un delta di temperatura tra la cella e il dissipatore termico comparabile o superiore a quello presente nelle condizioni di funzionamento in modo tale che si possa avere un riscaldamento localizzato, e si possa valutare la capacità dei ricevitori a resistere al disadattamento (mismatch) termico, alla fatica o alle altre sollecitazioni. I gradienti termici durante le condizioni di funzionamento possono essere determinati in base ai programmi di simulazione disponibili in commercio o in base a misure dirette, quando il DNI è superiore a 700 W/m² e la velocità del vento è inferiore a 2 m/s. I criteri di superamento della prova per questi campioni di ricevitori devono essere modificati come di seguito: dopo la prova dei cicli termici, la variazione della resistenza del ricevitore dovrebbe essere inferiore al 2% (escludendo la cella). Questa procedura alternativa sarà riconsiderata e, se necessario, sarà pubblicata una modifica alla presente guida non appena sarà disponibile un approfondimento dell'argomento.

La velocità del ciclo di corrente dovrebbe essere equamente ripartita tra avvio e arresto per 10 cicli in un solo ciclo termico, ma quando la temperatura della cella è inferiore a 25 °C, la corrente deve essere interrotta (vedi illustrazione della Fig. D.8). La continuità del circuito del campione dovrebbe essere controllata e registrata.

Tabella D.3 – Opzioni della prova dei cicli termici per la sequenza A

Opzioni	Temperatura massima della cella °C	Cicli totali	Corrente applicata
TCA-1	85	200	Applicare un valore di corrente pari al valore massimo dichiarato dal costruttore
TCA-2	110	100	Applicare un valore di corrente pari al valore massimo dichiarato dal costruttore
TCA-3	65	400	Applicare un valore di corrente pari al valore massimo dichiarato dal costruttore

I campioni dovrebbero essere sottoposti a esame a vista secondo D.10.1 e la prova di isolamento di cui in D.10.4, seguendo la prova dei cicli termici.

D.10.6.4 Prescrizioni

- Nessuna traccia dei maggiori difetti visibili, come definito in D.10.1.2.
- Nessuna interruzione del flusso di corrente durante la prova.
- La resistenza di isolamento dovrebbe soddisfare le stesse prescrizioni definite in D.10.4.

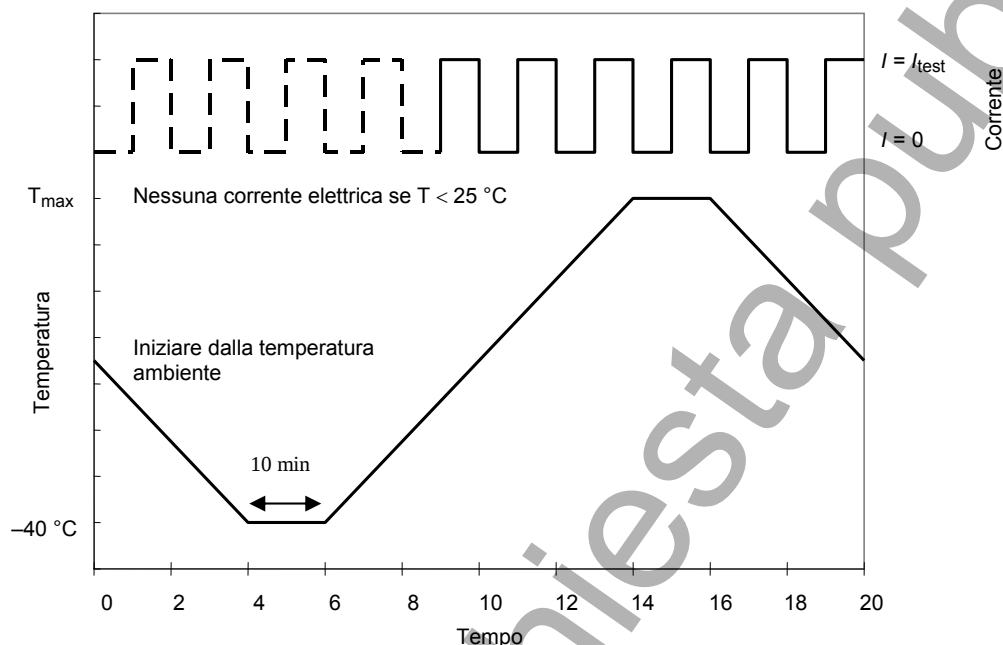


Figura D.8 – Temperatura e profilo di corrente della prova dei cicli termici (non in scala)

D.10.7 Prova di caldo umido

Questo paragrafo è identico al par 10.7 della Norma CEI EN 62108.

D.10.7.1 Scopo

Scopo della prova di caldo umido è determinare la capacità di moduli o assiemi di resistere agli effetti a lungo termine della penetrazione di umidità.

D.10.7.2 Campione

Per la prova di caldo umido della Sequenza C sono necessari complessivamente due moduli oppure due ricevitori e specchi. Se un campione a grandezza reale è troppo grande per adattarsi alla camera climatica o troppo costoso, si può utilizzare un campione rappresentativo appositamente progettato e realizzato per questa prova. Il campione rappresentativo dovrebbe essere progettato con molta attenzione in modo tale da rivelare gli stessi meccanismi di guasto come quello a grandezza reale, e il processo di fabbricazione del campione rappresentativo dovrebbe essere il più identico possibile a quello utilizzato per il campione a grandezza reale.

NOTA Tra i possibili meccanismi di guasto per la prova di caldo umido si potrebbero includere una bassa qualità dei materiali metallici (ruggine), i materiali a lamina sottile o di bassa qualità, le distanze d'isolamento libere non sufficienti attorno alle estremità e tali da consentire la penetrazione dell'umidità nei circuiti elettrici attivi, una manodopera non adeguata, oppure adesivi non adatti o sbagliati.

Quando si progettano o si realizzano campioni rappresentativi, si dovrebbe prestare una speciale considerazione ai seguenti aspetti, senza limitarsi ad essi:

- Parti o sezioni ripetute utilizzate dal campione di dimensioni reali possono essere ridotte, ma se possibile cercare di utilizzare almeno due di queste parti o sezioni nelle loro dimensioni reali.
- Mantenere le stesse distanze di isolamento libere attorno alle estremità similmente ai campioni a grandezza reale.

