

*Guida***CEI 82-25***Data Pubblicazione***2008-12***Edizione*

Seconda

*Classificazione***82-25***Fascicolo*

9585

*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

Sommario

La presente Guida fornisce ai progettisti, agli installatori e, in genere, agli operatori di impianti fotovoltaici i criteri per la progettazione, l'installazione e la verifica dei sistemi di generazione fotovoltaica destinati ad operare in parallelo alla rete di distribuzione di Media e Bassa Tensione.

Rispetto alla precedente edizione, di cui costituisce revisione tecnica, la presente Guida contiene, fra le altre, le seguenti modifiche principali:

- la terminologia e le definizioni sono state estese, adeguandole al documento internazionale IEC/TS 61836;
- gli schemi elettrici sono stati rivisti e maggiormente dettagliati;
- i contenuti della Guida sono stati aggiornati per tenere conto dei decreti, delle delibere AEEG e delle norme pubblicate nel periodo;
- sono state aggiunte le considerazioni relative al controllo qualitativo dei moduli FV;
- è stato aggiornato l'articolo sul dimensionamento energetico;
- è stato aggiornato l'articolo sul dimensionamento elettrico;
- è stato aggiornato l'articolo sulle protezioni elettriche;
- è stato aggiornato l'articolo sulla misura dell'energia elettrica;
- è stato aggiornato l'articolo sull'interfacciamento alla rete del distributore;
- è stato aggiornato l'articolo sull'installazione degli impianti fotovoltaici;
- è stato aggiornato l'articolo sulle verifiche tecnico funzionali sui componenti;
- è stato aggiornato l'articolo sulle verifiche tecnico funzionali su impianti installati;
- sono stati aggiornati gli allegati A, B e C.



COLLEGAMENTI/RELAZIONI TRA DOCUMENTI

Nazionali
Europei
Internazionali
Legislativi
Legenda

INFORMAZIONI EDITORIALI

<i>Norma Italiana</i>	CEI 82-25	<i>Pubblicazioni</i>	Guida	<i>Carattere Doc.</i>	
<i>Stato Edizione</i>	In vigore	<i>Data Validità</i>	01-02-2009	<i>Ambito Validità</i>	Nazionale
<i>Varianti</i>	Nessuna				
<i>Ed. Prec. Fasc.</i>	8704 C: 2007-02				
<i>Comitato Tecnico</i>	CT 82-Sistemi di conversione fotovoltaica dell'energia solare				
<i>Approvata da</i>	Presidente del CEI			<i>In data</i>	27-11-2008
<i>Sottoposta a</i>	Inchiesta pubblica come Progetto C. 1005			<i>Chiusura in data</i>	20-10-2008

ICS
CDU

DESCRITTORI / DESCRIPTORS

Cella fotovoltaica - Photovoltaic cell; Modulo fotovoltaico - Photovoltaic module;
Schiara fotovoltaica - Photovoltaic array; Sistema fotovoltaico - Photovoltaic system

INDICE

1	Oggetto e scopo	2
2	Campo di applicazione	2
3	Definizioni e acronimi	2
	Rete elettrica.....	2
	Impianto fotovoltaico	5
4	Il generatore fotovoltaico.....	12
	4.1 I moduli fotovoltaici.....	12
	4.2 Principi progettuali generali.....	16
	4.3 Il dimensionamento energetico	17
	4.4 Il dimensionamento elettrico	21
	4.5 Il dimensionamento meccanico.....	26
5	I gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata	28
	5.1 Caratteristiche generali dell'inverter.....	28
	5.2 Campo di funzionamento in ingresso e in uscita	29
	5.3 Configurazione del gruppo di conversione.....	32
	5.4 Scelta dell' inverter e della sua installazione	33
6	I cavi.....	35
	6.1 Protezione contro le correnti di sovraccarico sul lato c.c.....	35
	6.2 Protezione contro le correnti di corto circuito sul lato c.c.....	36
7	Gli organi di manovra	36
	7.1 Sezionamento	36
	7.2 Comando di emergenza.....	37
	7.3 Comando funzionale	37
	7.4 L'interruttore generale.....	37
	7.5 Normativa di riferimento per i dispositivi di manovra ed interruzione in bassa tensione.....	37
8	Gli strumenti di misura.....	38
	8.1 Misure per indicazione dello stato di un impianto di piccola taglia	38
	8.2 Misure per indicazione dello stato di un impianto di media o grande taglia	38
	8.3 Misure per monitoraggio standard	38
	8.4 Misure per monitoraggio analitico	39
9	Le protezioni	40
	9.1 Le protezioni contro gli shock elettrici	40
	9.2 Le protezioni da sovratensioni	43
10	L'interfacciamento alla rete del distributore	48
	10.1 Schemi di connessione alla rete elettrica.....	49
	10.2 Dispositivi di protezione	58
	10.3 Verifica delle funzioni di interfaccia con la rete elettrica	59
11	Misura di energia elettrica per fini fiscali e tariffari	60
	11.1 Generalità.....	60
	11.2 Obblighi fiscali e tariffari	61
	11.3 Indicazioni relative all'installazione di sistemi di misura dell'energia prodotta.....	62



