

VARIANTE V2 ALLA GUIDA CEI 82-25:2010-09

I seguenti paragrafi sono modificati come di seguito indicato.

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.

NOTA 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".

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 (CEI CLC/TS 61836).

3.52.c

Inverter connesso alla rete, non funzionante in isola elettrica (o non islanding inverter)

Inverter che non energizza la rete elettrica del Distributore nel caso in cui la tensione e/o la frequenza della stessa siano fuori dalle normali condizioni operative (CEI CLC/TS 61836, CEI EN 62116).

Il paragrafo 4.1.2 viene modificato come di seguito nel secondo alinea del quarto comma.

4.1.2 Moduli per impianti fotovoltaici a concentrazione solare

....

- **fattore di concentrazione solare (C)**, individuato dalle due seguenti definizioni (CEI CLC/TS 61836 par. 3.8.4) e avente unità di misura adimensionale:
 - fattore di concentrazione solare geometrico: rapporto fra l'area di raccolta attiva del modulo che raccoglie la luce solare diretta e l'area attiva del ricevitore (o la somma dell'area delle celle);
 - fattore di concentrazione solare basato sull'irraggiamento (o energetico): rapporto fra l'irraggiamento solare concentrato e l'irraggiamento solare incidente, su una cella FV a concentrazione.

Il fattore di concentrazione solare geometrico e quello energetico possono essere calcolati con le procedure indicate in Allegato E.

Il paragrafo 4.1.3 viene sostituito dal seguente.

4.1.3 Garanzie fornite dai costruttori dei moduli

I moduli fotovoltaici sono la parte più costosa dell'impianto di generazione, pertanto un aspetto molto importante riguarda la garanzia fornite dai costruttori dei moduli.

In generale, il costruttore fornisce i certificati di garanzia che comprendono la garanzia di prodotto e la garanzia di prestazioni. In tali certificati il costruttore garantisce che i propri prodotti ottemperano alle relative specifiche tecniche e normative sulla qualità.

I certificati di garanzia comprendono:

- la garanzia di prodotto, che riguarda la garanzia contro difetti di fabbricazione e di materiale, che possano impedirne il regolare funzionamento a condizioni corrette di uso, installazione e manutenzione;
questa garanzia questa deve coprire almeno 2 anni, secondo disposizioni di legge, decorrenti dalla data di fornitura dei moduli fotovoltaici; tuttavia secondo il Decreto legislativo n. 28 del 2011 (Allegato 2, comma 4, lettera b), affinché i moduli possano essere utilizzati in impianti fotovoltaici che intendono accedere agli incentivi statali di ogni natura, questa garanzia deve coprire almeno 10 anni dalla data di fornitura;
- la garanzia delle prestazioni, che riguarda il decadimento delle prestazioni dei moduli; il costruttore deve garantire che la potenza erogata dal modulo, misurata alle condizioni di prova standard, non sarà inferiore al 90% della potenza minima del modulo (indicata dal costruttore all'atto dell'acquisto nel foglio dati del modulo stesso) per almeno 10 anni e non inferiore al 80% per almeno 20 anni.

Sono, in genere, esclusi dai diritti di garanzia, i danni e i guasti di funzionamento o di servizio dei moduli derivanti da:

- incidenti, uso su unità mobili, uso negligente, erroneo o inadeguato;
- mancato rispetto delle istruzioni d'installazione, uso e manutenzione;
- modifiche, installazioni o usi erronei o non effettuati da personale esperto;
- sovratensioni, scariche atmosferiche, allagamenti, terremoti, azioni di terzi o qualsiasi altro motivo estraneo alle normali condizioni di funzionamento dei moduli;

Sono, in genere, esclusi dai diritti di garanzia anche i cavi d'interconnessione (ad es. ad innesto rapido, ecc.) giacché non sono un elemento intrinseco del modulo.

Al fine della verifica del periodo di validità della garanzia, viene preso in considerazione l'anno di fabbricazione dei moduli (qualora sia documentato) e la data di fornitura.

Si evidenzia infine che, al fine della corretta identificazione del modulo, questo deve essere dotato di una targhetta identificativa secondo le indicazioni della norma CEI EN 50380, apposta in modo indelebile e visibile sul modulo e contenente almeno i seguenti dati:

- Nome e marchio del costruttore o del fornitore
- Tipo e numero di serie
- Classificazione della protezione
- Tensione massima ammessa per il sistema in cui viene utilizzato il modulo
- Potenza nominale \pm tolleranze di produzione, ISC, VOC, Vmmp a STC

Il paragrafo 4.1.4 viene sostituito dal seguente, che contiene le modifiche indicate nelle parti contrassegnate con barra verticale sul lato sinistro.

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:
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.
- CEI EN 61730-2; questa norma fornisce ulteriori elementi per valutare la costruzione e la qualificazione ai fini della sicurezza dei moduli fotovoltaici, fra l'altro, indicando 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, e consente di apporre la marcatura CE sui moduli.

NOTA Questa Norma è concepita in modo tale che la sua sequenza di prova possa essere coordinata con quelle della CEI EN 61215 o della CEI EN 61646, così che una singola serie di esemplari possa essere usata per effettuare le valutazioni di un progetto di modulo fotovoltaico sia per quanto riguarda le prestazioni sia per quanto riguarda la sicurezza. Pertanto la norma CEI EN 61730-2 non si applica ai moduli a concentrazione solare.

La conformità dei moduli alle suddette norme viene documentata dall'esito positivo delle prove eseguite, come riportato nei seguenti documenti che, redatti in originale in lingua italiana e/o inglese, illustrano il contesto e la validità temporale delle prove eseguite:

a) Rapporto di prova

è rilasciato da un Laboratorio, in seguito a prove effettuate sui moduli dallo stesso laboratorio, secondo le norme sopra riportate; il Rapporto è redatto in conformità alla Norma CEI UNI EN ISO/IEC 17025 e contiene le caratteristiche prestazionali misurate e i dettagli sui difetti e la ripetizione delle prove;

il laboratorio deve essere accreditato, per le specifiche prove indicate dalle norme, da Organismi di accreditamento 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);

b) Attestazione di approvazione di tipo (Type approval certificate)

è rilasciata da un Laboratorio, in seguito a prove di tipo effettuate sui moduli dallo stesso laboratorio, secondo le relative norme sopra riportate;

il laboratorio deve essere accreditato, come sopra indicato, per le specifiche prove indicate dalle norme;

questo documento è corredato da un Rapporto di prova;

Informazioni minime contenute nell'Attestazione di approvazione di tipo dei moduli fotovoltaici:

- 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'attestazione, nel caso in cui questa è prevista dal regolamento dell'ente di accreditamento e/o del laboratorio)

c) Certificato di conformità (Conformity certificate)

è rilasciato da un Organismo di certificazione, in seguito a prove di tipo che questo ha fatto eseguire sui moduli presso un Laboratorio di prova accreditato, come sopra indicato, per le specifiche prove indicate dalle norme sopra riportate;

l'Organismo di certificazione deve avere entrambi i seguenti requisiti:

- essere accreditato secondo la EN 45011, per i moduli fotovoltaici, da organismi di accreditamento appartenenti ad EA (European Accreditation Agreement) o che abbiano stabilito accordi di mutuo riconoscimento in ambito EA o IAF (International Accreditation Forum);
- essere membro della IECEE (IEC System for Conformity testing and Certification of Electrotechnical Equipment and Components) nell'ambito fotovoltaico;

questo certificato è corredato da un Rapporto di prova;

NOTA L'elenco degli organismi di certificazione per il fotovoltaico, membri della IECEE, è consultabile all'indirizzo web: <http://www.iecee.org/pv/html/pvcntris.htm>;

Informazioni minime contenute nel Certificato di conformità dei moduli fotovoltaici:

- 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 o Numero di accreditamento
- Indicazione dell'eventuale controllo in fabbrica (Factory inspection)
- Durata della Certificazione.

d) Certificato di controllo del processo produttivo in fabbrica (Factory Inspection Certificate)

viene rilasciato da un Organismo di certificazione, avente i requisiti indicati nel punto c) precedente, in seguito a controlli periodici eseguiti in fabbrica, per verificare che i livelli qualitativi del processo produttivo e dei materiali utilizzati si mantengano costanti nel tempo e uguali a quelli rilevati in sede di prove di tipo, in riferimento alle norme sopra riportate; la Factory Inspection non può prescindere dalla verifica dell'utilizzo dei materiali esaminati, per cui questa certificazione deve essere correlata alle prove di tipo; è opportuno richiamare nel Certificato di Factory Inspection i Certificati di conformità già rilasciati per i moduli in esame; infine si fa notare che l'esecuzione della Factory Inspection può essere riportata nel Certificato di conformità, pertanto i certificati c) e d) possono essere emessi come unico certificato;

NOTA È preferibile che le prove di tipo siano eseguite sotto il controllo dello stesso Organismo di certificazione che emetterà il certificato di *Factory Inspection*.

e) Attestato di controllo del processo produttivo in fabbrica (Factory Inspection Attestation) ai fini dell'identificazione dell'origine del prodotto

viene rilasciato, da un Organismo di certificazione, avente i requisiti indicati nel punto c) precedente, secondo lo schema della Factory Inspection e fornendo almeno le seguenti informazioni:

- sito produttivo, mediante un codice identificativo del sito e relativo indirizzo;
- regola sequenziale per identificare il sito produttivo stesso mediante il numero di serie del modulo;

- indicazioni delle fasi del processo produttivo realizzate all'interno del sito stesso;

questo certificato è corredato da un Rapporto di verifica dove sono fornite in dettaglio anche le informazioni sopra indicate;

nell'etichetta del modulo viene riportato il codice identificativo del sito produttivo e il logo dell'Organismo di certificazione;

f) Certificato OEM (Original Equipment Manufacturer Certificate)

viene rilasciato da un Organismo di certificazione, avente i requisiti indicati nel punto c) precedente, nel caso di modulo fotovoltaico commercializzato con il nome di una Ditta differente da quella che lo ha costruito, e indica il nome e l'indirizzo del Costruttore e/o codice, in aggiunta al nome e all'indirizzo della Ditta che commercializza il modulo;

questo certificato è corredato da un Rapporto di prova.

Il sistema di qualità con cui operano i costruttori di moduli è comprovato anche dal possesso della seguente documentazione:

g) Attestazione di adesione del Produttore dei moduli fotovoltaici a un Sistema/Consorzio di recupero e riciclo che garantisca la completa gestione a fine vita dei moduli fotovoltaici finalizzata al loro riciclo, inteso che:

il "Produttore" è chiunque immetta sul mercato nazionale per la prima volta a titolo professionale i moduli fotovoltaici (Fabbricante / Importatore / Distributore che vende con il proprio marchio),

il Sistema/Consorzio è un Soggetto, partecipato e/o finanziato da uno o più Produttori di moduli fotovoltaici, il quale, in nome e per conto dei propri aderenti, soddisfa i requisiti indicati dalla legislazione e regolamentazione vigente in materia.

NOTA Al momento della pubblicazione della presente Guida, le disposizioni legislative e le regole vigenti in materia sono:

- D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 "Testo Unico ambientale", che regola la gestione dei rifiuti e l'attività di coloro che la effettuano (parte IV del Decreto, "Norme in materia di gestione dei rifiuti e di bonifica dei siti inquinati").
- D.Lgs. 25 Luglio 2005 n. 151 - "Attuazione delle direttive 2002/95/CE, 2002/96/CE e 2003/108/CE, relative alla riduzione dell'uso di sostanze pericolose nelle apparecchiature elettriche ed elettroniche, nonché allo smaltimento dei rifiuti" che indica ai produttori le modalità per una corretta gestione dei rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche e limita l'utilizzo delle sostanze pericolose all'interno di tali apparecchiature;
- D. M. 25 settembre 2007, n. 185 - "Istituzione e modalità di funzionamento del registro nazionale dei soggetti obbligati al finanziamento dei sistemi di gestione dei rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE), costituzione e funzionamento di un centro di coordinamento per l'ottimizzazione delle attività di competenza dei sistemi collettivi e istituzione del comitato d'indirizzo sulla gestione dei RAEE, ai sensi degli articoli 13, comma 8, e 15, comma 4, del D.Lgs. 25 luglio 2005, n. 151" che regola il Registro AEE.
- GSE - Regole applicative per il riconoscimento delle tariffe incentivanti previste dal DM 5 maggio 2011 (Rev.3), che indica i requisiti dei Sistemi/Consorzi di recupero e riciclo a fine vita dei moduli fotovoltaici. Essendo i moduli fotovoltaici a concentrazione solare (CPV) di recente diffusione, questa attestazione potrebbe non essere ancora disponibile per tali moduli.

h) Certificati attestanti che l'azienda produttrice dei moduli FV possiede un sistema di gestione conforme alle norme ISO 9001:2008 (Sistema di gestione della qualità), OHSAS 18001 (Sistema di gestione della salute e sicurezza del lavoro) e ISO 14001 (Sistema di gestione ambientale).

Questi certificati, che possono anche essere raggruppati in un unico documento, devono essere riferiti al soggetto che ha in carico il processo produttivo oggetto dell'ispezione di fabbrica, di cui al punto d) precedente, tenendo conto che tale soggetto:

- nel caso di realizzazione di moduli fotovoltaici usuali per la sola produzione di energia elettrica (cioè, non specifici per l'uso come componenti per l'edilizia), coincide con il produttore dei moduli;
- nel caso di realizzazione di componenti per l'edilizia nei quali sono integrate superfici attive fotovoltaiche (costituiti da componenti speciali e/o moduli non convenzionali) coincide con il produttore del componente per l'edilizia.

Questi certificati sono rilasciati da organismi di certificazione accreditati secondo la norma UNI CEI ISO/IEC 17021, per i sistemi di gestione, da organismi di accreditamento appartenenti ad EA (European Accreditation Agreement) o che abbiano stabilito accordi di mutuo riconoscimento in ambito EA o IAF (International Accreditation Forum) e devono riguardare, almeno, la "Produzione di moduli fotovoltaici". Nel solo caso di moduli fotovoltaici tradizionali utilizzati come componenti per l'edilizia, è sufficiente che sia richiamato che il prodotto ha parti fotovoltaiche attive.

I documenti per la valutazione qualitativa dei moduli fotovoltaici e del sistema di qualità con cui operano i costruttori sono riepilogati in Tabella 4.2. Nella Tabella è stato inserito anche il Certificato di garanzia di prodotto (vedi par. 4.1.3) che secondo il Decreto legislativo n. 28 del 2011 (Allegato 2, comma 4, lettera b) è obbligatorio per accedere agli incentivi statali di ogni natura.