D.10.7.3 Procedura

- a) I campioni di prova dovrebbero essere sottoposti ad una prova in una camera climatica in cui l'umidità relativa dovrebbe essere controllata a $85 \% \pm 5 \%$ e la temperatura a $85^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$, per 1000 h. La prova può essere continuata fino a ulteriori 60 h supplementari per consentire che la prova di isolamento, di cui al passo c), sia effettuata.
- b) Se alcuni componenti non sono adeguati per un valore di 85°C , l'altra opzione è di effettuare la prova a 65°C e all'85 % RH per 2 000 h.
- c) Al termine della prova, entro un tempo compreso tra 2 h e 4 h dalla rimozione del campione dalla camera climatica, i campioni dovrebbero essere sottoposti alla prova di isolamento a secco di cui in D.10.4 e alla prova di isolamento in ambiente umido di cui in D.10.5.
- d) Dovrebbe essere eseguito anche l'esame a vista come in D.10.1.

D.10.7.4 Prescrizioni

- a) Nessuna traccia dei maggiori difetti visibili, come definito in D.10.1.2.
- b) La resistenza di isolamento dovrebbe soddisfare le stesse prescrizioni definite in D.10.4.
- c) La resistenza di isolamento in ambiente umido dovrebbe soddisfare le stesse prescrizioni definite in D.10.5.

D.10.8 Prova di umidità e congelamento

Questo paragrafo contiene modifiche semplificative (indicate in blu) al par 10.8 della Norma CEI EN 62108.

D.10.8.1 Scopo

Scopo della prova di umidità e congelamento è di determinare la capacità dei moduli o assiemi di resistere agli effetti di temperature elevate e umidità seguiti da temperature sotto lo zero. Questa non è una prova di shock termico.

D.10.8.2 Campione di prova

Per la prova di umidità e congelamento, conforme al profilo di temperatura/umidità illustrato nella Fig. 9, sono necessari complessivamente due moduli oppure due ricevitori e due specchi.

Se un campione a grandezza reale è troppo grande per adattarsi alla camera climatica o troppo costoso, si può utilizzare un campione rappresentativo appositamente progettato e realizzato per questa prova. Il campione rappresentativo dovrebbe essere progettato con molta attenzione in modo tale da rivelare gli stessi meccanismi di guasto come quello a grandezza reale, e il processo di fabbricazione del campione rappresentativo dovrebbe essere il più identico possibile a quello utilizzato per il campione a grandezza reale.

D.10.8.3 Procedura

I campioni di prova dovrebbero essere sottoposti alla prova dei cicli termici secondo il profilo di temperatura e corrente della Fig. D.8 e alle opzioni della Tab. D.4. Il tempo di sosta in temperatura dovrebbe essere almeno di 10 minuti, la frequenza di ciclo deve essere di almeno 4 al giorno.

Tabella D.4 – Opzioni per la prova dei cicli pre-termici per la sequenza B

Opzioni	Temperatura massima della cella °C	Cicli totali	Corrente applicata
TCB-1	85	200	Nessuna
TCB-2	110	100	Nessuna
TCB-3	65	400	Nessuna

Dopo la rimozione dalla camera dei cicli termici, i campioni dovrebbero essere sottoposti ai cicli di umidità e congelamento conformemente al profilo di temperatura/umidità illustrato nella Fig. D.9. Esistono due opzioni elencate nella Tab. D.5 per la massima temperatura per diversi materiali di componenti usati su moduli e specchi.

Al termine della prova, entro un periodo compreso tra 2 e 4 ore dalla rimozione dalla camera climatica, i campioni di prova dovrebbero essere sottoposti alla prova di isolamento in ambiente secco, di cui in D.10.4, e alla prova di isolamento in ambiente umido, di cui in D.10.5. Si deve effettuare anche l'esame a vista come per il paragrafo D.10.1.

Tabella D.5 – Opzioni per la prova di umidità e congelamento per la sequenza B

Opzioni	Temperatura massima della cella °C	Umidità %	Cicli totali	Corrente applicata
HFC-1	85	85	20	Nessuna
HFC-2	65	85	40	Nessuna

D.10.8.4 Prescrizioni

- Nessuna traccia dei maggiori difetti visibili, come definito in D.10.1.2.
- La resistenza dell'isolamento dovrebbe soddisfare le stesse prescrizioni definite in D.10.4.
- La resistenza di isolamento in ambiente umido dovrebbe soddisfare le stesse prescrizioni definite in D.10.5.

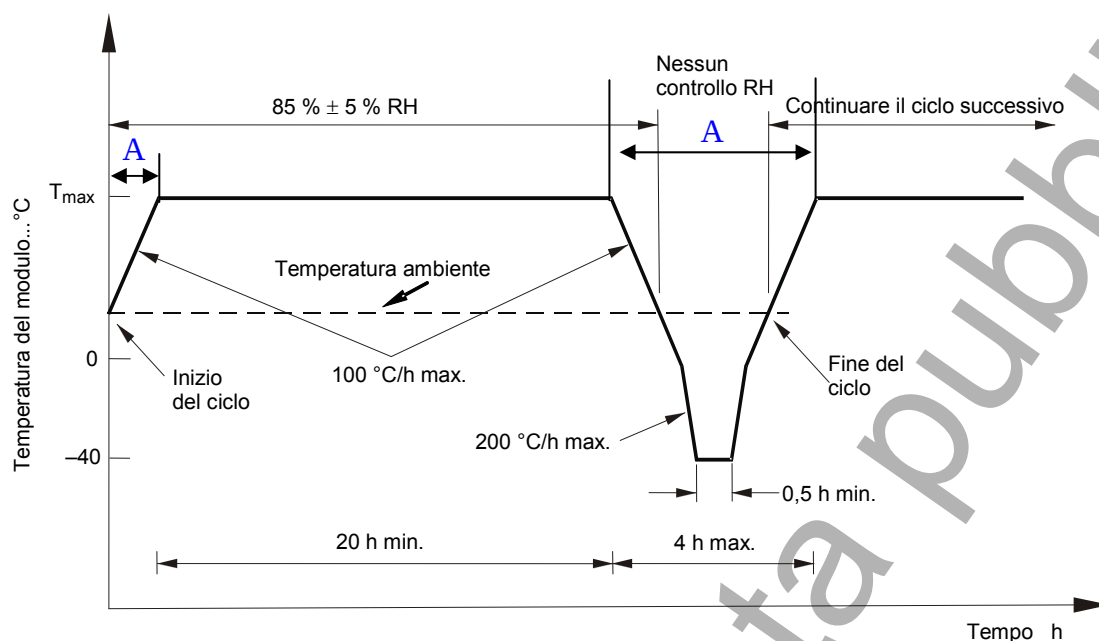


Figura D.9 – Profilo delle condizioni per la prova di umidità e congelamento.
Nota: Ove non possibile, il controllo di umidità può essere evitato negli intervalli indicati dalla lettera A.