12	La documentazione di progetto.....	63
12.1	I livelli di progettazione.....	63
12.2	Il progetto esecutivo.....	64
13	L'installazione degli impianti fotovoltaici.....	73
13.1	Gli aspetti specifici degli impianti fotovoltaici.....	73
13.2	La sicurezza delle installazioni.....	73
14	Verifiche tecnico funzionali sui componenti.....	74
14.1	Materiali e apparecchiature.....	74
14.2	Le prove in fabbrica sui moduli fotovoltaici.....	74
15	Verifiche tecnico funzionali su impianti installati.....	75
15.1	L'esame a vista.....	75
15.2	Prove sugli impianti già realizzati.....	75
15.3	Il collaudo tecnico-amministrativo.....	77
Allegato A	Leggi, Deliberazioni e Norme per la progettazione elettrica di impianti fotovoltaici.....	79
Allegato B	Leggi, Deliberazioni e Norme per la progettazione meccanica di impianti fotovoltaici.....	89
Allegato C	Cenni sulla risorsa energetica fotovoltaica.....	90



PREFAZIONE

La presente Guida è stata preparata dal Comitato Tecnico 82 del CEI: Sistemi di conversione fotovoltaica dell'energia solare¹⁾. Essa è l'atto conclusivo di un lavoro, cui hanno partecipato esperti nazionali dello stesso Comitato.

La Guida intende fornire ai progettisti, agli installatori e, in genere, agli operatori di impianti fotovoltaici i criteri per la progettazione, l'installazione e la verifica dei sistemi di generazione, destinati ad operare in parallelo alla rete di distribuzione di Media e di Bassa Tensione.

Nell'Allegato A è riportato un riepilogo della normativa, i documenti e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e la verifica elettrica di un impianto fotovoltaico. Si fa presente che i documenti di progetto, oggetto della presente Guida, pur essendo relativi alla disciplina inerente gli impianti elettrici dovranno essere predisposti tenendo conto di tutte le discipline coinvolte, al fine di individuare in modo determinante le caratteristiche dell'opera.

Nell'Allegato B è riportato un riepilogo dei documenti e delle leggi di riferimento, da rispettare per la progettazione e la verifica meccanica di un impianto fotovoltaico.

Nell'Allegato C sono, infine, forniti dei cenni sulla risorsa energetica fotovoltaica, nonché sulla potenzialità e sui costi degli impianti fotovoltaici.

A seguito della prevista pubblicazione di nuove Norme CEI riguardanti la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti di distribuzione, quali allegati tecnici alle delibere dell'AEEG, verrà abrogata la Norma CEI 11-20 relativamente alle prescrizioni di interfacciamento alla rete BT. Mentre la parte di quest'ultima Norma, relativa all'interfacciamento alla rete MT, sarà rivista per tenere conto della Norma CEI 0-16.

Inoltre, a seguito di nuove Norme EN, qualora esse trovino il consenso dei Paesi affiliati al CENELEC, la Norma CEI 11-1 sarà sostituita dal recepimento di tali Norme.