Tabella 4.2 – Documenti per la valutazione qualitativa dei moduli fotovoltaici

	Documento	Applicazione	Rilascio	Validità
1a	Certificato di approvazione di tipo (Type approval certificate) rispetto alla CEI EN 61215	Moduli FV cristallini senza concentrazione	Laboratorio di prova (*)	5
1b	Certificato di approvazione di tipo (Type approval certificate) rispetto alla CEI EN 61646	Moduli FV film sottile senza concentrazione	Laboratorio di prova (*)	5
1c	Certificato di approvazione di tipo (Type approval certificate) rispetto alla CEI EN 62108	Moduli FV con concentrazione	Laboratorio di prova (*)	5
2a	Certificato di conformità (Conformity certificate) rispetto alla CEI EN 61215	Moduli FV cristallini senza concentrazione	Organismo di Certificazione (^)	5
2b	Certificato di conformità (Conformity certificate) rispetto alla CEI EN 61646	Moduli FV film sottile senza concentrazione	Organismo di Certificazione (^)	5
2c	Certificato di conformità (Conformity certificate) rispetto alla CEI EN 62108	Moduli FV con concentrazione	Organismo di Certificazione (^)	5
3	Certificato di conformità (Conformity certificate) rispetto alla CEI EN 61730-2	Moduli FV cristallini senza concentrazione	Organismo di Certificazione (^)	5
4	Certificato OEM (Original Equipment Manufacturer Certificate)	Moduli FV	Organismo di Certificazione (^)	5
5	Certificato di controllo del processo produttivo in fabbrica (Factory Inspection Certificate)	Moduli FV	Organismo di Certificazione (^)	5
6	Attestato di controllo del processo produttivo in fabbrica (Factory Inspection Attestation) ai fini dell'identificazione dell'origine del prodotto	Moduli FV	Organismo di Certificazione (^)	5
7	Attestazione di adesione del produttore dei moduli FV a un sistema di recupero e riciclo	Moduli FV senza concentrazione	Sistema di recupero e riciclo (•)	
8	Certificato attestante che l'azienda produttrice dei moduli FV possiede la certificazione ISO 9001:2008 (Sistema di gestione della qualità)	Moduli FV	Organismo di Certificazione (°)	3
9	Certificato attestante che l'azienda produttrice dei moduli FV possiede la certificazione OHSAS 18001 (Sistema di gestione della salute e sicurezza del lavoro)	Moduli FV	Organismo di Certificazione (°)	3

	Documento	Applicazione	Rilascio	Validità
10	Certificato attestante che l'azienda produttrice dei moduli FV possiede la certificazione ISO 14000 (Sistema di gestione ambientale).	Moduli FV	Organismo di Certificazione (°)	3
11	Certificato di garanzia di prodotto	Moduli FV	Costruttore	>= 10
(*) Laboratorio di prova accreditato, per le specifiche prove indicate dalle norme, da Organismi di accreditamento 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)				
(^) Organismo di Certificazione avente entrambi i seguenti requisiti: <ul style="list-style-type: none">- essere accreditato secondo la EN 45011, per i moduli fotovoltaici, da organismi di accreditamento appartenenti ad EA (European Accreditation Agreement) o che abbiano stabilito accordi di mutuo riconoscimento in ambito EA o IAF (International Accreditation Forum);- essere membro della IECEE (IEC System for Conformity testing and Certification of Electrotechnical Equipment and Components) nell'ambito fotovoltaico				
(•) Sistema/Consorzio di recupero e riciclo avente i requisiti indicati nel par. 4.1.4.				
(°) Organismo di Certificazione accreditato secondo la UNI CEI ISO/IEC 17021, per i sistemi di gestione, da organismi di accreditamento appartenenti ad EA (European Accreditation Agreement) o che abbia stabilito accordi di mutuo riconoscimento in ambito EA o IAF (International Accreditation).				
NB La certificazione deve riguardare, almeno, la "Produzione di moduli fotovoltaici".				

Il paragrafo 7.5 viene modificato come di seguito nel sesto comma.

7.5 Normativa di riferimento per i dispositivi di manovra ed interruzione in bassa tensione

.....
.....

La Norma CEI EN 60947-3 (CEI 11-17) (2010-11) "Interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra-sezionatori e unità combinate con fusibili" è applicabile per gli apparecchi in corrente continua utilizzati negli impianti fotovoltaici.

La modifica della norma per adattarla alle esigenze degli impianti fotovoltaici è allo studio.

.....

L'articolo 10 viene modificato come di seguito indicato nelle parti contrassegnate con barra verticale sul lato sinistro.

10 L'interfacciamento alla rete del distributore

10.1 Generalità

In materia di connessione alla rete elettrica di impianti di generazione fotovoltaica, si possono individuare due distinte regolamentazioni entrambe disciplinate dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG):

- **regole amministrative**, con le quali vengono definiti i tempi, i costi e le modalità relativi alla gestione dei rapporti tra il Richiedente la connessione e il Distributore; queste regole sono definite dal Testo Integrato per le Connessioni Attive (TICA) emanato con Delibera **AEEG ARG/elt 99-08** e s.m.i; la presente Guida non entra nel merito degli argomenti ivi trattati;
- **regole tecniche** per la connessione alla rete del Distributore da parte di Utenti passivi e attivi, incluse le indicazioni delle caratteristiche dei componenti necessari per la connessione alla rete; queste regole tecniche sono definite dalla **deliberazione dell'AEEG 84/2012**, tenendo conto anche dell'**Allegato A70 di Terna**, e vengono riprese nelle seguenti norme:
 - norma CEI 0-21 per le connessioni alla rete in BT
 - norma CEI 0-16 per le connessioni alle reti in MT e AT.

In particolare nell'**Allegato A70 di Terna** viene indicato il campo di funzionamento degli impianti di produzione, ribadendo quanto segue.

Tutti gli impianti di produzione ed i relativi macchinari ed apparecchiature devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete. In particolare gli impianti, in ogni condizione di carico, devono essere in grado di rimanere permanentemente connessi alla rete MT e BT per valori di tensione nel punto di consegna, compresi nel seguente intervallo:

$$85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$$

Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete MT/BT in funzione della frequenza, l'impianto di produzione deve essere in grado di rimanere connesso alla rete per un tempo indefinito, per valori di frequenza compresi nel seguente intervallo:

$$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$$

L'Utente Attivo deve garantire che tali intervalli di funzionamento siano rispettati sia dalle protezioni di interfaccia che dalle protezioni e regolazioni dell'impianto di produzione. L'Impresa di Distribuzione vigila sul rispetto di tali requisiti.

10.2 Definizioni

Di seguito si forniscono alcune definizioni relative al tema dell'interfacciamento degli impianti fotovoltaici alla rete del Distributore:

Potenza disponibile in immissione

Massima potenza che può essere immessa in un punto di connessione. È indicata nel contratto vigente con il Distributore (AEEG, Del. 99/08)

Potenza disponibile in prelievo

Massima potenza che può essere prelevata in un punto di connessione. È indicata nel contratto vigente con il Distributore. Nel caso di utenti dotati di dispositivo limitatore, la potenza disponibile è la massima potenza che può essere prelevata in un punto di connessione senza che l'Utente finale sia disalimentato

Potenza disponibile per la connessione

È il valore massimo tra la potenza disponibile in prelievo e la potenza disponibile in immissione (AEEG, Del. 99/08).

Potenza in immissione richiesta è il valore della potenza in immissione complessivamente disponibile dopo gli interventi da effettuare senza che l'utente sia disconnesso (AEEG, Del. 99/08).

NOTA Gli interventi da effettuare possono consistere sia in una nuova connessione che in un ampliamento.

NOTA Il termine "complessivamente" sta ad indicare che in caso di ampliamento dell'impianto, la potenza in immissione richiesta rappresenta la somma della potenza già disponibile in immissione e la potenza aggiuntiva richiesta in immissione.

10.3 La connessione alla rete

NOTA Si evidenzia come le disposizioni legislative e la normativa in materia di connessione alla rete sono attualmente in rapida evoluzione. Pertanto di seguito si forniscono indicazioni solo sui punti che risultano più consolidati e che non è previsto che siano soggetti a cambiamento nel breve periodo.

Gli impianti fotovoltaici connessi alla rete del Distributore comprendono sempre i seguenti sottosistemi e apparati (ciascun impianto può contenerne più di uno con caratteristiche tra loro differenti):

- generatore fotovoltaico, costituito dai moduli elettricamente collegati tra loro, con uscita in corrente continua (vedi anche definizione al par. 3.46)

- inverter (o convertitore c.c./c.a.) che converte la corrente da continua ad alternata con tensione e frequenza compatibili con quelle caratteristiche della rete elettrica; come indicato nelle definizioni (par. 3.52c), in questa Guida con il termine "inverter" si intende esclusivamente un inverter per funzionamento connesso alla rete (grid-connected).

NOTA Si richiama l'attenzione sul fatto che sebbene gli inverter "grid-connected" non siano progettati né realizzati per alimentare un sistema elettrico isolato dalla rete (par. 3.52c), non può essere del tutto escluso che, nel caso di apertura di uno o più interruttori degli impianti di rete, gli inverter possano continuare ad alimentare i carichi elettrici collegati alla linea del Distributore. Ciò può avvenire in quei casi rari, ma non escludibili, in cui la potenza attiva e reattiva assorbita dai carichi degli utenti è circa uguale alla potenza erogata dall'inverter (anche al variare delle condizioni di funzionamento del generatore fotovoltaico con l'irraggiamento solare e la temperatura dei moduli) e di conseguenza tensione e frequenza si mantengono entro i limiti ammessi per il parallelo alla rete dal Sistema di Protezione di Interfaccia.

Le soluzioni indicative per la connessione di un impianto fotovoltaico alla rete del Distributore dipendono dal numero delle fasi e dalla tensione della rete, oltre che dalle caratteristiche della rete stessa e dai carichi in essa presenti, come riepilogato in Tabella 10.1).

Tabella 10.1 – Soluzioni indicative per la connessione 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 (**)
≤ 6 (≤10)	BT in monofase
≤ 100	BT
100 - 200	BT o MT ^(*)
200 – 6 000	MT
6 000 – 10 000	MT o AT ^(*)
> 10 000	AT

(°) Potenza:
- per gli Utenti passivi si deve intendere la potenza disponibile;
- per gli Utenti attivi si deve intendere il massimo tra la potenza in immissione richiesta e la potenza disponibile.
da concordare con il Distributore in funzione delle caratteristiche della rete e dei carichi in essa presenti

(**) nel caso di connessione esistente, il servizio di connessione è erogato al livello di tensione della connessione esistente nei limiti di potenza già disponibile per la connessione

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 0-21, 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.

Come indicato nello schema generale di Figura 10.1 per la connessione di un impianto di produzione funzionante in parallelo alla rete del Distributore, in accordo con le norme CEI 0-16 e CEI 0-21, è necessario prevedere i dispositivi di seguito descritti.

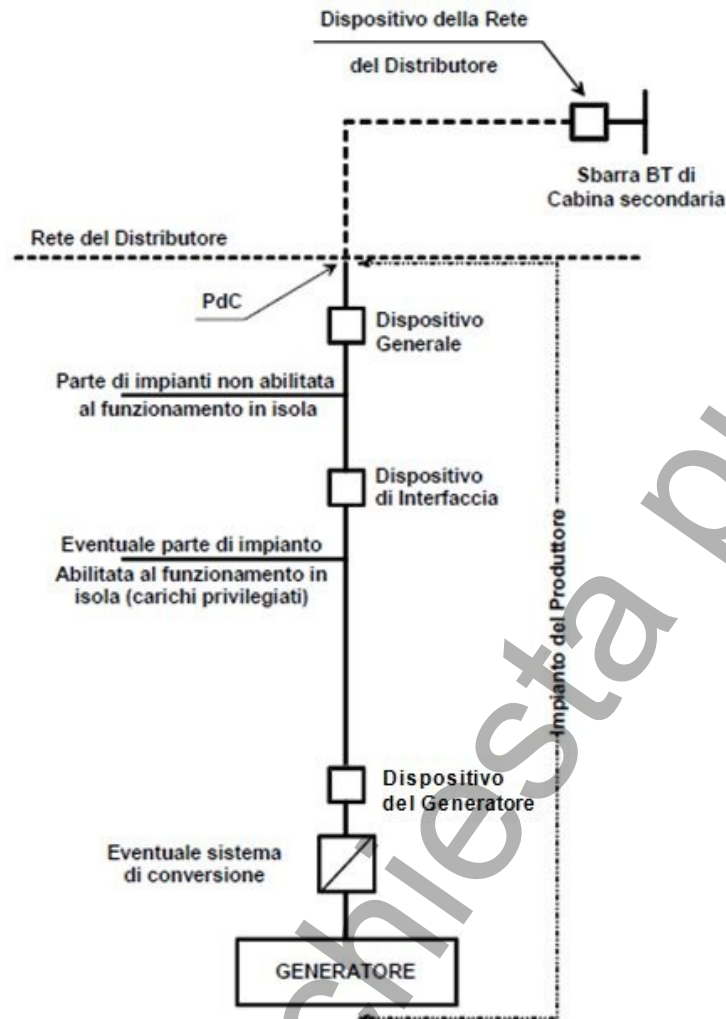


Figura 10.1– Schema generale di un impianto di produzione funzionante in parallelo alla rete del Distributore, secondo le Norme CEI 0-16 e CEI 0-21

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.

Le caratteristiche specifiche di questo dispositivo sono descritte nei successivi paragrafi in relazione al livello di tensione della rete a cui l'impianto di generazione è connesso.

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 (SPI), assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

Le caratteristiche specifiche di questo dispositivo sono descritte nei successivi paragrafi in relazione al livello di tensione della rete a cui l'impianto di generazione è connesso.

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, assicurando:

- l'avviamento, l'esercizio e l'arresto dell'impianto di produzione in condizioni ordinarie cioè in assenza di guasti o di funzionamenti anomali del sistema di produzione;

- la protezione dell'impianto di produzione, quando si manifesti un guasto o un funzionamento anomalo dell'impianto di produzione;
- l'intervento coordinato del dispositivo del generatore e dei dispositivi di protezione dei carichi privilegiati (qualora presenti) per guasti dell'impianto durante il funzionamento in isola.

Le caratteristiche specifiche di questo dispositivo sono descritte nei successivi paragrafi in relazione al livello di tensione della rete a cui l'impianto di generazione è connesso.

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 10.4.

Analogamente, l'inserzione dei dispositivi suddetti in impianti fotovoltaici connessi alla rete MT è indicata dalla Figura 10.5 alla Figura 10.8.

10.4 La connessione alla rete di distribuzione in 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, aventi le caratteristiche indicate nella norma CEI 0-21.

10.4.1 Dispositivo Generale

Il dispositivo Generale (DG) può essere costituito da più Dispositivi Generali di Linea (DGL) fino ad un massimo di 3 (CEI 0-21 par. 7.4.4) (Fig. 10.1a).