D.10.9 Prova di impatto con la grandine

Questo paragrafo contiene modifiche (indicate in blu) al par 10.9 della Norma CEI EN 62108.

D.10.9.1 Scopo

Scopo della prova all'impatto con la grandine è quello di determinare se il modulo o l'assieme, in particolare le lenti e gli specchi del concentratore, o qualsiasi altra parte esposta al possibile impatto con la grandine possa sostenere una tempesta di grandine.

Se il sistema è destinato ad un'area specifica dove la probabilità di una tempesta di grandine sia molto bassa, la prova può essere tralasciata. Questo deve essere sottolineato nel rapporto di prova e nel certificato di prodotto. Nel caso il sistema abbia una condizione di "impianto protetto dalla grandine" la prova deve essere fatta in questa condizione.

D.10.9.2 Apparecchiatura

- Stampi di materiale adatto per la fusione di sfere di ghiaccio del diametro richiesto. Il diametro standard è di 25,4 mm $\pm$ 5 %.
- Un congelatore, controllato a $-10\text{ °C} \pm 5\text{ °C}$.
- Un contenitore di immagazzinamento per conservare le sfere di ghiaccio ad una temperatura di $-4\text{ °C} \pm 2\text{ °C}$.
- Un dispositivo in grado di lanciare una sfera di ghiaccio ad una velocità di 22,4 m/s $\pm$ 5 %, in modo da colpire il campione nel punto di impatto specificato. La traiettoria della sfera di ghiaccio dal dispositivo al campione può essere orizzontale, verticale o da qualsiasi altra angolazione, fino a soddisfare le prescrizioni di prova.
- Un supporto rigido per sostenere il campione di prova secondo il metodo prescritto dal costruttore.

- f) Una bilancia per determinare la massa di una sfera di ghiaccio. La massa richiesta per la sfera di ghiaccio è di $7,9 \text{ g} \pm 5 \%$.
- g) Uno strumento per misurare la velocità della sfera di ghiaccio con una precisione pari a $\pm 2 \%$. Il sensore di velocità non dovrebbe essere ad una distanza superiore ad 1 m dal punto di impatto.

D.10.9.3 Procedure

- a) Utilizzare gli stampi e il congelatore per realizzare un numero sufficiente di sfere di ghiaccio di dimensioni adeguate per la prova, più qualche pezzo di riserva per le regolazioni preliminari del dispositivo di lancio.
- b) Installare il campione secondo le istruzioni del costruttore, con la superficie di impatto perpendicolare al percorso della sfera di ghiaccio.
- c) Contrassegnare almeno dieci diversi punti di impatto del bersaglio su ricevitore, modulo o strumenti ottici utilizzando le seguenti linee guida di scelta:
 - aree che possono essere colpite da un chicco di grandine che cade con un'angolazione di 45° rispetto alla verticale quando il sistema si trova in posizioni di funzionamento normale o in posizione di riposo; spigoli/angoli che si trovano a non più di 25 mm dai bordi;
 - bordi che si trovano a non più di 12 mm dal lato;
 - punti che si trovano a non più di 12 mm dal punto di fissaggio alle strutture di supporto;
 - punti più lontani dal punto di fissaggio alle strutture di supporto;
 - qualsiasi punto che possa essere vulnerabile all'impatto con la grandine.
- d) Esaminare dimensioni e massa delle sfere di ghiaccio per assicurarsi che soddisfino le prescrizioni di cui in D.10.9.2 e che le sfere di ghiaccio non presentino fratture visibili ad occhio nudo.
- e) Porre le sfere nel contenitore di immagazzinamento e lasciarle per almeno 1 h prima dell'uso.
- f) Verificare che tutte le parti del dispositivo di lancio che verranno in contatto con le sfere di ghiaccio siano a temperatura prossima a quella ambiente.
- g) Il tempo intercorso fra il prelevamento della sfera di ghiaccio dal contenitore e l'urto sul campione non deve superare 60 s.
- h) Effettuare dei tiri di prova ad un bersaglio simulato e regolare il dispositivo di lancio finché la posizione di impatto e la velocità delle sfere di ghiaccio soddisfino le prescrizioni.
- i) Effettuare i primi tiri di prova effettivi sul campione nei punti indicati in c)
- j) Verificare la zona di impatto del modulo per identificare segni di danneggiamento ed annotare ogni effetto visibile del colpo.
- k) Ripetere i passi i) ed j) per tutte le altre posizioni desiderate.

D.10.9.4 Prescrizioni

Le prescrizioni per l'impatto con la grandine dipendono molto dal luogo quindi non esistono criteri specifici passa/non passa per questa prova. I risultati tuttavia dovrebbero essere registrati e riportati in dettaglio, come:

- a) Il campione dovrebbe essere esaminato dopo ciascun impatto per determinare se c'è evidenza di danneggiamento. Tutti i danni e i difetti visibili più evidenti dovrebbero essere documentati.
- b) Si dovrebbe registrare o includere nel rapporto di prova qualsiasi frattura o foratura del campione visibile a occhio nudo, o qualsiasi pezzo, rotti o staccati, che sia più largo di 25 mm^2 .

D.10.10 Prova degli spruzzi d'acqua

Questo paragrafo è identico al par 10.10 della Norma CEI EN 62108.

Per questa prova è richiesto un modulo o un assieme di dimensioni reali. Può essere condotta installandolo nel laboratorio di prova oppure mediante un testimone sul campo.

D.10.10.1 Scopo

Scopo della prova degli spruzzi d'acqua è determinare se la pioggia può penetrare nel modulo o nell'assieme nelle condizioni in esterno e se l'acqua penetrata può provocare un guasto a terra o un rischio per la sicurezza.

D.10.10.2 Procedura

- a) Installare il modulo o l'assieme su un supporto di prova che possa essere orientato nei quattro modi seguenti:
 - con la superficie anteriore a 45° rispetto all'orizzontale;
 - nella sua posizione di riposo;
 - al limite normale del suo percorso consentito;
 - sottosopra (se appropriato al funzionamento del modulo).

NOTA Per alcuni modelli, questi orientamenti possono essere superflui.
- b) Effettuare le connessioni di cablaggio in campo conformemente al metodo di cablaggio specificato nelle istruzioni di installazione. Quando viene specificato più di un metodo di cablaggio, si deve utilizzare quello che ha minori probabilità di ridurre la penetrazione dell'acqua nel compartimento di cablaggio in campo.
- c) Mettere nel punto più vulnerabile del modulo la struttura per la prova di resistenza alla pioggia che soddisfi le prescrizioni di ANSI/UL1703:2002, sezione 33.5.
- d) Il modulo o l'assieme dovrebbe essere esposto ai getti d'acqua per 1 h in ciascuna direzione specificata in a), con almeno 15 min tra le prove di diverso orientamento. Dopo ciascun getto di 1 h, il modulo o l'assieme dovrebbe essere esaminato per riscontrare traccia di penetrazione o raccolta di acqua in qualsiasi area che contenga parti elettriche attive. Se c'è presenza d'acqua in tali aree, devono esserci mezzi adeguati, quali ad esempio fori di drenaggio, per mantenere il livello dell'acqua al di sotto delle parti elettricamente attive non isolate.
- e) La prova di isolamento di cui in D.10.4 dovrebbe essere condotta entro 1 h o 2 h dall'ultimo getto. Durante questo periodo di tempo non si dovrebbe eseguire alcuna asciugatura manuale. Se la resistenza dell'isolamento si trova al di sotto di quella specificata, la prova di isolamento dovrebbe essere ripetuta dopo aver lasciato asciugare il modulo per determinare se la condizione sia stata provocata dall'umidità all'interno del modulo stesso.

D.10.10.3 Prescrizioni

- a) Nessuna traccia dei maggiori difetti visibili, come definito in D.10.1.2.
- b) La resistenza dell'isolamento dovrebbe soddisfare le stesse prescrizioni definite in D.10.4.
- c) Dopo la prova, all'interno del modulo non deve restare alcuna traccia significativa di acqua (la quantità di acqua rimasta non dovrebbe raggiungere alcuna parte elettrica attiva in nessuna posizione possibile).

D.10.11 Prova termica del diodo di bypass/blocco

Questo paragrafo è identico al par 10.11 della Norma CEI EN 62108.

D.10.11.1 Scopo

Scopo della prova termica del diodo di bypass/blocco è di valutare l'adeguatezza del progetto termico e l'affidabilità relativa a lungo termine dei diodi di bypass/blocco usati per limitare gli effetti negativi della sensibilità al modulo ai surriscaldamenti localizzati (hot spot).

D.10.11.2 Campione in prova

Per questa prova si richiede un solo campione di ricevitore/modulo. Può essere necessario un ricevitore/modulo campione realizzato appositamente se i diodi di bypass/blocco sono parte integrante della costruzione del modulo e l'accesso per la misura della temperatura della custodia del diodo di bypass/blocco o della superficie a contatto con il diodo più caldo non è possibile senza compromettere l'integrità del modulo. Questo ricevitore/modulo dovrebbe essere costruito con un sensore termico accessibile fissato alla scatola di contenimento del diodo di bypass/blocco. I cavi del sensore termico dovrebbero essere di debole massa termica, fissati in modo tale da assicurare il minimo disturbo al diodo e al suo ambiente termico. Per tutti gli altri aspetti, questo ricevitore/modulo dovrebbe essere realizzato il più simile possibile al ricevitore/modulo standard prodotto.

La prova che usa i ricevitori/moduli appositamente realizzati come descritto sopra viene chiamata prova termica intrusiva del diodo di bypass/blocco, altrimenti è chiamata prova non intrusiva.

D.10.11.3 Apparecchiatura

- a) Strumenti per il riscaldamento del campione ad una temperatura di $75\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- b) Strumenti per la misura e registrazione della temperatura con una precisione di $\pm 1\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- c) Strumenti per la misura della temperatura di ciascun diodo di bypass/blocco fornito col campione. Si dovrebbe avere cura nel ridurre al minimo qualsiasi alterazione delle proprietà del diodo del suo percorso di trasferimento del calore.
- d) Sorgente di potenza in c.c. in grado di fornire una corrente fino a 1,25 volte I_{sc} e strumenti per monitorare il flusso di corrente che circola nel campione durante il periodo di prova.

D.10.11.4 Procedura

- a) Cortocircuitare tutti i diodi di blocco incorporati nel campione.
- b) Prepararsi a misurare la temperatura dei diodi di bypass/blocco durante la prova.
- c) Collegare l'uscita positiva della sorgente di potenza in c.c. ai conduttori negativi del campione e le uscite negative della sorgente di potenza in c.c. ai conduttori positivi del campione, utilizzando i fili di calibro minimo raccomandato dal costruttore. Seguire le raccomandazioni del costruttore per l'entrata dei fili nello scomparto dei cavi

NOTA Alcuni moduli hanno circuiti del diodo di bypass che si sovrappongono. In tal caso, può essere necessario installare un cavo "di ponte" per assicurare che tutta la corrente stia circolando in un solo diodo di bypass.

- d) Riscaldare il modulo fino a $75\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Applicare al modulo una corrente equivalente a $I_{sc} \pm 2\%$. Dopo 1 h, misurare la temperatura di ciascun diodo di bypass/blocco.
- e) Calcolare la temperatura della giunzione utilizzando le informazioni fornite dal costruttore del diodo, insieme alla temperatura misurata della scatola di contenimento o della superficie più calda a contatto col diodo.

NOTA Se il modulo contiene un dissipatore termico specificatamente progettato per ridurre la temperatura di funzionamento del diodo, questa prova può essere effettuata alla temperatura che il dissipatore di calore raggiunge nelle condizioni ambientali di $1\text{ }000\text{ W/m}^2$, $43\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$, in assenza di vento, piuttosto che a $75\text{ }^{\circ}\text{C}$.

- f) Aumentare la corrente applicata di 1,25 volte I_{sc} mantenendo la temperatura del modulo a $75\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Mantenere il flusso di corrente per 1 h. Verificare che il diodo si mantenga in funzione.

D.10.11.5 Prescrizioni

- a) La temperatura di giunzione del diodo determinata al punto D.10.11.4 e) non dovrebbe superare il valore nominale della massima temperatura di giunzione indicata dal costruttore del diodo.
- b) Nessuna traccia dei maggiori difetti visibili, come definito in D.10.1.2.
- c) La resistenza dell'isolamento dovrebbe soddisfare le stesse prescrizioni definite in D.10.4.
- d) Il diodo dovrebbe ancora funzionare come un diodo al termine della prova.