Il DG, eventualmente costituito da più DGL, deve essere posto, nel caso più comune, immediatamente a valle del punto di connessione (PdC) e cavo di collegamento (C) di lunghezza trascurabile.

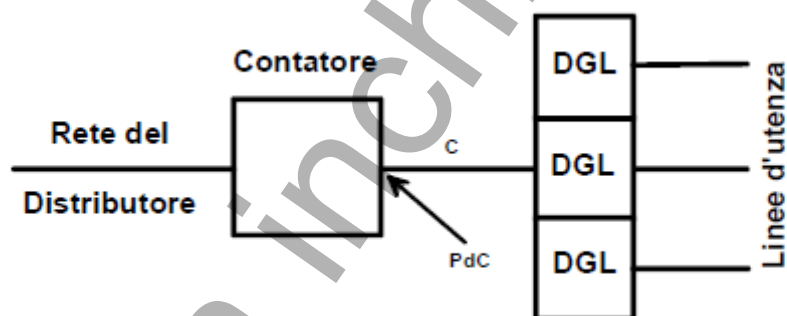


Figura 11.1 – È possibile l'installazione fino a 3 dispositivi Generali di Linea (DGL), ciascuno a protezione di una singola linea d'utenza, in alternativa al DG

Il Dispositivo Generale (DG) è costituito da interruttore automatico onnipolare conforme alla Norma CEI EN 60898-1 oppure conforme alla Norma CEI EN 60947-2 se adatto al sezionamento. Il suddetto interruttore deve avere un potere di interruzione (o potere di cortocircuito) non inferiore ai valori di corrente di cortocircuito stabiliti al punto 5.1.3. della norma CEI 0-21.

In alternativa, può essere impiegato anche un interruttore di manovra-sezionatore combinato con fusibili (conforme alla Norma CEI EN 60947-3), nel rispetto dei requisiti di cui sopra.

10.4.2 Dispositivo di Interfaccia

Il dispositivo di interfaccia (DDI) deve essere costituito da:

- interruttore di manovra-sezionatore o interruttore automatico idoneo al sezionamento,
- un contattore onnipolare di categoria AC3 tuttavia, per generatori con inverter di potenza nominale fino a 6 kW, con DDI interno, è possibile utilizzare contattori di categoria AC1.

Sia l'interruttore che il contattore devono essere asserviti in apertura al Sistema di protezione di interfaccia (SPI).

Il DDI può coincidere con il DDG.

Per impianti con più generatori, il dispositivo di interfaccia deve essere di norma unico e tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori.

È ammesso l'impiego di più DDI comandati da un unico SPI.

L'impiego di più SPI è ammesso, purché essi agiscano in logica OR (l'anomalia rilevata da ciascun SPI provoca lo sgancio di tutti i DDI).

In deroga a quanto richiesto al precedente capoverso, per impianti di potenza complessiva fino a 20 kW è ammesso che siano presenti fino a tre dispositivi di interfaccia distinti ciascuno con la propria PI, sprovvisti di funzionamento in OR. Se i dispositivi presenti sono superiori a tre si deve prevedere il loro funzionamento in OR.

10.4.3 Rincalzo per mancata apertura del DDI

Per impianti con potenza complessiva superiore a 20 kW deve essere previsto un dispositivo di rincalzo al DDI (che eventualmente può essere il DG/DGL), con le caratteristiche e funzionalità di seguito indicate, al fine di separare in maniera affidabile l'impianto di generazione dalla rete del Distributore.

Devono sempre essere presenti almeno due dispositivi tra il generatore e la rete, asserviti alla protezione di interfaccia di cui:

- uno assolva la funzione di DDI,
- l'altro assolva la funzione di rincalzo al DDI

La funzione di rincalzo al dispositivo di interfaccia è realizzata, in caso di mancata apertura di quest'ultimo, tramite l'invio, temporizzato al massimo di 0,5 s, del comando di apertura da parte della protezione di interfaccia ad un altro dispositivo (di rincalzo) in grado di separare il/i generatore/i dalla rete.

Il ripristino del dispositivo di rincalzo deve avvenire solo manualmente.

Per impianti indirettamente connessi alla rete del Distributore, qualora l'inverter sia già dotato di un DDI interno di tipo elettromeccanico conforme a quanto indicato nel paragr. 10.4.2 è ammesso che questo assolva la funzione rincalzo al DDI purché in grado di ricevere il segnale di apertura ritardata proveniente dal SPI esterno.

10.4.4 Dispositivo del Generatore

Secondo la CEI 0-21 (par. 8.2.3.3), il Dispositivo di Generatore (DDG) deve essere in grado di interrompere le correnti di guasto fornite dal generatore stesso. Se coincidente con DG o con DDI, deve, inoltre, avere almeno le medesime caratteristiche del DG o del DDI.

10.4.5 Sistema di protezione di Interfaccia

Il Sistema di protezione di Interfaccia (SPI) agendo sul DDI realizza, fra le altre, le seguenti funzioni:

- Protezione di massima e minima frequenza (protezione 81)
- Protezione di massima e minima tensione (protezioni 59 e 27)

Le funzioni del Sistema di protezioni di interfaccia e le relative tarature nel caso di connessione alla rete BT del distributore sono indicate in Tabella 10.2.

Il SPI è realizzato tramite:

- Un dispositivo integrato nel convertitore c.c./c.a. per impianti fino a 6 kW
- Un dispositivo dedicato per impianti di potenza maggiore di 6 kW

Per i sistemi trifase, le protezioni di massima e minima tensione devono avere in ingresso grandezze proporzionali alle tre tensioni BT concatenate, mentre le protezioni di massima/minima frequenza devono avere in ingresso grandezze proporzionali almeno ad una tensione concatenata BT.

In caso di impianto di generazione in BT facente parte di un'utenza connessa alla rete MT, il SPI installato sul lato BT del trasformatore elevatore deve essere conforme alla norma CEI 0-16, secondo quanto previsto dalle norme CEI 0-21 e CEI 0-16.

Tabella 10.2 – Funzioni delle protezioni di interfaccia e relative tarature: rete BT del distributore (CEI 0-21)

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento (tempo intercorrente tra l'istante di insizio della condizione anomala rilevata dalla protezione e l'emissione del comando di scatto)
Massima tensione (59.S1, media mobile su 10 min, in accordo a CEI EN 61000-4-30)	1,10 Vn	3 s
Massima tensione (59.S2)	1,15 Vn	0,2 s
Minima tensione (27.S1)**	0,85 Vn	0,4 s
Minima tensione (27.S2)***	0,4 Vn	0,2 s
Massima tensione (81 >. S1)* ◊	50,5 Hz	0,1 s
Minima frequenza (81 <. S1)* ◊	49,5 Hz	0,1 s
Massima tensione (81 >. S2)* ◊	51,5 Hz	0,1 s ÷ 5 s
Minima frequenza (81 <. S2)* ◊	47,5 Hz	0,1 s ÷ 5 s

10.4.6 Altre prescrizioni impiantistiche

Di seguito vengono brevemente riportati ulteriori prescrizioni impiantistiche per la connessione di impianti di generazione alla rete in BT del Distributore, come indicato nella norma CEI 0-21, a cui si rimanda per la completa descrizione.

Immissione in rete di correnti con componenti continue

Gli impianti di produzione connessi tramite convertitori statici devono prevedere un sistema per limitare, a regime, l'immissione in rete di correnti con componenti continue superiori allo 0,5 % della corrente nominale e superare le prove indicate nell'allegato B della Norma CEI 0-21

Il rispetto del suddetto requisito può essere realizzato con:

- un trasformatore operante alla frequenza di rete, oppure
- una funzione di protezione sensibile alla componente continua della corrente immessa in rete.

La funzione di protezione deve intervenire sul DDG separando l'inverter dalla rete:

- in 200 ms se la componente continua supera 1 A;
- in 1 s se la componente continua supera lo 0,5 % della corrente nominale dell'inverter.

Si evidenzia che in seguito alle protezioni di cui sopra, non è richiesto l'installazione di un trasformatore di separazione galvanica.

Incremento graduale dell'erogazione di potenza

L'impianto deve effettuare il parallelo con la rete automaticamente aumentando l'erogazione di potenza da vuoto alla massima potenza erogabile in modo graduale con un gradiente positivo massimo non superiore al 20 % al minuto della potenza massima.

In caso di comandi manuali in loco (ad esempio, per motivi di manutenzione ordinaria o straordinaria) è possibile derogare alle disposizioni di ricollegamento relativamente all'attesa dei 300 s.

Squilibrio permanente

Per impianti trifasi realizzati con più unità monofasi, si ammette un'installazione tale da avere un possibile squilibrio di potenza generata tra le fasi fino al LSP Limite allo Squilibrio Permanente. Tale limite è inteso come la differenza tra la fase con potenza maggiore e quella con potenza minore.

Squilibrio transitorio

Qualora l'installazione preveda, in qualsiasi condizione di esercizio, un possibile squilibrio superiore al valore di LSP, deve essere previsto un automatismo che riporti lo squilibrio di potenza ad un valore inferiore allo stesso LSP.

L'automatismo deve inoltre provvedere a scollegare l'impianto dalla rete qualora la condizione di squilibrio persista:

- per un massimo di 30 minuti nel caso lo squilibrio sia compreso tra 6 kW e 10 kW. Qualora il Distributore abbia elevato il limite di potenza per la connessione monofase a 10 kW, questa condizione non deve essere attuata;
- per un massimo di 1 minuto nel caso lo squilibrio superi i 10 kW. Il suddetto automatismo deve soddisfare i requisiti di prova riportati in A.4.10. della norma CEI 0-21

Comportamento nei transitori di frequenza

Sono previste le seguenti prescrizioni:

- capacità di ridurre la potenza immessa in rete in risposta ad una variazione della frequenza del sistema al di sopra di una soglia predefinita (regolazione della potenza in funzione della sovralfrequenza);
- inserimento graduale della potenza immessa in rete in modo da minimizzare gli effetti sul sistema in caso di ripresa del servizio.
- avviamento con l'aumento graduale della potenza immessa in rete.

Comportamento nei transitori di tensione

Sono previste le seguenti prescrizioni per impianti superiori a 6 kW:

- capacità dell'impianto di produzione di rimanere connesso alla rete, secondo una curva "tensione – durata" predefinita (Low Voltage Fault Ride Through capability, LVRT).

10.4.7 Verifica del sistema di protezione di interfaccia e dell'inverter

La verifica del sistema di protezione di interfaccia e le prove sugli inverter sono effettuate secondo quanto indicato negli allegati della norma CEI 0-21.

10.5 La connessione alla rete MT

La connessione degli impianti fotovoltaici alla rete MT è regolata dalla Norma CEI 0-16 .

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.

10.5.1 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).

10.5.2 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 monofase 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. 10.8).

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 essere conforme all' Allegato E della stessa Norma CEI 0-16 e, 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 relé, l'intervento di un qualsiasi relé 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.

NOTA Si richiama l'attenzione sul fatto che l'allegato A70 di Terna indica che per connessioni alla rete MT il Sistema di Protezione di Interfaccia deve prevedere le protezioni 59N, 59 Vinversa, 27Vdiretta. Pertanto è previsto un imminente aggiornamento della CEI 0-16 su questo tema, con conseguente necessità di rivedere gli schemi elettrici nelle figure 10.6, 10.7 e 10.8 per tenerne conto.

10.5.3 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.

10.5.4 Altre prescrizioni impiantistiche

Di seguito vengono brevemente riportati ulteriori prescrizioni impiantistiche per la connessione di impianti di generazione alla rete in MT del Distributore, come indicato nella norma CEI 0-16 e nell'Allegato A70 di Terna, a cui si rimanda per la completa descrizione.

Squilibrio

È possibile utilizzare inverter monofasi purché lo squilibrio massimo fra le fasi non sia superiore a 10 kW.

Protezione di massima tensione omopolare (59N)

Nonostante gli inverter utilizzati negli impianti fotovoltaici oggetto di questa Guida siano progettati per funzionare come generatori di corrente, e non come generatori di tensione, in questi impianti di generazione, secondo quanto indicato nella deliberazione AEEG n. 84/2012, è necessario integrare la Protezione d'interfaccia con la Protezione di massima tensione omopolare (59N) per il rilevamento dei guasti monofasi e polifasi con terra.

Ciò comporta la presenza, nelle cabine di consegna degli impianti di produzione connessi alla rete MT, di appositi trasformatori di tensione (TV).

10.5.5 Esempi di schemi di connessione di impianti fotovoltaici alla rete MT

Negli schemi da Figura 10.5 a 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.

In tali schemi 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.

NOTA Si richiama l'attenzione anche sul fatto che in tali schemi che secondo le indicazioni dell'Allegato A70 di Terna è necessario prevedere l'installazione della Protezione di massima tensione omopolare (59N). Pertanto gli schemi in figura andranno modificati tenendo conto delle peculiarità dell'impianto di connessione alla rete del Distributore.

10.5.6 Verifica del sistema di protezione di interfaccia e dell'inverter

La verifica del sistema di protezione di interfaccia e le prove sugli inverter sono effettuate secondo quanto indicato nell'Allegato E della Norma CEI 0-16.