D.10.12 Prova di robustezza delle terminazioni

Questo paragrafo è identico al par 10.12 della Norma CEI EN 62108.

D.10.12.1 Scopo

Determinare se le terminazioni del modulo e i loro dispositivi di fissaggio al corpo del modulo o dell'assieme sono in grado di resistere alle sollecitazioni cui possono essere sottoposti nel corso delle normali operazioni di installazione o manipolazione/manutenzione.

D.10.12.2 Tipi di terminazioni

Vengono considerati tre tipi di terminazioni del modulo:

- Tipo A: filo o conduttore isolato volante;
- Tipo B: puntali, connettori filettati, viti, ecc;
- Tipo C: connettore.

D.10.12.3 Procedura

Pre-condizionamento: 1h in condizioni atmosferiche standard per misura e prova.

D.10.12.3.1 Terminazioni di tipo A

Prova di trazione: come descritto nella CEI EN 60068-2-21, prova Ua, con i seguenti accorgimenti:

- dovrebbero essere provate tutte le terminazioni;
- lo sforzo di trazione non dovrebbe mai superare il peso del modulo.

Prova di flessione: come descritto nella CEI EN 60068-2-21, prova Ub, con i seguenti accorgimenti:

- dovrebbero essere provate tutte le terminazioni;
- metodo 1 con 10 cicli (1 ciclo è costituito da una piegatura in ciascuna delle due direzioni).

D.10.12.3.2 Terminazioni di tipo B

Prova di trazione e di flessione:

- a) Per i moduli con terminazioni nude, ogni terminazione va provata come nel caso delle terminazioni di tipo A;
- b) Se le terminazioni sono racchiuse in un involucro protettivo, va applicata la seguente procedura:
 - un cavo di dimensioni e tipo raccomandati dal costruttore del modulo, tagliato ad una lunghezza adeguata, dovrebbe essere connesso alle terminazioni all'interno della scatola utilizzando le procedure raccomandate dal costruttore. Il cavo deve essere fatto passare attraverso l'apposito passacavo, utilizzando i dispositivi di serraggio del cavo forniti con il modulo. Il coperchio della scatola va richiuso correttamente. Il modulo dovrebbe quindi essere provato come nel caso di terminazioni di tipo A.

Prova di torsione: come descritto nella CEI EN 60068-2-21, prova Ud, con i seguenti accorgimenti:

- dovrebbero essere provati tutti i terminali;
- severità 1.

Dopo la prova le viti e i dadi dovrebbero poter essere allentati a meno che non siano stati espressamente progettati per un collegamento permanente.

D.10.12.3.3 Terminazioni di tipo C

All'uscita del connettore dovrebbe essere collegato un cavo di dimensioni e tipo raccomandati dal costruttore del modulo, tagliato ad una lunghezza adeguata, e si dovrebbero effettuare le prove per le terminazioni di tipo A.

D.10.12.4 Prescrizioni

- a) Nessuna traccia dei maggiori difetti visibili, come definito in D.10.1.2.
- b) La resistenza dell'isolamento dovrebbe soddisfare le stesse prescrizioni definite in D.10.4.
- c) La resistenza dell'isolamento in condizioni di umidità dovrebbe soddisfare le stesse prescrizioni definite in D.10.5.

D.10.13 Prova di carico meccanico

Questo paragrafo è identico al par 10.13 della Norma CEI EN 62108.

D.10.13.1 Scopo

Determinare la capacità di un modulo di sopportare carichi di vento e i carichi statici da neve o ghiaccio.

Se il costruttore specifica che i sistemi a concentrazione non sono adatti a installazioni in aree a condizioni estreme, egli stesso deve specificare i limiti per i carichi di vento e i carichi statici da neve o ghiaccio da applicare al prodotto. I valori di pressione utilizzati nella seguente prova possono essere calcolati per corrispondere alla massima specifica del costruttore. Se il progetto è assolutamente inadeguato per le aree nevose, non deve essere effettuata la prova di carico da neve. Il rapporto di prova deve indicare i limiti raccomandati dichiarati dal costruttore e se l'apparecchiatura ha superato le prove con quei limiti.

Questa prova viene effettuata solo su moduli, assieme o loro campioni rappresentativi. Non è una valutazione per inseguitori o altri mezzi di montaggio. Un sistema a concentrazione di dimensioni reali, comprendente tutte le strutture e le fondamenta, dovrebbe essere analizzato da ingegneri adeguatamente qualificati per verificare se il progetto soddisfa le prescrizioni dei codici locali del sito di installazione.

NOTA 1 Se non viene specificato alcun luogo, le strutture e le fondamenta dovrebbero soddisfare almeno le seguenti prescrizioni:

- a) resistenza al vento di 27 m/s nella posizione più sfavorevole;
- b) resistenza al vento di 45 m/s in posizione di riposo;
- c) resistenza ad un carico da neve di 5400 Pa, se necessario.

NOTA 2: 2400 Pa corrispondono ad una pressione del vento di 130 km/h (approssimativamente 800 Pa con un fattore di sicurezza 3 per venti violenti). Se il modulo deve essere qualificato per resistere a pesanti accumuli di neve e ghiaccio, il carico applicato al fronte del modulo durante l'ultimo ciclo di questa prova deve essere aumentato da 2400 Pa a 5400 Pa.

D.10.13.2 Procedura

- a) Realizzare una struttura di prova di base rigida. Se il carico è provvisto di peso, il campione dovrebbe essere montato con il lato anteriore rivolto verso l'alto o verso il basso. La base di prova dovrebbe consentire al campione di prova di flettersi liberamente durante l'applicazione del carico.
- b) Montare il campione in prova sulla struttura rigida utilizzando il metodo prescritto dal costruttore. Se esistono diverse possibilità, adottare il caso peggiore, come ad esempio la distanza massima tra i punti di fissaggio. Il metodo di montaggio e le foto devono essere inclusi nel rapporto.
- c) Collegare il campione in prova allo strumento di controllo in modo tale che la continuità elettrica del circuito interno possa essere controllato continuamente durante la prova.
- d) Utilizzare pesi adeguati o dispositivi di pressione tali da permettere di applicare il carico in modo graduale e uniforme.
- e) Sulla superficie anteriore applicare gradualmente un carico uniforme fino a 2400 Pa. Questo carico può essere applicato pneumaticamente o con l'aiuto di pesi che ricoprono l'intera superficie. In quest'ultimo caso, il campione in prova deve essere montato orizzontalmente. Mantenere questo carico per 1 h.
- f) Ripetere il passo e) sulla superficie posteriore del campione in prova.
- g) Ripetere i passi e) ed f) per un totale di tre cicli.

D.10.13.3 Prescrizioni

- a) Nessun guasto intermittente di circuito aperto rilevato durante la prova.
- b) Nessuna traccia dei maggiori difetti visibili, come definito in D.10.1.2.
- c) La resistenza dell'isolamento deve soddisfare le stesse prescrizioni definite in D.10.4.

D.10.14 Prova di danneggiamento del fascio fuori asse

Questo paragrafo è identico al par 10.14 della Norma CEI EN 62108.

Per questa prova si richiede un modulo o un assieme in dimensione reale. Può essere condotto installandolo in laboratorio, oppure attraverso un testimone sul campo.

D.10.14.1 Scopo

Scopo della prova di danneggiamento del fascio fuori asse consiste nel valutare che nessuna parte del modulo o dell'assieme possa essere danneggiata da una radiazione solare concentrata durante le condizioni di disallineamento o malfunzionamento.

D.10.14.2 Casi speciali

I sistemi a concentrazione che per affrontare i problemi di disallineamento usano un sistema di protezione ridondante e a sicurezza intrinseca possono essere esentati dalle seguenti prescrizioni. Il costruttore dovrebbe dichiarare nel manuale del sistema come viene raggiunto tale livello di protezione, che livelli di manutenzione vengono richiesti, quali luoghi sono preferibili per l'installazione e come mettere in servizio e far funzionare correttamente un sistema simile. L'organismo di prova dovrebbe concordare con il costruttore una procedura per effettuare verifiche su questi sistemi di protezione ridondanti e a protezione intrinseca. In tutte le condizioni "vulnerabili" possibili, il sistema di protezione dovrebbe rispondere al disallineamento o malfunzionamento secondo il progetto del costruttore, altrimenti si dovrebbe condurre una regolare prova di danneggiamento del fascio fuori asse.

D.10.14.3 Procedura

- a) Il progetto del modulo o dell'assieme e il ricevitore stesso dovrebbero essere esaminati in primo luogo per determinare se un qualsiasi materiale possa essere danneggiato da temperature elevate o radiazioni solari intense, e se questi materiali siano sufficientemente protetti dall'esposizione.
- b) Se si riscontrano materiali non sufficientemente protetti, l'allineamento del modulo o dell'assieme sarà modificato in modo tale che la luce sia focalizzata su tali punti sospetti.
- c) Il modulo o l'assieme punterà il sole in questa posizione per almeno 15 min, con un DNI superiore a 800 W/m².
- d) Ripetere il passo c) per qualsiasi altro punto sospetto.
- e) Osservare il campione in prova durante ciascuna esposizione ed esaminarlo dopo ciascuna esposizione per riscontrare tracce di eventuali danneggiamenti.
- f) Se non vengono identificati punti particolari, si dovrebbe effettuare un semplice test di disallineamento ("walk-off"):
 - il modulo dovrebbe essere allineato verso il sole;
 - l'inseguimento del sole viene bloccato;
 - consentire al sole un disallineamento fino a raggiungere un angolo di 45° relativamente al modulo o all'assieme (circa 3 h);
 - durante la prova, la DNI dovrebbe essere almeno 800 W/m².

D.10.14.4 Prescrizioni

- a) Nessuna traccia dei maggiori difetti visibili, come definito in D.10.1.2. In particolare, non deve esserci traccia di fusione, fumo, bruciature, deformazione, o combustione di alcun materiale.
- b) La resistenza dell'isolamento deve soddisfare le stesse prescrizioni definite in D.10.4.

D.10.15 Prova di condizionamento agli ultravioletti

Questo paragrafo contiene modifiche semplificative (indicate in blu) al par 10.15 della Norma CEI EN 62108.

La prova di condizionamento agli ultravioletti potrebbe essere combinata alla prova di esposizione in esterno, di cui in D.10.16, controllando il dosaggio UV che deriva dalla luce solare naturale e lasciando che soddisfi la prescrizione di 25 kWh/m². Può essere condotta in laboratorio oppure attraverso un campione sul campo.

D.10.15.1 Scopo

Scopo di questa prova è rivelare possibili guasti prematuri dell'integrità fisica ed elettrica a causa di una esposizione limitata ai raggi UV.

D.10.15.2 Procedura

- a) Esporre il campione ad un dosaggio UV totale accumulato pari a 25 kWh/m² ± 10 % nella gamma di lunghezze d'onda inferiore a 400 nm.
- b) È accettabile una qualunque delle quattro sorgenti luminose o una combinazione di esse: lampade fluorescenti UV-A, lampade fluorescenti UV-B, lampade ad arco allo xenon, o luce solare naturale (normale o concentrata)—, a condizione che siano soddisfatte le prescrizioni relative al dosaggio UV complessivo e alla lunghezza d'onda. Tuttavia, per la prova in esterno, quando il DNI è inferiore a 600 W/m², la radiazione UV non dovrebbe contare per il dosaggio totale di esposizione UV.
- c) La temperatura del modulo o dell'assieme dovrebbe essere mantenuta a 60 °C ± 5 °C per la durata della prova in interno. Per la prova in esterno, si dovrebbe registrare sia la temperatura ambiente che la temperatura massima dell'assieme del modulo con un intervallo non superiore a 5 min.
- d) Se il sistema richiede un raffreddamento attivo, il sistema di raffreddamento dovrebbe essere messo in funzione durante la prova.

D.10.15.3 Prescrizioni

- a) Nessuna traccia dei maggiori difetti visibili, come definito in D.10.1.2.
- b) Il deterioramento di potenza dovrebbe essere inferiore al 5 % per le misure con simulatore solare I-V, e del 7 % per misure in luce solare naturale I-V.
- c) La resistenza dell'isolamento deve soddisfare le stesse prescrizioni definite in D.10.4.

D.10.16 Prova di esposizione in esterno

Questo paragrafo contiene modifiche semplificative (indicate in blu) al par 10.16 della Norma CEI EN 62108.

D.10.16.1 Scopo

Scopo di questa prova è di effettuare una valutazione preliminare della capacità del modulo o dell'assieme di resistere alle condizioni in esterno e di rivelare qualsiasi effetto di degrado sinergico che non possa essere rilevato dalle prove di laboratorio. Questa prova richiede un

assieme o modulo a grandezza reale. Può essere condotta installandolo in laboratorio oppure attraverso un testimone sul campo.