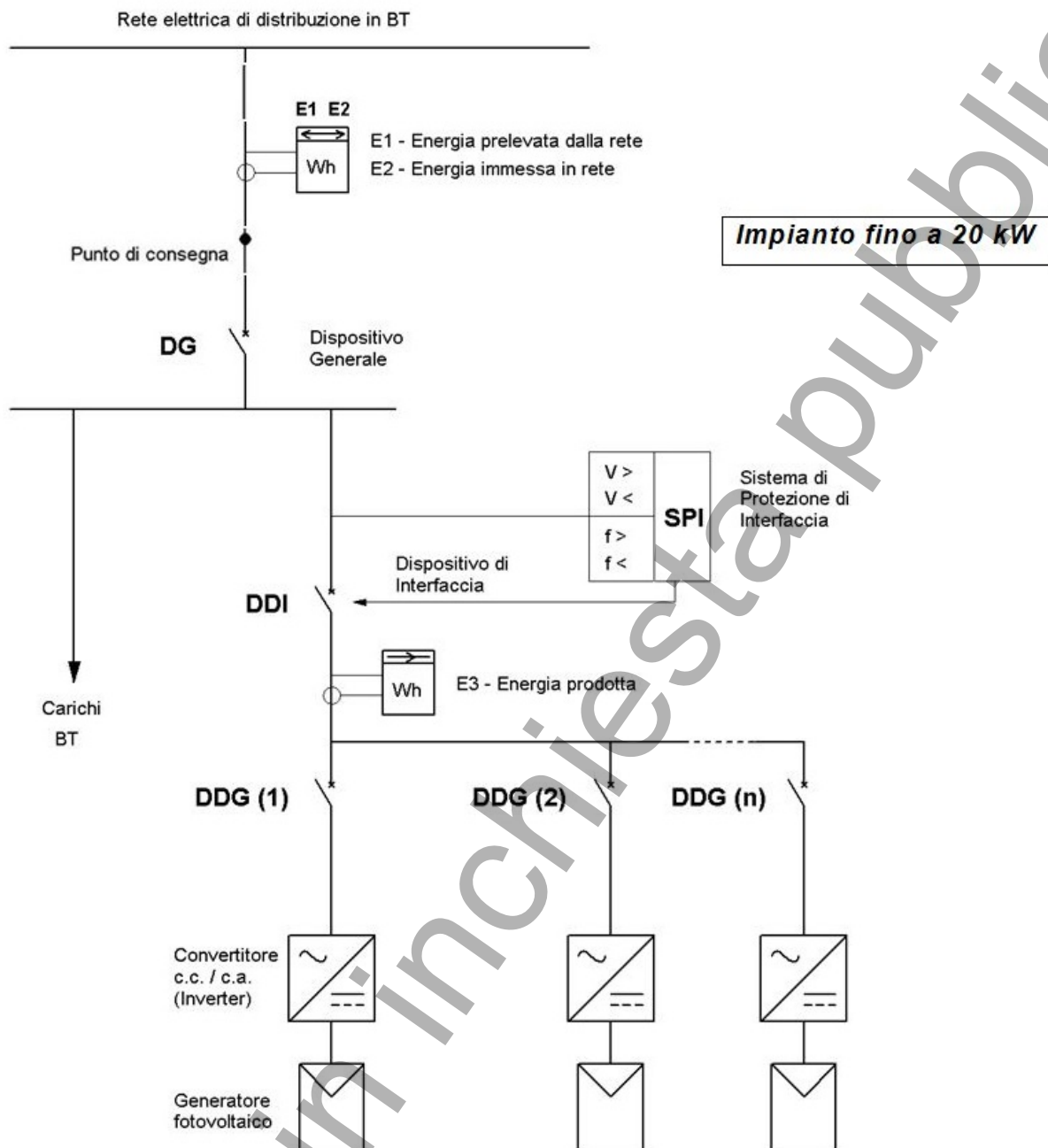


Figura 10.2 – Schema generale di un impianto fotovoltaico in parallelo alla rete BT, dotato di più inverter

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

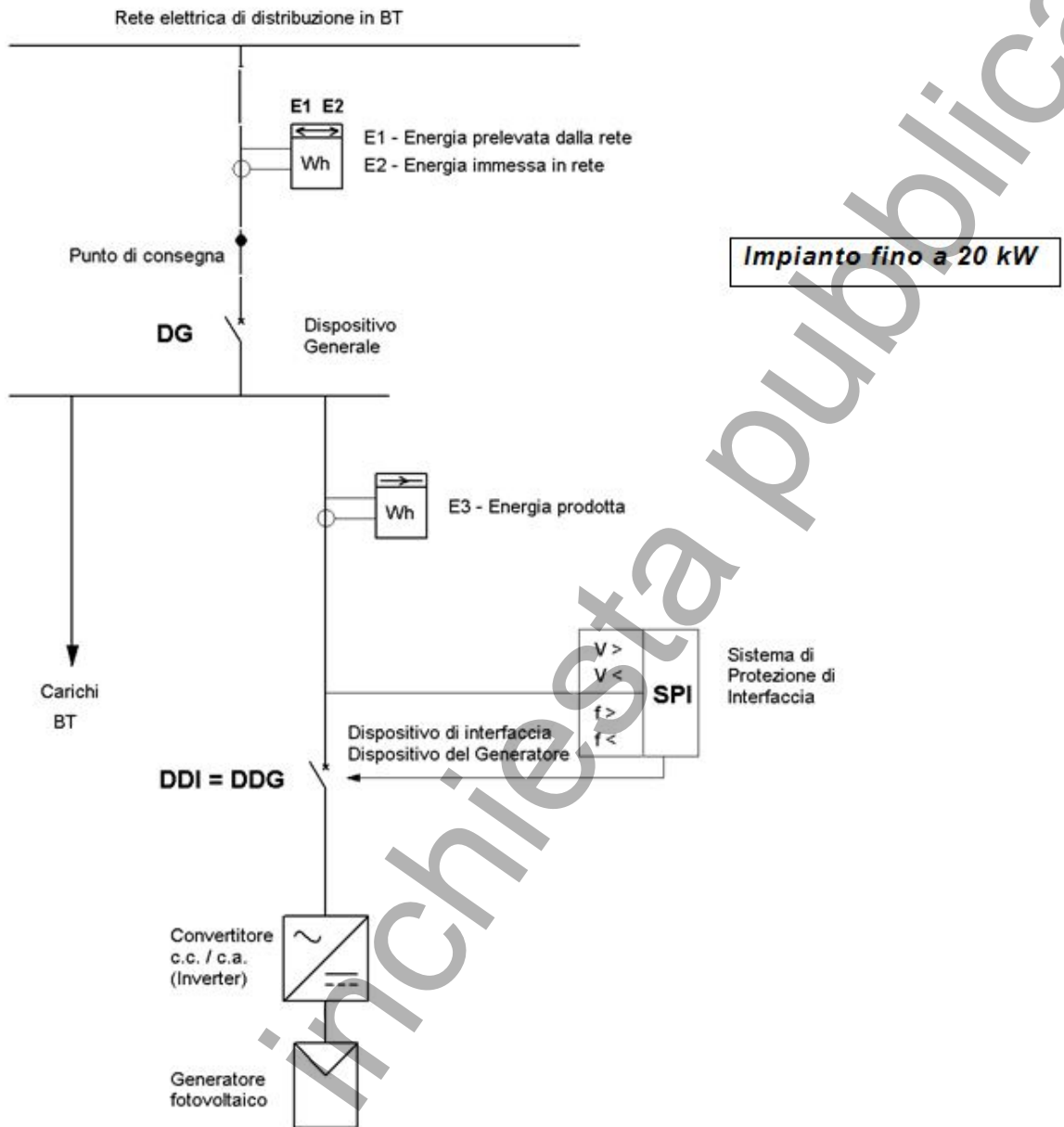


Figura 10.3 – Schema generale di un impianto fotovoltaico in parallelo alla rete BT, dotato di un solo inverter

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.

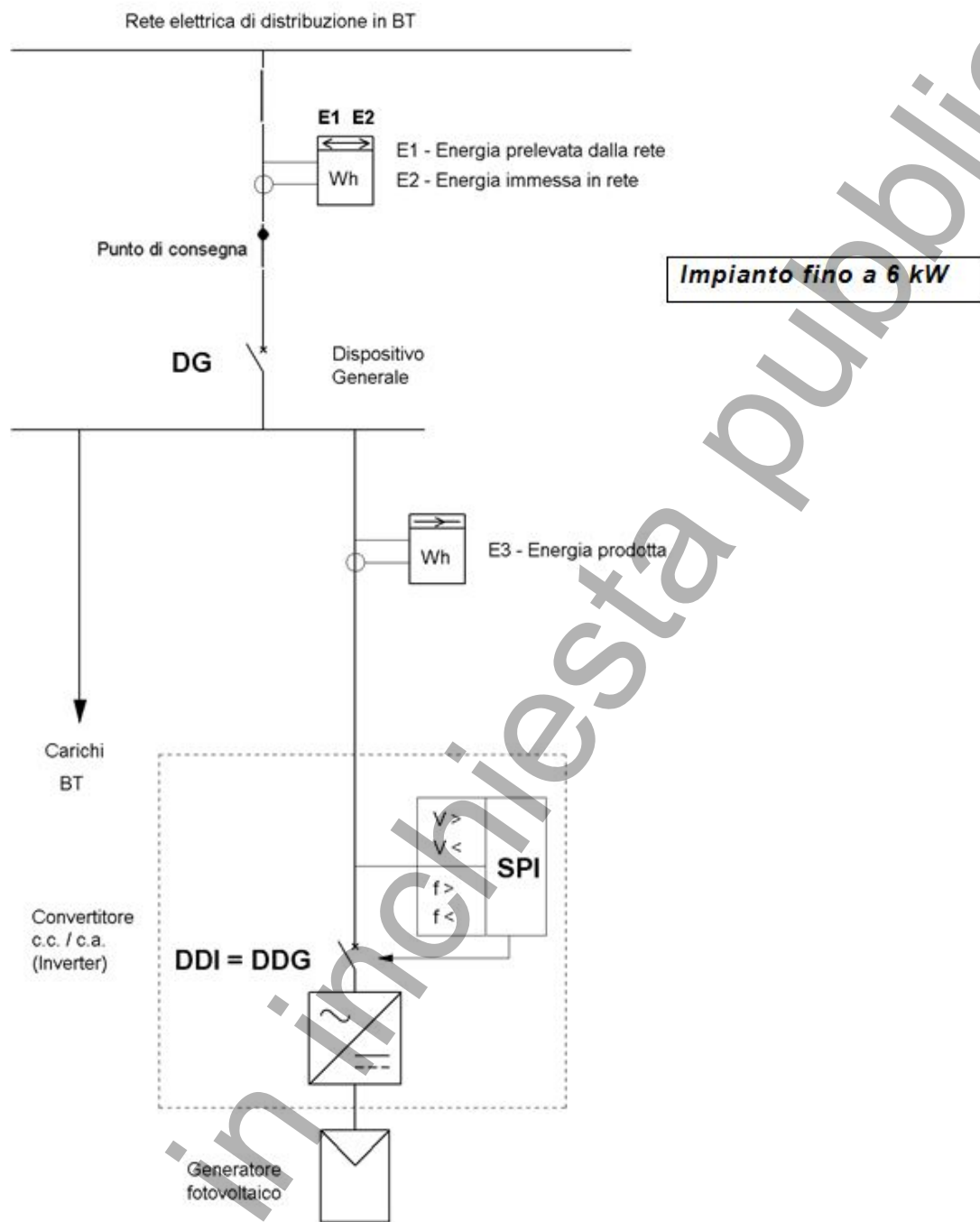


Figura 10.4 – Schema generale di un impianto fotovoltaico in parallelo alla rete BT, dotato di un solo inverter

NOTA In questo caso, il Dispositivo del generatore (DDG) può svolgere anche la funzione di Dispositivo di Interfaccia (DDI), e il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) con il Dispositivo di Interfaccia (DDI) può essere integrato nell'inverter.

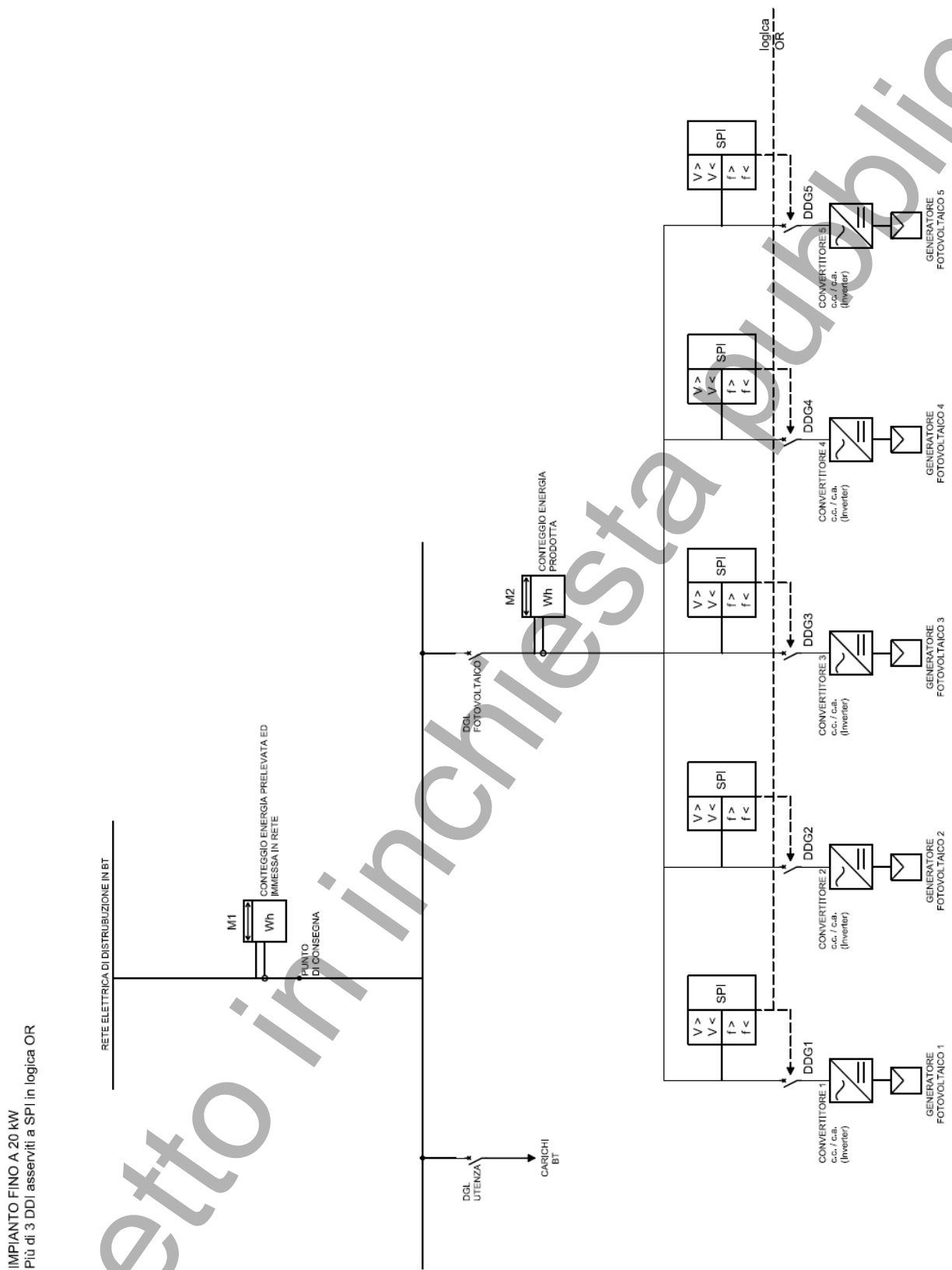


Figura 10.4a – Schema generale di un impianto fotovoltaico in parallelo alla rete BT, con più di 3 inverter e relativi DDI/DDG asserviti ai propri SPI in logica OR

IMPIANTO OLTRE I 20 kW
 DDI e SPI unico
 Rincalzo di apertura DDG o DGL

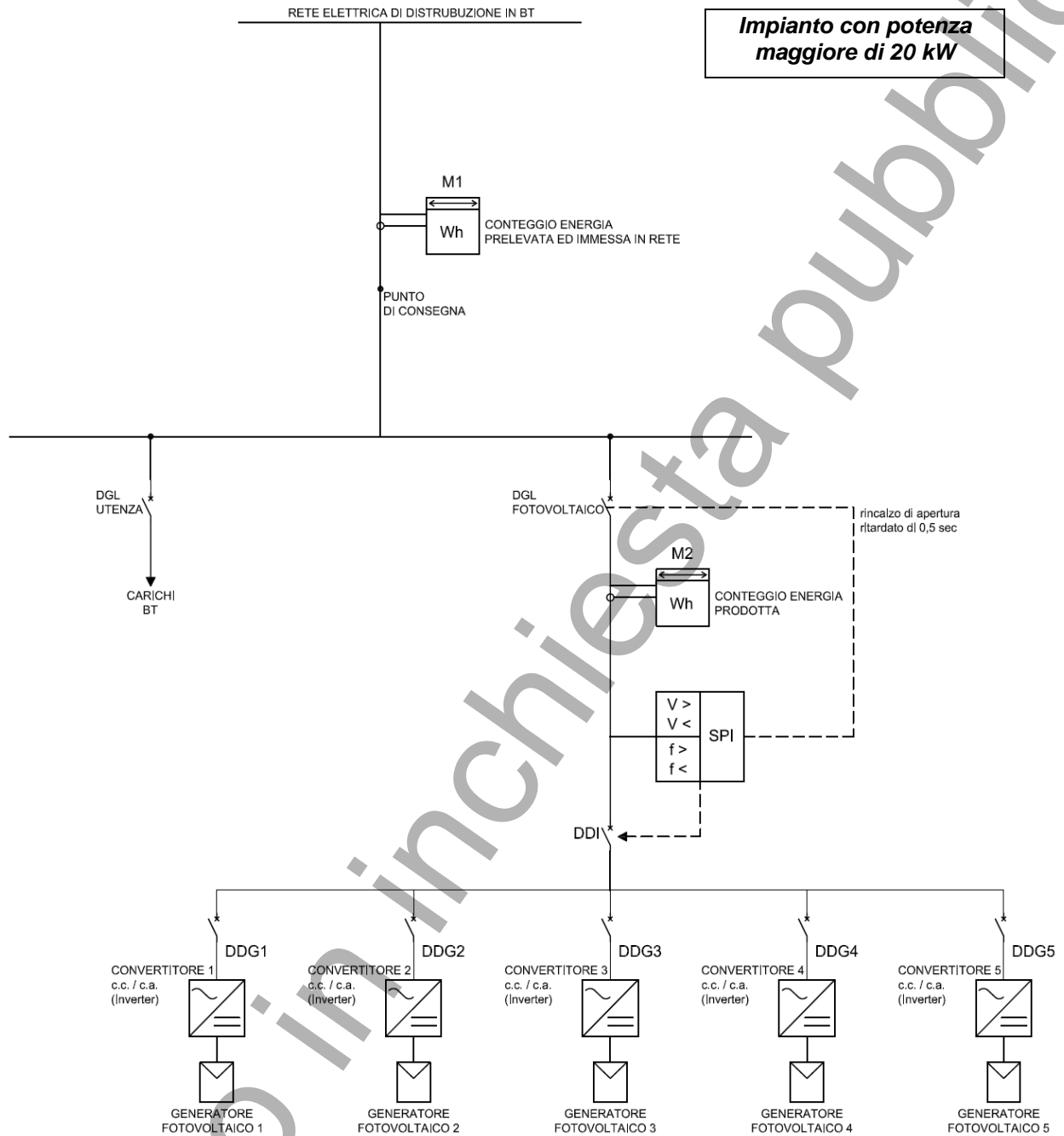


Figura 10.4b – Schema generale di un impianto fotovoltaico in parallelo alla rete BT, con potenza maggiore di 20 kW

NOTA In questo caso, il Dispositivo di Interfaccia (DDI) e il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) sono unici ed è installato il Dispositivo di rincalzo (che nel caso presentato in figura 10.4b coincide con il DGL Fotovoltaico).

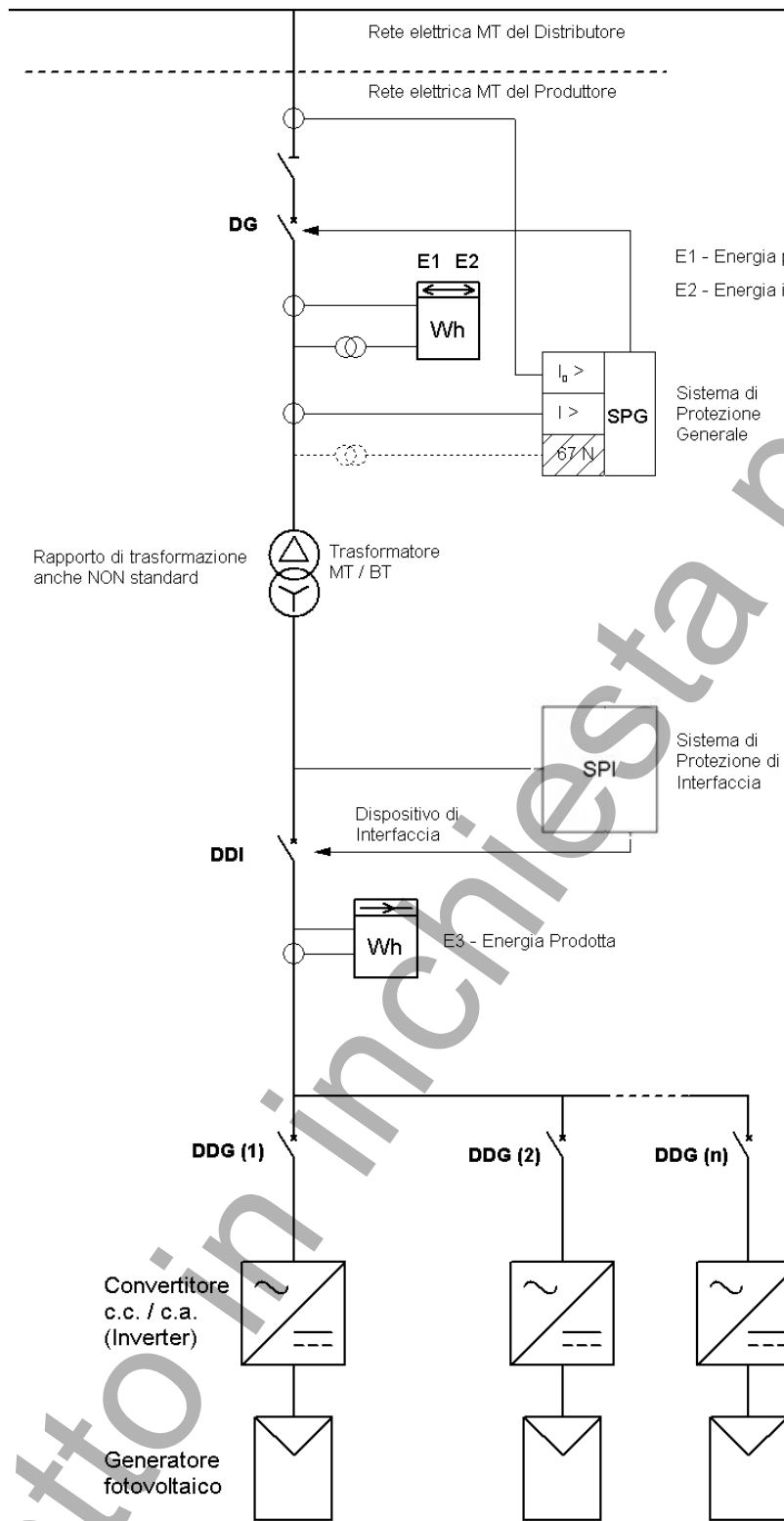


Figura 10.5 – Schema generale di un impianto fotovoltaico in parallelo alla rete MT

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.

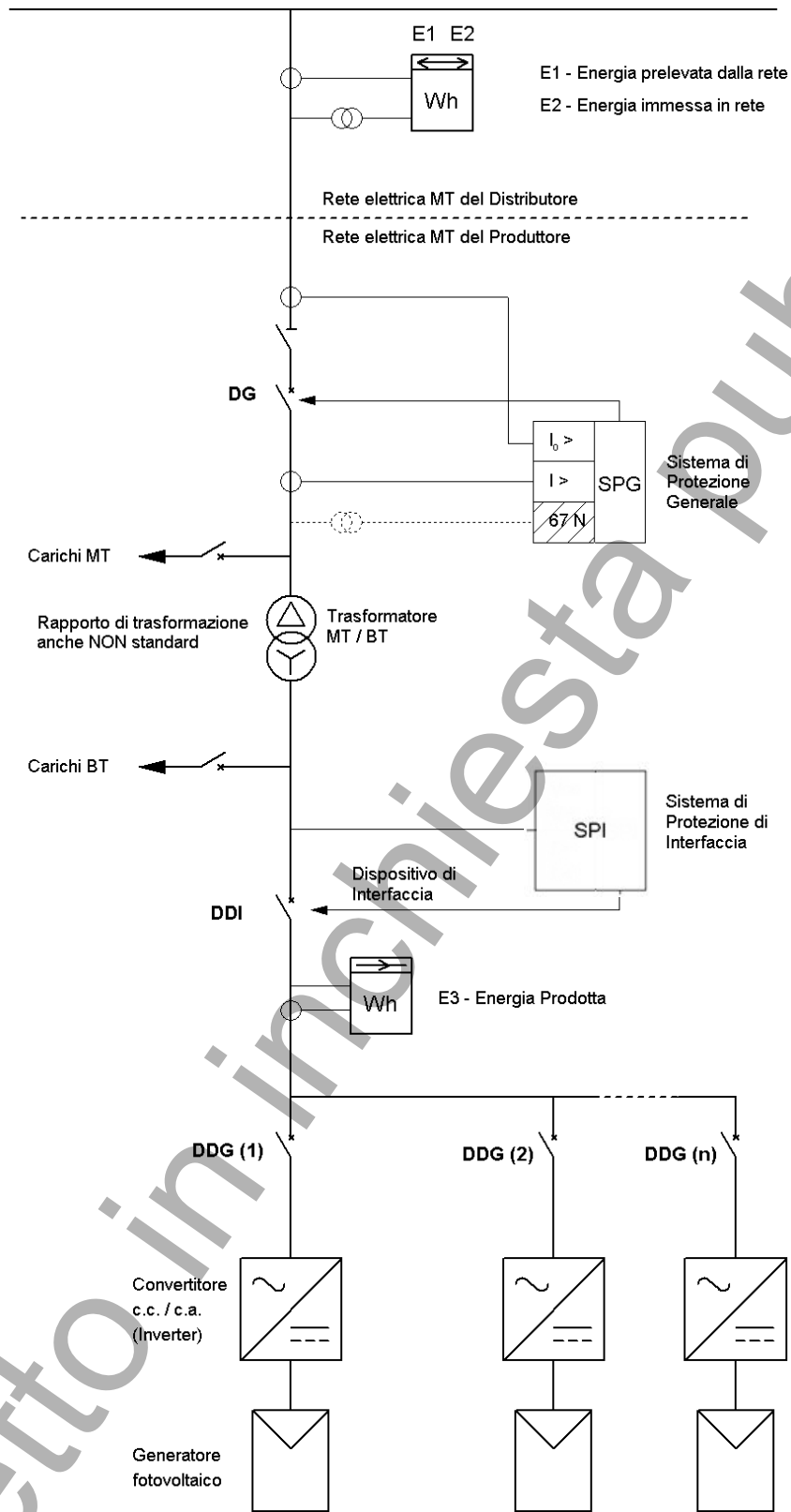


Figura 10.6 – Schema generale di un impianto fotovoltaico in parallelo alla rete MT

NOTA 1 In questo caso, il Sistema di misura dell'energia elettrica prelevata e immessa in rete è posizionato sul lato 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.

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

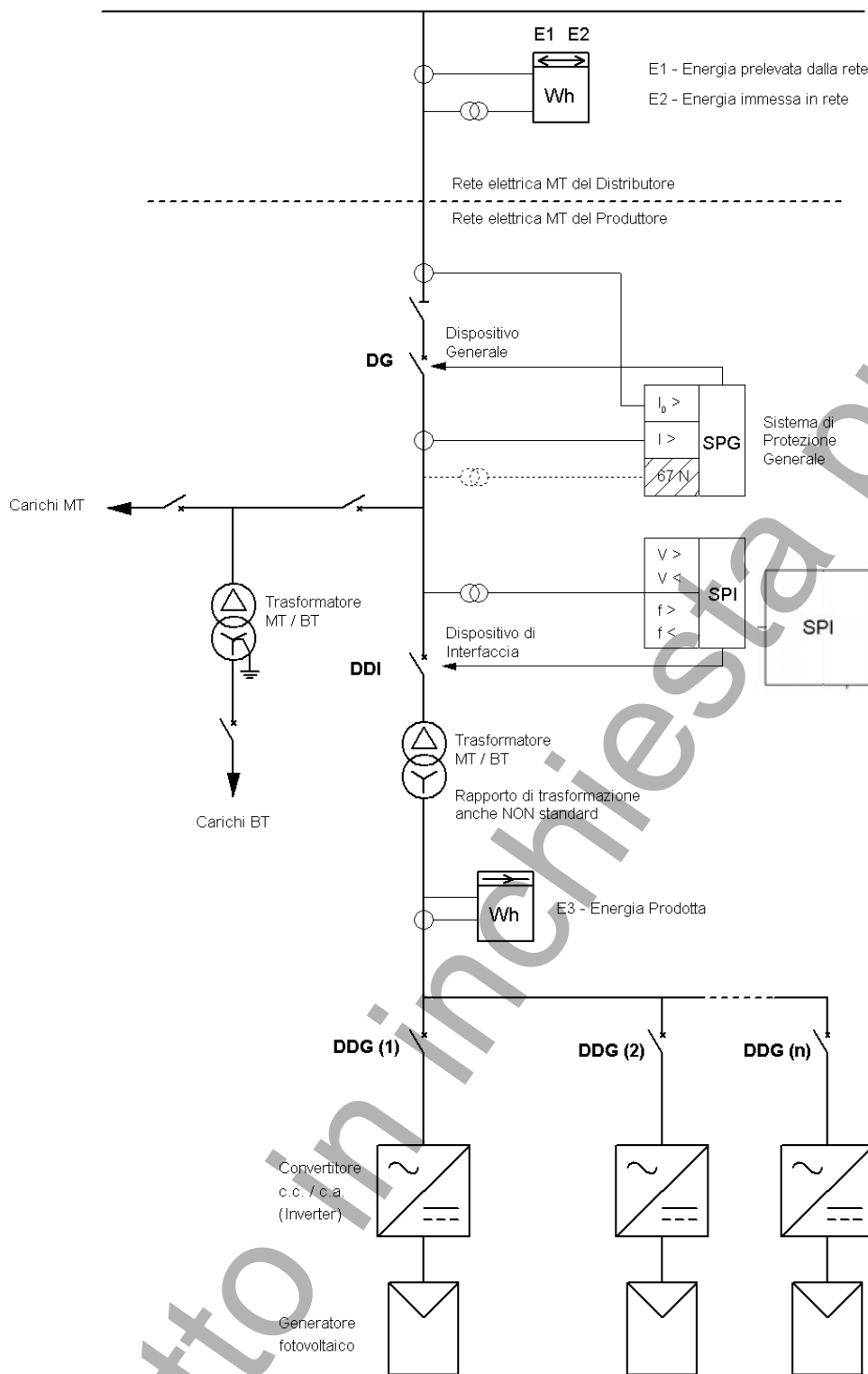


Figura 10.7 – Schema generale di un impianto fotovoltaico in parallelo alla rete MT

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

NOTA 3 Si richiama l'attenzione che secondo le indicazioni dell'Allegato A70 di Terna è necessario prevedere l'installazione della Protezione di massima tensione omopolare (59N) per il rilevamento dei guasti monofasi e polifasi con terra; pertanto lo schema in figura andrà modificato tenendo conto delle peculiarità dell'impianto di connessione alla rete del Distributore.