D.10.16.2 Procedura

- a) Un modulo o un assieme di dimensioni reali dovrebbe essere installato in esterno ed essere collegato alla rete elettrica, come raccomandato dal costruttore.
- b) Si dovrebbero installare un dispositivo di misura dell'irraggiamento normale diretto e un dispositivo di misura dell'irraggiamento globale, complanari al modulo o all'assieme.
- c) Qualsiasi dispositivo di protezione contro il surriscaldamento localizzato (hot-spot) raccomandato dal costruttore dovrebbe essere installato prima di montare il modulo o l'assieme.
- d) Se il sistema richiede un raffreddamento attivo, il sistema di raffreddamento dovrebbe essere fatto funzionare durante la prova.
- e) Il modulo o assieme dovrebbe essere esposto in esterno con l'inseguitore solare e soddisfare le seguenti prescrizioni:
 - DNI cumulativo di 120 kWh/m²;
 - irraggiamento UV cumulativo di 5 kWh/m², la prova può essere combinata con la prova di condizionamento UV (D.10.15);
 - quando il DNI è inferiore a 500 W/m², le radiazioni DNI e UV non dovrebbero essere conteggiate per le loro esposizioni totali.

D.10.16.3 Prescrizioni

- a) Nessuna traccia dei maggiori difetti visibili, come definito in D.10.1.2.
- b) Il deterioramento di potenza dovrebbe essere inferiore al 5 % per le misure con simulatore solare I-V, e del 7 % per misure in luce solare naturale I-V.
- c) La resistenza dell'isolamento deve soddisfare le stesse prescrizioni definite in D.10.4.

D.10.17 Prova di resistenza al surriscaldamento localizzato (hot spot)

Questo paragrafo è identico al par 10.17 della Norma CEI EN 62108.

Un modulo o assieme può essere esentato da questa prova se possiede un diodo di bypass per ciascuna cella.

Scopo della prova è valutare la capacità di un modulo o assieme di sopportare gli effetti a lungo termine di un surriscaldamento localizzato periodico associato alle comuni condizioni di guasto quali ad esempio celle seriamente danneggiate o in mismatch elettrico, guasto a circuito aperto in singoli punti, o una illuminazione non uniforme come ad esempio un oscuramento parziale.

Attualmente è allo studio del Comitato Tecnico 82 della IEC una approfondita revisione della prova di resistenza al surriscaldamento localizzato sui moduli FV tradizionali. Per gli CPV, effettuare questa prova secondo la CEI EN 61215, paragrafo 10.9 Prova di resistenza ai surriscaldamenti localizzati, con una eccezione: aggiungere un 3 % extra per la misura I-V con simulatore solare e un 5 % per la misura I-V alla luce solare naturale, alla prescrizione di massimo deterioramento della potenza, per tener conto delle ulteriori incertezze sulla misura I-V di dispositivi CPV.

D.11 Riepilogo delle condizioni e prescrizioni di prova

Questo paragrafo contiene modifiche semplificative (indicate in blu) al par D11 della Norma CEI EN 62108.

Seq. No.	Titolo della prova	Campione m: modulo r: ricevitore mir: specchio	Condizione di prova	Prescrizione	Semplificazione rispetto alla CEI EN 62108 ?
D.6	Irraggiamento fotonico preliminare	Tutti	Fra 5 e 5,5 kWh/m ²	-	NO
D.10.1	Esame a vista	Tutti	Esame a vista. Quantità minima di luce 1000 Lux	Nessun grave difetto visibile (MVD) definito in D.10.1.2.	SI nota esplicativa aggiuntiva
D.10.2	Prestazioni elettriche	Tutti	In esterno con moduli "fianco a fianco" I-V con DNI > 600 W/m ² , velocità del vento < 6 m/s, cielo terso.	Deterioramento di potenza < 8 % per la misura del simulatore solare, e < 13 % per la misura della luce solare naturale, (eccetto per D.10.15 e D.10.16). Si dovrebbe effettuare una misura I-V al buio prima e dopo il trasporto del campione e non si effettua il test per determinare la regressione lineare	SI
D.10.3	Prova di continuità di messa a terra	Tutti	Misurare la resistenza tra punto di terra e altre parti conduttrici con una corrente che circola = $2 \times I_{sc}$	Resistenza < 0,1 Ω Nessun danno ai giunti	NO
D.10.4	Prova di isolamento elettrico	Tutti	A temperatura ambiente, 25 °C ± 10 °C ed RH < 75 %, fornire una corrente in c.c. <10 mA, applicare $2 \times V_{sys} + 1\,000$ V per 2 min (prova dielettrica); Misurare R a 500 V.	Nessuna perforazione dielettrica o traccia superficiale durante le prove ad alta tensione; $R > 50\text{ M}\Omega\text{m}^2$, se l'area ≤ 0,1 m ² , $R > 5\text{ M}\Omega\text{m}^2$, se l'area > 0,1 m ² , $R_{totale} > 1\text{ M}\Omega$ se incapsulato in un foglio metallico con messa a terra, $R_{totale} > 10\text{ M}\Omega$ se con doppio isolamento.	NO
D.10.5	Prova dell'isolamento in ambiente umido	Tutti	Misurare R a 500 V quando il campione è bagnato dalla soluzione tensioattiva con una resistività < 3 500 Ω cm.	Come D.10.4	NO