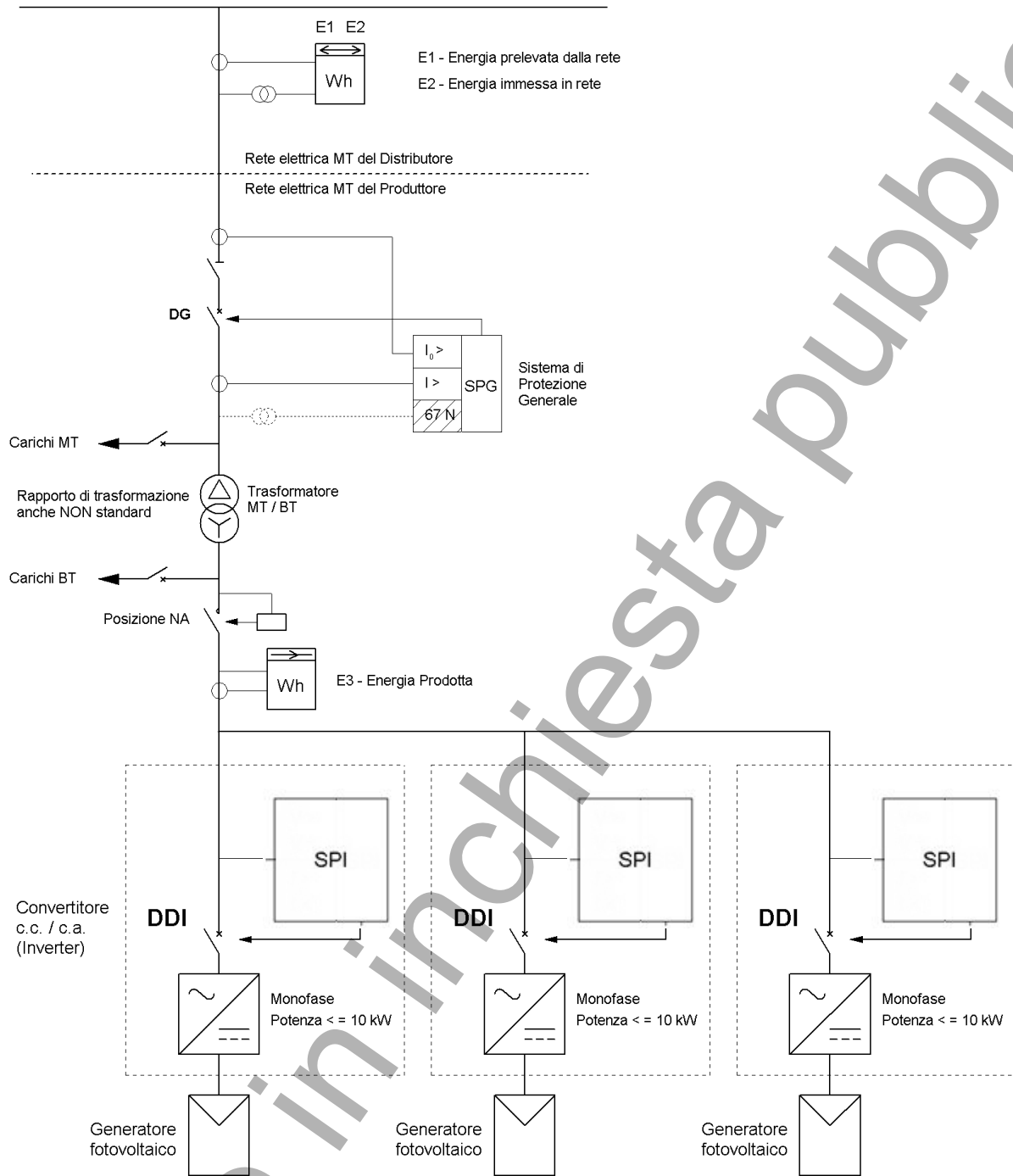


Figura 10.8 – Schema generale di un impianto fotovoltaico di potenza ≤ 30 kW in parallelo alla rete MT, con inverter monofase di potenza ≤ 10 kW

NOTA 1 In questo caso, è possibile utilizzare DDI, DDG e SPI all'interno di ciascun inverter. La protezione 67N è adottata in funzione della lunghezza della linea MT.

NOTA 2 Si richiama l'attenzione che secondo le indicazioni dell'Allegato A70 di Terna è necessario prevedere l'installazione della Protezione di massima tensione omopolare (59N) per il rilevamento dei guasti monofasi e polifasi con terra; pertanto lo schema in figura andrà modificato tenendo conto delle peculiarità dell'impianto di connessione alla rete del Distributore.

Il paragrafo 13.3 viene modificato come di seguito indicato.

13.3 Il rischio incendio nelle installazioni di impianti fotovoltaici

Gli impianti fotovoltaici non rientrano fra le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi ai sensi del D.P.R. n. 151 del 1 agosto 2011 "Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell'articolo 49 comma 4-quater, decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122".

Tuttavia, l'installazione di un impianto fotovoltaico a servizio di un'attività soggetta ai controlli di prevenzione incendi richiede gli adempimenti previsti dal comma 6 dell'art. 4 del D.P.R. n. 151 del 1 agosto 2011, qualora questa comporti un aggravio delle preesistenti condizioni di sicurezza antincendio.

L'aggravio potrebbe concretizzarsi, in funzione delle caratteristiche elettriche, costruttive e delle modalità di posa in opera dell'impianto fotovoltaico, in caso di:

- interferenza con il sistema di ventilazione dei prodotti della combustione, qualora l'impianto fotovoltaico costituisca ostruzione parziale o totale di traslucidi ovvero determini impedimenti per l'apertura di evacuatori di fumo e calore;
- ostacolo alle operazioni di raffreddamento ed estinzione nel caso di incendio di tetti combustibili;
- possibilità di propagazione delle fiamme all'esterno o verso l'interno del fabbricato attraverso i componenti dell'impianto e, in special modo quelli posti in copertura e in facciata;
- rischio di elettrocuzione durante il giorno per i Vigili del Fuoco o per gli addetti antincendio aziendali per la presenza di elementi circuitali in tensione.

In seguito alle attività svolte da un Gruppo di lavoro congiunto fra Vigili del Fuoco (VVF) e CEI, il Dipartimento dei Vigili del Fuoco, del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile (DCPREV) ha emanato con **Nota VVF n. 0001324 del 07/02/2012** un aggiornamento della "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici nelle attività soggette ai controlli di prevenzione incendi" che sostituisce quella emanata con **Nota VVF n. 5158 del 26 marzo 2010**. Tale Guida recepisce i contenuti nel DPR n. 151 del 1 agosto 2011 e tiene conto delle varie problematiche emerse in sede periferica a seguito delle installazioni di impianti fotovoltaici.

Successivamente, in seguito numerosi quesiti e richieste di chiarimenti da parte delle strutture periferiche del Corpo dei Vigili del Fuoco, di Associazioni di categoria e di Liberi professionisti, il DCPREV ha emanato con **Nota VVF n. 6334 del 04/05/2012** una serie di chiarimenti alla suddetta Guida evidenziando che:

- essa rappresenta uno strumento di indirizzo non limitativo delle scelte progettuali
- essa individua alcune soluzioni utili al perseguimento degli obiettivi di sicurezza dettati all'Allegato 1, punto 2 dal Regolamento (UE) n.30512011 per la sicurezza in caso di incendio – requisito essenziale n. 2)
- altre soluzioni utili al perseguimento dei richiamati obiettivi possono essere individuate mediante lo strumento della valutazione dei rischi.

Pertanto, tale Guida costituisce un compendio di supporto per la preparazione della valutazione del rischio incendio, anche se tale valutazione potrebbe non rientrare nelle competenze del progettista o dell'installatore dell'impianto fotovoltaico.

Per ulteriori dettagli e per l'adozione delle necessarie misure di sicurezza antincendi si rimanda ai richiamati documenti e al confronto con il Comando dei Vigili del Fuoco competente per territorio.

Il paragrafo 13.4 viene eliminato.

Viene aggiunto l'Allegato E "Procedure per il calcolo del fattore di concentrazione solare"

Allegato E

Procedure per il calcolo del fattore di concentrazione solare

INDICE

E.1	Procedure per il calcolo del fattore di concentrazione solare geometrico	29
E.1.1	Sistemi a concentrazione basati sull'inseguimento a due assi.....	29
E.1.2	Sistemi a concentrazione con moduli a specchi piani o curvi che non utilizzano un inseguitore a due assi	31
E.1.3	Definizione del valore del fattore di concentrazione medio	33
E.2	Procedure per il calcolo del fattore di concentrazione solare energetico	34
E.2.1	Introduzione sulla determinazione del fattore di concentrazione energetico	34
E.2.2	Procedure per la determinazione del fattore di concentrazione energetico con misure outdoor per sistemi basati su celle solari a singola giunzione	35
E.2.3	Procedure per la determinazione del fattore di concentrazione energetico con misure outdoor per sistemi basati su celle solari a multigiunzione	35

E.1 Procedure per il calcolo del fattore di concentrazione solare geometrico

E.1.1 Sistemi a concentrazione basati sull'inseguimento a due assi

Nel documento CEI CLC/TS 61836, al paragrafo 3.8.4, viene definito il fattore di concentrazione geometrico (C_G) come rapporto fra l'area di raccolta del modulo e l'area attiva del ricevitore.

È importante notare che con area di raccolta del modulo si deve intendere l'area di raccolta attiva del modulo (A_a), che appunto è l'area di ingresso del modulo che contribuisce a concentrare la luce sull'area attiva del ricevitore.

L'area di raccolta attiva del modulo è definita come la proiezione sul piano perpendicolare alla direzione di propagazione del fascio luminoso delle superfici che concorrono a raccogliere la radiazione luminosa e a inviarla alle celle solari.

L'area attiva del ricevitore (A_c) è definita come la superficie del ricevitore che converte la luce solare, ovvero coincide con la superficie delle celle solari, escludendo le eventuali cornici che circondano l'area delle celle solari.

Per sistemi a concentrazione basati sull'inseguimento a due assi, l'area attiva dell'apertura d'ingresso del modulo rimane costante, pertanto il fattore di concentrazione è definito da un valore costante.

Si riportano di seguito alcuni esempi di calcolo in relazione alle tipologie più comuni di sistemi a concentrazione.

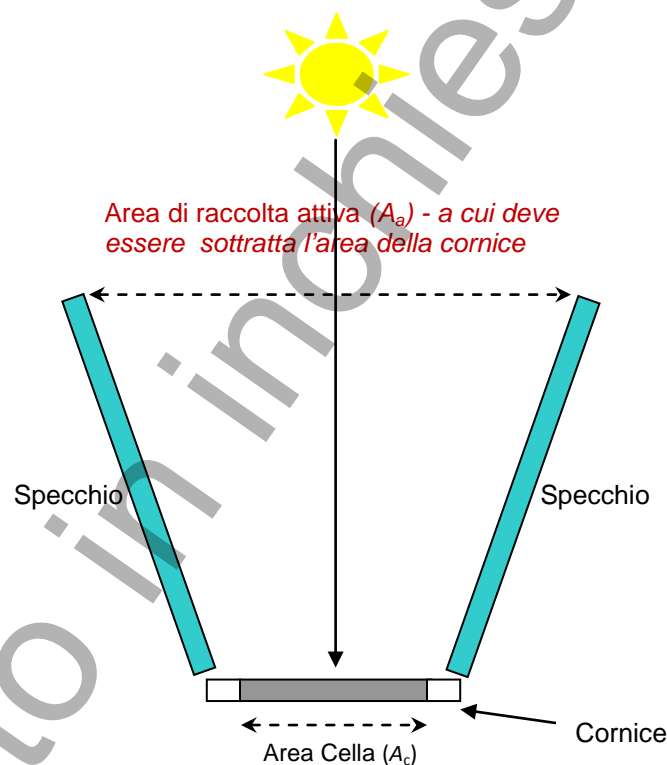


Figura E.1 – Sezione di sistema a concentrazione con inseguimento a due assi con moduli a specchi piani montati ai lati del ricevitore: $C_G = (A_a - A_{corn})/A_c$

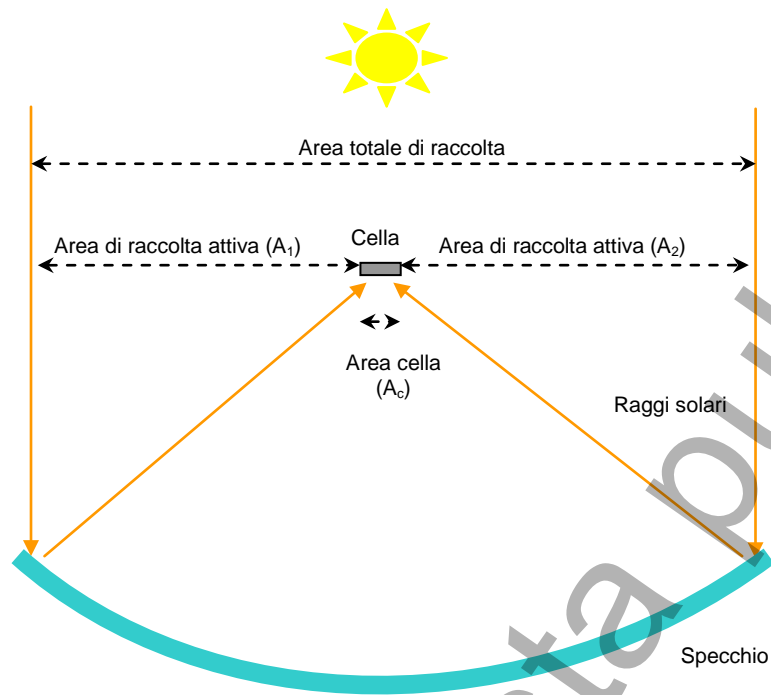


Figura E.2 – Sezione di sistema a concentrazione con inseguimento a due assi con moduli a specchio curvo $C_g = (A_1 + A_2) / A_c$

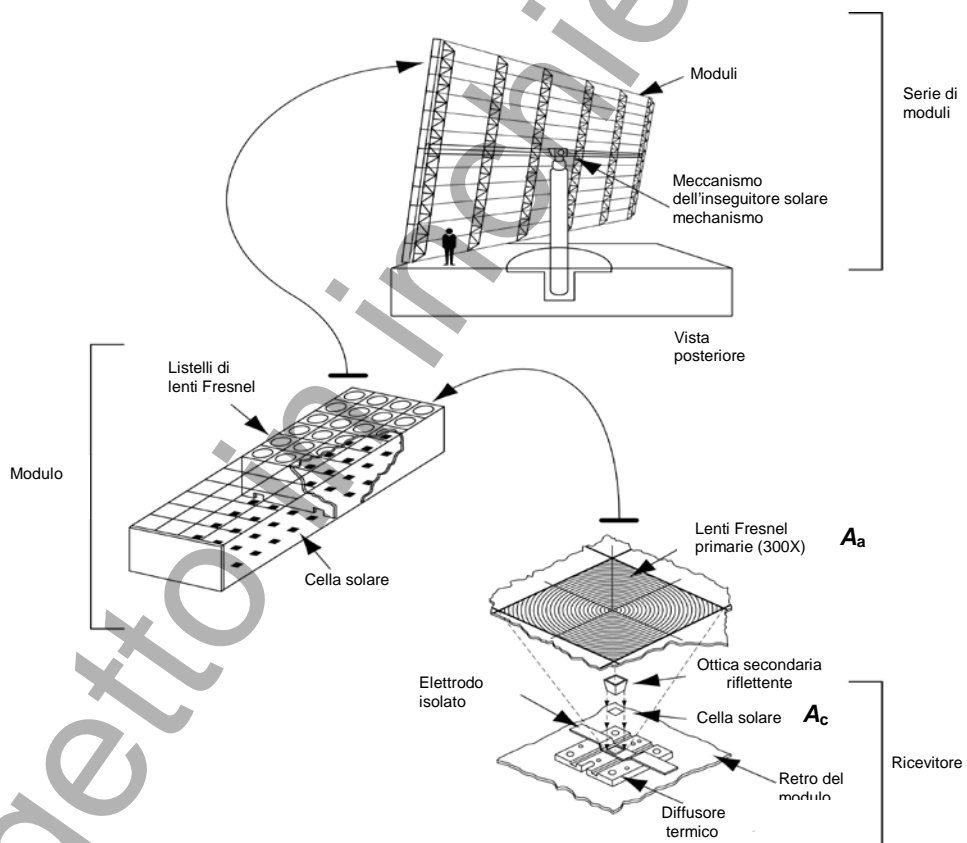


Figura E.3 – Sistema a concentrazione con inseguimento a due assi con moduli tipo “point focus” con lenti di Fresnel ognuna avente un’area A_a , dove ogni lente concentra la luce su una cella solar di area A_c : $C_g = A_a / A_c$

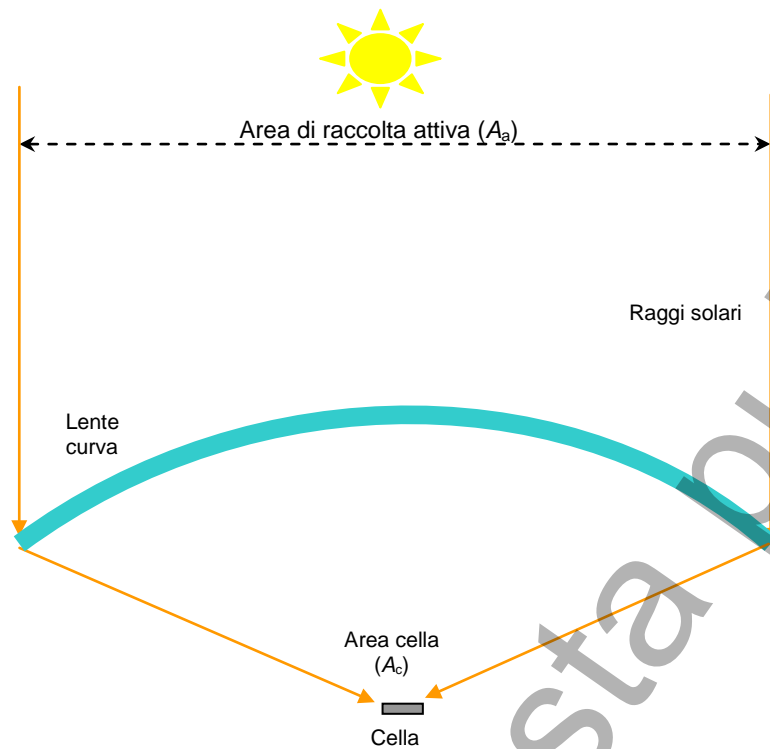


Figura E.4 – Sistema a concentrazione con inseguimento a due assi con moduli tipo “line focus” con lenti curve dove ogni lente concentra la luce su una cella solare di area A_c : $C_g = A_a/A_c$

E.1.2 Sistemi a concentrazione con moduli a specchi piani o curvi che non utilizzano un inseguitore a due assi

Alcuni sistemi a concentrazione utilizzano sistemi ottici il cui allineamento con la sorgente luminosa varia nel tempo, come ad esempio quelli montati in posizione fissa o quelli che utilizzano inseguitori solari a singolo asse, pertanto l'area di raccolta attiva del modulo cambia in funzione dell'orientazione del sistema di raccolta della radiazione rispetto alla sorgente (il disco solare), di conseguenza si modifica anche il fattore di concentrazione geometrico che quindi non può essere definito da un valore costante.

Anche l'area illuminata sul target può variare, ma in questo caso, il dispositivo fotovoltaico, risponde comunque integralmente alla radiazione luminosa ricevuta, fornendo un valore della corrente di corto circuito che dipende, appunto, dall'intensità della luce incidente. Nel calcolo del fattore di concentrazione geometrico, l'area del target si può assumere di valore costante e pari alla superficie utile della cella (escludendo le cornici del modulo).

Per tali tipologie di moduli a concentrazione è quindi necessario definire un valore del fattore di concentrazione, considerando un comportamento “medio” del modulo che dipende dalla sua orientazione rispetto al sole e dalla sua posizione geografica.

Le procedure indicate per il calcolo del fattore di concentrazione medio riportate di seguito si applicano tipicamente ai sistemi a concentrazione composti o da moduli con affiancati specchi piani, solidali con i moduli solari o da moduli con specchi curvi a sezione parabolica, circolare o aventi una forma volta a concentrare la luce su un'area target in cui sono poste le celle fotovoltaiche. Tali moduli sono solitamente posizionati su un inseguitore solare ad un solo asse. Si riportano di seguito alcuni esempi di calcolo in relazione a tali tipologie più comuni di sistemi a concentrazione.

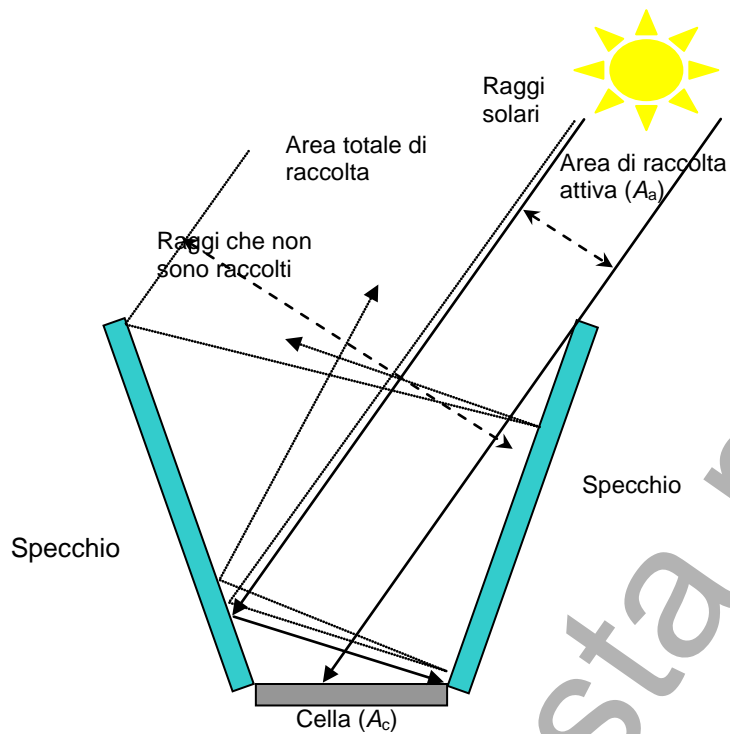


Figura E.5 – Sezione di sistema a concentrazione con inseguimento a singolo asse con moduli a specchi piani montati ai lati del ricevitore.

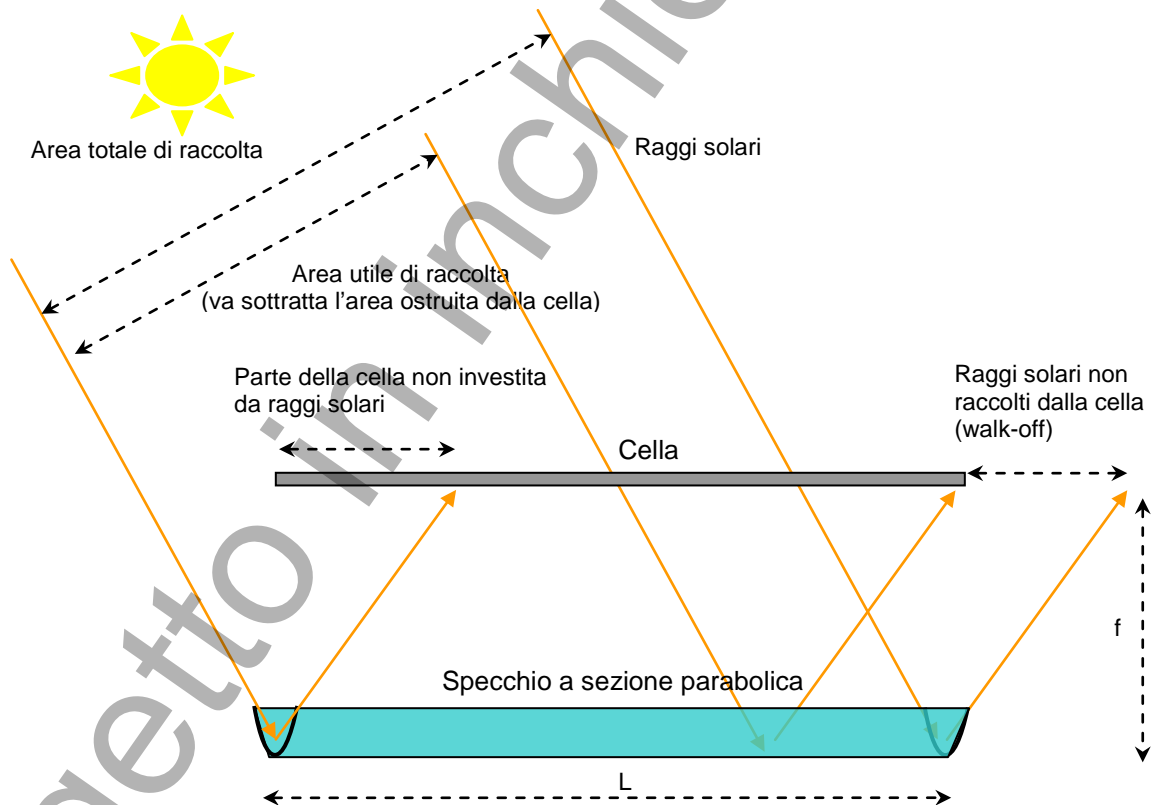


Figura E.6 – Sistema a concentrazione con inseguimento a singolo asse con specchio cilindrico a sezione parabolica. Esempio di determinazione del fattore di concentrazione $C_g = A_a/A_c$ determinato per un certo disallineamento del modulo. Si noti che dall'area utile indicata va sottratta la sezione ostruita dalla cella come mostrato nella successiva figura con vista tridimensionale