Seq. No.	Titolo della prova	Campione m: modulo r: ricevitore mir: specchio	Condizione di prova	Prescrizione	Semplificazione rispetto alla CEI EN 62108 ?
D.10.6	Prova dei cicli termici	2r/2m	85°C x 200 cicli, oppure 110 °C x 100 cicli, oppure 65°C x 400 cicli In tutti i casi I_{max} dichiarata dal costruttore 10 cicli di corrente per ciclo termico per $T > 25^{\circ}\text{C}$ Eseguire almeno 4 cicli termici al giorno	Nessun grave difetto visibile (MVD). Nessuna interruzione del flusso di corrente durante la prova. Soddisfa la prova di isolamento di D.10.4	SI
D.10.7	Prova di caldo-umido	2m o 2r/2mir	1 000 h a 85 °C e 85 % RH. oppure 2000 h a 65 °C e 85 % RH.	Nessun grave difetto visibile (MVD). Soddisfa la prova di isolamento di D.10.4 e la prova di isolamento in ambiente umido di D.10.5 in un periodo compreso tra 2 h e 4 h dopo la rimozione dalla camera	NO
D.10.8	Prova di umidità e congelamento	2m o 2r/2mir	Precicli termici 85°C x 200 cicli, oppure 110 °C x 100 cicli, oppure 65°C x 400 cicli T_{max} e 85 % RH per 20 h seguite da 4 h di raffreddamento fino a -40°C ; 20 cicli se T_{max} is 85 °C; 40 cicli se T_{max} is 65 °C.	Nessun grave difetto visibile (MVD). Soddisfa la prova di isolamento di D.10.4 e la prova di isolamento in ambiente umido di D.10.5 in un periodo compreso tra 2 h e 4 h dopo la rimozione dalla camera	SI (Fig. D.9)
D.10.9	Prova di impatto con la grandine	1m o 1r/1mir	Almeno 10 colpi con sfere di ghiaccio di 25,4 mm di diametro su aree in cui un impatto con la tempesta di grandine che cade da una angolazione di 45° rispetto alla verticale è possibile.	Riportare tutti i risultati, nessun criterio passa/non passa.	SI
D.10.10	Prova degli spruzzi d'acqua	1m o 1r/1mir	1 h di spruzzi d'acqua su ciascuna delle quattro direzioni	Nessun grave difetto visibile (MVD). Soddisfa la prova di isolamento di D.10.4. Nessuna traccia significativa di acqua all'interno del modulo (il livello dell'acqua residua non deve raggiungere le parti elettricamente attive in qualsiasi orientazione).	NO
D.10.11	Prova termica con diodo di bypass/blocco	1r/m	Ad una temperatura del campione di 75 °C, applicare I_{SC} attraverso il ricevitore per 1 h, poi misurare la temperatura del diodo di bypass/blocco. Applicare $1,25 \times I_{\text{SC}}$ per 1 h supplementare.	Quando si applica I_{SC} : la temperatura di giunzione del diodo non è superiore alla massima temperatura nominale, Nessun grave difetto visibile (MVD); Soddisfa la prova di isolamento di D.10.4. Dopo aver applicato $1,25 \times I_{\text{SC}}$: il diodo è ancora in funzione.	NO

Seq. No.	Titolo della prova	Campione m: modulo r: ricevitore mir: specchio	Condizione di prova	Prescrizione	Semplificazione rispetto alla CEI EN 62108 ?
D.10.12	Prova di robustezza delle terminazioni	1m o 1r/1mir	Trazione di 20 N e 10 cicli di flessione	Nessun grave difetto visibile (MVD). Soddisfa la prova di isolamento di D.10.4 e la prova di isolamento in ambiente umido di D.10.5.	NO
D.10.13	Prova di carico meccanico	1m o 1r/1mir	2 400 Pa sulla parte anteriore e posteriore, 1 h ciascuna, 3 cicli totali	Nessun grave difetto visibile (MVD). Soddisfa la prova di isolamento di D.10.4. Nessun circuito aperto a intermittenza.	NO
D.10.14	Prova di danneggiamento del fascio fuori asse	1m o 1r/1mir	Dirigere la luce sui punti sospetti per almeno 15 min quando DNI > 800 W/m ² ; o test di disallineamento per 3 h.	Nessun grave difetto nessuna fusione, fumo, bruciatura, deformazione, o combustione. Soddisfa la prova di isolamento di D.10.4.	NO
D.10.15	Prova di condizionamento UV	1m o 1r/1mir Grandezza reale	Esposizione ad un accumulo di UV da 25 kWh/m ² . (Questa prova potrebbe essere combinata alla prova di esposizione in esterno di cui in D.10.16)	Nessun grave difetto visibile (MVD). Il deterioramento della potenza dovrebbe essere inferiore al 5 % con simulatore solare e al 7% per misure in luce solare naturale. Soddisfa la prova di isolamento di D.10.4.	SI
D.10.16	Prova di esposizione in esterno	1m o 1r/1mir Grandezza reale	Esposizione ad un accumulo di DNI di 120 kWh/m ² quando DNI > 500 W/m ² .	Come D.10.14	SI
D.10.17	Prova al surriscaldamento localizzato	1m o 1r	In sospeso. Attualmente, fare riferimento alla CEI EN 61215: 10.9	Aggiungere 3 % (simulatore) o 5 % (luce solare) alla prescrizione per i moduli piani relativa al massimo deterioramento di potenza per tenere conto dell'incertezza di misura.	NO

Bibliografia

- CEI EN 60904-1 Photovoltaic devices – Part 1: Measurements of photovoltaic current – Voltage characteristics
- CEI EN 61730-1 Photovoltaic (PV) module safety qualification – Part 1: Requirements for construction
- CEI EN 61730-2 Photovoltaic (PV) module safety qualification – Part 2: Requirements for testing
- CEI EN 62108 (82-30) Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) – Qualifica del progetto e approvazione di tipo
- CEI EN 61215 (82-8) Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo
- CEI EN 60068-2-21 (91-40) 2006 - Prove ambientali - Parte 2-21: Prove - Prova U: Robustezza dei terminali e dell'interconnessione dei componenti sulla scheda
La Norma si occupa delle prove di verifica della robustezza dei terminali e dei componenti montati e fissati nei dispositivi elettrici ed elettronici. Si applica a tutti i componenti elettrici ed elettronici in cui i terminali e/o i dispositivi fissati sui componenti stessi, possono essere sottoposti a sollecitazioni meccaniche di vario tipo durante le normali operazioni di montaggio o di manipolazione. Nella Norma vengono descritte le seguenti prove, per le quali vengono anche forniti i relativi parametri: - trazione, - compressione;- piegatura;- torsione;- coppia torcente;- flessione / piegatura;- strappo/spinta;- taglio.
- ISO/IEC 17025 2005 - Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura
- ANSI/UL 1703 2002 - Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels

La presente Norma è stata compilata dal Comitato Elettrotecnico Italiano e beneficia del riconoscimento di cui alla legge 1° Marzo 1968, n. 186.
Editore CEI, Comitato Elettrotecnico Italiano, Milano – Stampa in proprio
Autorizzazione del Tribunale di Milano N. 4093 del 24 Luglio 1956
Responsabile: Ing. R. Bacci

Comitato Tecnico Elaboratore
CT 82 – Sistemi di conversione fotovoltaica dell'energia solare

Altre norme di possibile interesse sull'argomento

PROGETTO

€ —