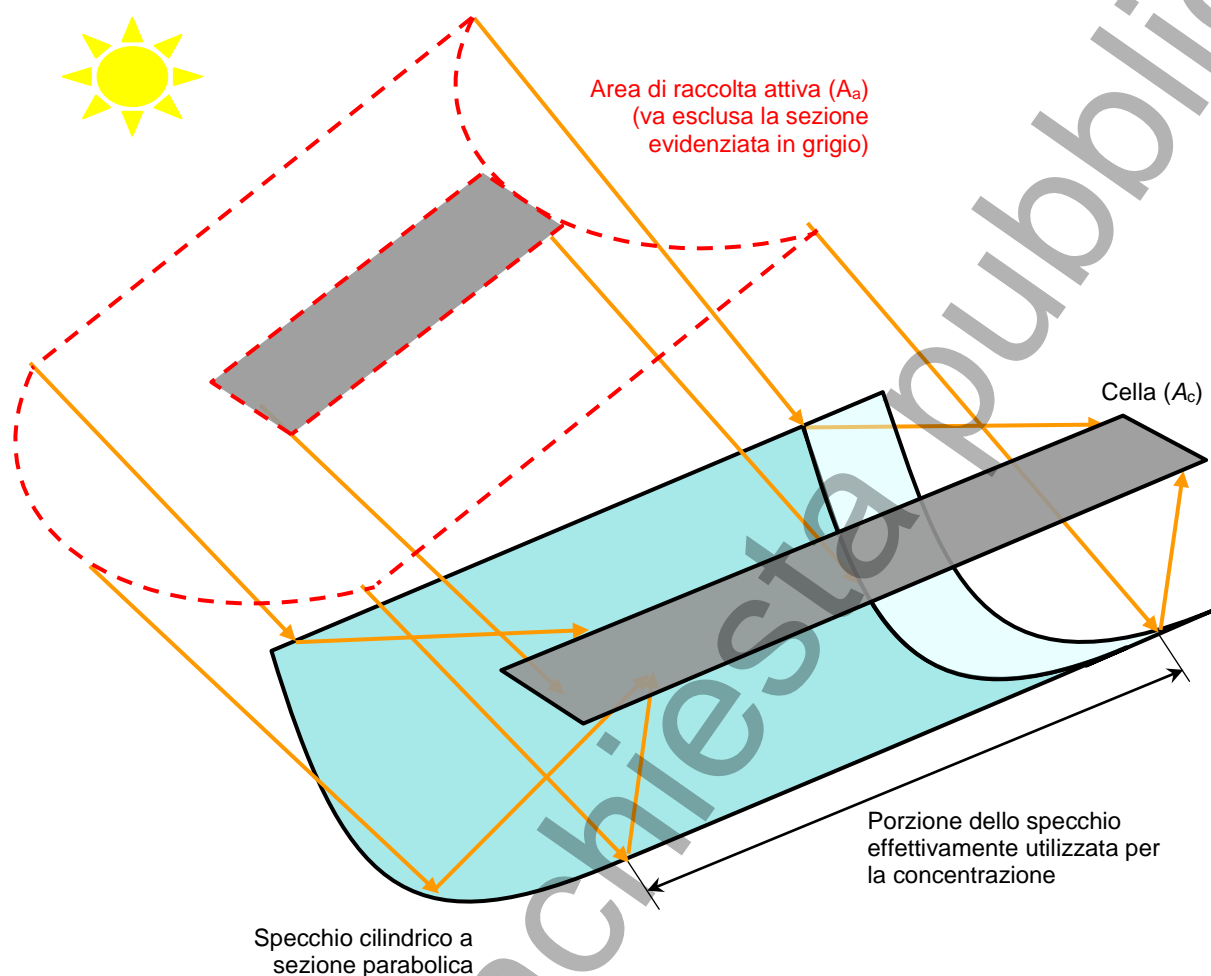


Figura E.7 – Vista tridimensionale del sistema a concentrazione con specchio cilindrico a sezione parabolica e con inseguimento a singolo asse. Esempio di determinazione del fattore di concentrazione $C_g = A_a/A_c$ determinato considerato un disallineamento solo lungo l'asse delle generatrici del cilindro. Si noti che l'area di raccolta attiva è quella giacente su un piano perpendicolare ai raggi solari, racchiusa nel perimetro rosso escludendo la parte colorata in grigio, che rappresenta l'area delle celle. (Nella vista tridimensionale l'area in azzurro chiaro rappresenta la parte di specchio parabolico che in questo caso non viene utilizzata per la concentrazione)

E.1.3 Definizione del valore del fattore di concentrazione medio

Nei casi in cui la movimentazione non avvenga su due assi, quindi non consenta di mantenere il sistema di raccolta puntato sul sole, è opportuno considerare come fattore di concentrazione rappresentativo quello ricavato come "media" dei fattori di concentrazione ottenuti nella condizione di perfetto allineamento e ad uno o più angoli di disallineamento "significativi", in questo caso chiamati φ_1 o φ_2 (Fig. E.8 **Dipendenza del valore del fattore di concentrazione in relazione al disallineamento del modulo**)

Allo scopo di semplificare la determinazione sperimentale di tale fattore di concentrazione, senza invalidare l'efficacia del sistema proposto, può essere scelto un disallineamento angolare nell'intervallo $20^\circ - 25^\circ$ (nel caso di inseguimento solo azimutale) e $55^\circ - 60^\circ$ (nel caso di inseguimento solo in elevazione), in queste condizioni dovrà essere determinato il fattore di concentrazione del modulo nel caso "disallineato".

Il fattore di concentrazione "medio" è definito come il valore medio tra il fattore di concentrazione nel caso disallineato (C_{dis}) e quello massimo (C_{max}), ossia quello nel caso di perfetto allineamento con il sole.

$$C_{medio} = (C_{dis} + C_{max})/2$$

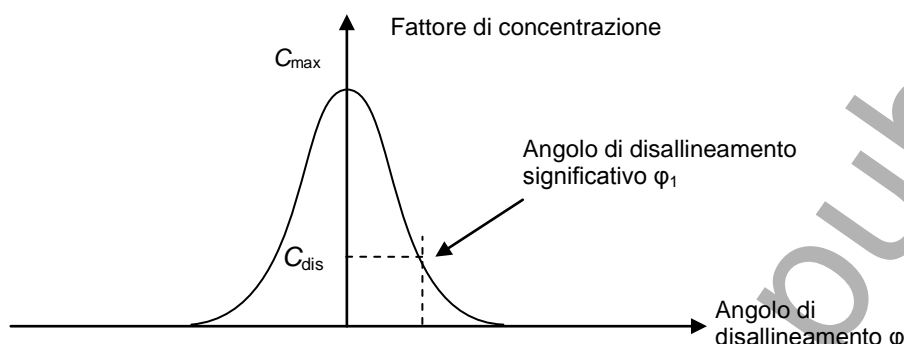


Figura E.8 – Dipendenza del valore del fattore di concentrazione in relazione al disallineamento del modulo.

E.2 Procedure per il calcolo del fattore di concentrazione solare energetico

Le seguenti procedure, per la determinazione del fattore di concentrazione energetico, si applicano ai sistemi che utilizzano moduli aventi un angolo di accettazione $\leq \pm 2,5^\circ$, che si basano sia su celle a singola giunzione che su celle a multigiunzione del tipo InGaP/InGaAs/Ge.

Un'apposita nota riporta le differenze di calcolo nel caso in cui i moduli presentino un angolo di accettazione $>\pm 2,5^\circ$ (tali moduli generalmente utilizzano degli specchi per concentrare la luce solare). Per i moduli a concentrazione basati su celle a multigiunzione, è stata considerata una specifica metodologia che permette di ridurre i possibili errori dovuti alle variazioni spettrali della luce solare.

E.2.1 Introduzione sulla determinazione del fattore di concentrazione energetico

Il fattore di concentrazione energetico è dato dal rapporto fra intensità solare sul piano di target (di celle) e quella incidente sull'apertura di ingresso del modulo (vedi definizione al punto b) al capitolo 3.8.4 della norma CEI CLC/TS 61836). Tale rapporto, se i dispositivi fotovoltaici del modulo si comportano linearmente, può essere espresso come rapporto fra la corrente di corto circuito misurata nel modulo con le ottiche per la concentrazione e la corrente di corto circuito misurata nel modulo senza le ottiche per la concentrazione, nelle stesse condizioni d'intensità della luce diretta.

La misura del fattore di concentrazione energetico si basa su misure outdoor, le quali vanno eseguite quando il valore di radiazione solare diretta è superiore a 600 W/m^2 . La procedura per la determinazione del rapporto di concentrazione energetico tramite misure indoor, con simulatore solare, sarà definita in opportune note di prossima pubblicazione.

Nel caso di sistemi basati su inseguitore mono-assiale andranno effettuate due misure: una in condizioni di perfetto allineamento e una successiva in condizioni di disallineamento significativo (si veda la procedura per la determinazione del fattore di concentrazione geometrico medio). Dalle due misure si ricaveranno i due valori del fattore di concentrazione energetico che verranno utilizzati per il calcolo del fattore di concentrazione energetico medio.

Il pireliometro (per misura della radiazione diretta, G_d) e il piranometro (per la misura della radiazione globale G_g) devono consentire una misura dell'irraggiamento solare con un'incertezza $\leq 5\%$. La misura della corrente deve essere effettuata con un'incertezza $\leq 2\%$.

E.2.2 Procedure per la determinazione del fattore di concentrazione energetico con misure outdoor per sistemi basati su celle solari a singola giunzione

- 1) Effettuare una misura al buio di un primo modulo a concentrazione (vedi 10.2.4 CEI EN 62108) avente le ottiche di concentrazione montate e di un secondo modulo senza le ottiche di concentrazione. I moduli devono essere della stessa tipologia, provenienti dal medesimo lotto di produzione (ovvero aventi i medesimi ricevitori, ovvero le stesse celle solari, collegate nello stesso modo e alloggiare sui medesimi sistemi di dissipazione del calore) alla stessa temperatura (entro 1°C). Lo scopo della procedura è di garantire che i due moduli si comportino allo stesso modo, ovvero che le due caratteristiche tensione-corrente siano sovrapponibili con un errore inferiore al 2%.
- 2) Disporre i moduli in campo. Non è necessario che i moduli siano montati sullo stesso inseguitore solare, anche se questa condizione semplifica le procedure di misura. Nel caso in cui i moduli siano moduli disposti su inseguitori diversi, il disallineamento dei piani sui cui sono disposti i moduli deve essere inferiore all'angolo di accettazione del modulo a concentrazione
- 3) Disporre sullo stesso piano di raccolta del modulo, il pireliometro (per misura della radiazione diretta, G_d) ed il piranometro (per la misura della radiazione globale G_g).
- 4) Effettuare una misura della corrente di corto circuito del modulo senza ottiche ($I_{sc-1sun-so}$) e contemporaneamente della corrente di corto circuito modulo con le ottiche ($I_{sc-conc}$) e la misura dell'irraggiamento radiazione diretta (G_d) e globale (G_g). Correggere il valore della corrente di corto circuito del modulo senza ottiche (so) normalizzandolo alla condizione di insolazione diretta. Ovvero:

$$I_{sc-1sun-so-cor} = I_{sc-1sun-so} * G_d / G_g \quad (1)$$

NOTA Per i sistemi con angolo di accettazione $> \pm 2,5^\circ$ non si applica la correzione della formula (1) per la corrente misurata ad un sole, in quanto il modulo fotovoltaico, sia con la presenza di specchi sia senza specchi, raccoglie sempre la luce diretta e diffusa.

- 5) Calcolare il rapporto di concentrazione energetico (C_e) mediante la seguente formula:

$$C_e = I_{sc-conc} / I_{sc-1sun-so-cor} \quad (2)$$

Per i sistemi con angolo di accettazione $> \pm 2,5^\circ$, si applica la formula

$$C_e = I_{sc-conc} / I_{sc-1sun-so} \quad (3)$$

Oppure la formula

$$C_e = (1 + G_{diff} / G_d) * I_{sc-conc} / I_{sc-1sun-so} - (G_{diff} / G_d) \quad (4)$$

NOTA Nel caso in cui le misure sui due moduli (con le ottiche e senza ottiche) non siano effettuate contemporaneamente, le misure sulla radiazione solare eseguite in istanti diversi devono differire in valore per non più del 10%.

E.2.3 Procedure per la determinazione del fattore di concentrazione energetico con misure outdoor per sistemi basati su celle solari a multigiunzione

Nel caso di moduli fotovoltaici a concentrazione che installano celle a multi giunzione, InGaP/InGaAs/Ge occorre tenere presente che esiste una variazione nel contenuto spettrale fra la radiazione globale e quella diretta e che le correzioni da introdurre per i diversi livelli di insolazione richieste nell'equazione (1) sono diverse per i differenti intervalli spettrali in cui operano le sotto-celle della cella a multi giunzione. Nel caso in cui lo spettro incidente sia lo spettro standard (spettro solare globale riportato nella norma CEI EN 60904-3 e lo spettro solare diretto riportato nella norma ASTM G173-03), il rapporto G_d/G_g da introdurre nell'equazione (1), in relazione alla cella limitante è dato dal valore riportato in Tabella E.1.

Tabella E.1 – Fattore correttivo G_d/G_g da applicare nell'equazione (1) in funzione della cella limitante

Range spettrale (nm)	Integrale radiazione diretta (G_d) [W/m^2]	Integrale radiazione globale (G_g) [W/m^2]	G_d/G_g	Cella limitante
300-650	345,69	408,52	0,846	Top
650-900	251,46	272,47	0,922	Middle
900-4000	302,99	319,01	0,949	Bottom

Pertanto, nel caso in cui lo spettro incidente sia lo spettro standard (spettro solare globale riportato nella norma CEI EN 60904-3 e lo spettro solare diretto riportato nella norma ASTM G173-03), e la cella limitante fosse la cella Top (InGaP), l'equazione (1) avrebbe $G_d / G_g = 0,846$, mentre si avrebbe $G_d/G_g = 0,922$, nel caso in cui la cella limitante fosse la cella middle (InGaAs).

Le correzioni introdotte si basano sull'ipotesi di utilizzo di ottiche di concentrazione che non modifichino sostanzialmente lo spettro di luce incidente sulla cella, ovvero la cella limitante sia la stessa se direttamente illuminata dalla luce solare che sotto la lente.

In generale, nel caso in cui lo spettro incidente non sia quello standard, occorre procedere come segue.

Applicare le procedure precedenti fino ai punti E2.3.1.e E2.3.2

Anziché utilizzare un pireliometro e un piranometro, installare sul piano dei moduli delle celle a singola giunzione (isotype cells), dello stesso tipo delle sottocelle componenti il dispositivo a multi giunzione utilizzato nel modulo. Poiché, in generale, nel caso di celle a tripla giunzione InGaP/InGaAs/Ge la sottocella al germanio non è mai limitante, sarà sufficiente installare sul piano dei moduli, le sottocelle a singola giunzione: InGaP e InGaAs.

Si dovranno realizzare, per ogni sottocella, due dispositivi di raccolta:

- i) uno che permetta di illuminare la sottocella con la luce diretta (alloggiando la sottocella in un apposito collimatore avente un angolo di accettazione pari a quello del pireliometro)
- ii) uno che permetta di illuminare la sottocella con la luce globale

Poiché nel caso di moduli con celle a multigiunzione, misure effettuate a istanti diversi potrebbero comportare una variazione della cella limitante, la procedura per determinare il fattore di concentrazione si applica solo nel caso in cui le misure sui moduli con le ottiche e senza ottiche e sulle isotype cells siano effettuate contemporaneamente. La procedura è quindi la seguente:

- 1) misura della corrente di corto circuito dei quattro dispositivi di raccolta ($I_{sc(InGaP)\text{-diretta}}$, $I_{sc(InGaP)\text{-globale}}$, $I_{sc(InGaAs)\text{-diretta}}$, $I_{sc(InGaAs)\text{-globale}}$) e della corrente di cortocircuito del modulo senza ottiche $I_{sc-1sun-so}$ e del modulo con le ottiche $I_{sc-conc}$;
- 2) determinazione della cella limitante, confrontando: $I_{sc(InGaP)\text{-diretta}}$ con $I_{sc(InGaAs)\text{-diretta}}$
- 3) correzione del valore della corrente misurata ad un sole del modulo senza ottiche mediante la seguente formula:

$$I_{sc-1sun-so-cor} = I_{sc-1sun-so} * I_{limd} / I_{limg} \quad (4)$$

dove:

I_{limd} = valore della corrente di corto circuito della cella limitante in condizione di illuminazione con radiazione diretta

I_{limg} = valore della corrente di corto circuito della cella limitante in condizione di illuminazione con radiazione globale

- 4) Calcolo del rapporto di concentrazione energetico (C_e) mediante la seguente formula:

$$C_e = I_{sc-conc} / I_{sc-1sun-so-cor} \quad (5)$$