Per tali motivi, gli utenti della presente Guida, prima di sviluppare i loro progetti e procedere alle conseguenti realizzazioni, dovranno tenere conto delle suddette possibili evoluzioni normative.

Infine, la presente Guida tiene conto della Norma 64-8 che, nella Parte 7, tratta esplicitamente impianti fotovoltaici.

I Documenti Normativi citati nel seguito sono indispensabili per l'applicazione del presente documento²⁾. In caso di riferimenti datati si applica solo l'edizione citata. In caso di riferimenti non datati, si applica l'ultima edizione della Pubblicazione indicata (Modifiche incluse).

1) Il Comitato CEI CT82 ha lo scopo di preparare Norme riguardanti la costruzione, le prescrizioni, le prove e la sicurezza di sistemi e componenti per la conversione fotovoltaica dell'energia solare, dalle celle solari fino all'interfaccia col sistema elettrico cui viene fornita l'energia. Il suo principale obiettivo è quello di favorire l'introduzione dei sistemi fotovoltaici nel mercato mediante l'armonizzazione normativa. Il CT82 è collegato al TC82 del CENELEC (Solar photovoltaic energy systems) e al TC82 dell'IEC (Solar photovoltaic energy systems).

2) **N.d.R.:** Per l'elenco delle Pubblicazioni si rimanda all'Allegato A3



1 Oggetto e scopo

Questa Guida si propone di fornire i criteri per la progettazione, l'installazione e la verifica di sistemi fotovoltaici, destinati ad operare in parallelo alla rete di distribuzione di Media e di Bassa tensione.

Tali criteri tengono conto delle vigenti disposizioni legislative e delle indicazioni contenute nelle Norme CEI, UNI e nei documenti CENELEC e IEC pertinenti.

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 la Norma CEI 11-20. Tale Norma regola, 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, non contiene 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.

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 al documento IEC/TS 61836, Ed. 2.0, 2007-12, in corso di recepimento da parte del CENELEC e quindi del CEI, con traduzione in italiano. Quando si fa riferimento ad altre norme o disposizioni legislative, queste sono esplicitamente indicate.

Rete elettrica

3.1

Distributore

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure che determinano il funzionamento e la pianificazione della rete elettrica di distribuzione di cui è proprietaria.

3.2

Gestore Contraente

L'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

3.3

Gestore di rete

La persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione della rete elettrica con obbligo di connessione di terzi a cui è connesso l'impianto (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

3.4

Rete del distributore

Rete elettrica di distribuzione AT, MT e BT alla quale possono collegarsi gli utenti.

3.5

Rete BT del distributore

Rete a tensione nominale tra le fasi superiore a 50 V fino a 1 kV compreso se in c.a. o superiore a 120 V fino a 1,5 kV compreso se in c.c.



3.6

Rete MT del distributore

Rete a tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV se in c.a. o superiore a 1,5 kV se in c.c. fino a 45 kV compreso.

3.7

Rete di utente

Insieme dei circuiti elettrici dell'utente, avente origine nel punto di consegna.

3.8

Rete elettrica isolata

Rete elettrica di distribuzione alla quale sono collegati un numero limitato di utenti e che ha una dimensione locale. Essa non è collegata alla rete elettrica nazionale.

3.9

Punto di consegna

Il punto di confine tra la rete del distributore e la rete di utente, dove l'energia scambiata con la rete del distributore viene contabilizzata e dove avviene la separazione funzionale tra rete del distributore e la rete di utente.

3.10

Punto di consegna per utenti attivi

Il punto di consegna per gli utenti attivi si trova, dal punto di vista della rete del distributore, a monte dell'impianto di misura. Quest'ultimo viene realizzato a carico dell'utente attivo che ne ha la completa responsabilità. Il punto di consegna è costituito dal confine tra impianto di rete per la connessione e impianto di utenza per la connessione. Tale punto è posizionato generalmente in prossimità del confine di proprietà¹⁾ degli impianti. Qualora l'impianto di rete per la connessione preveda sistemi di protezione, comando e controllo, deve essere previsto un fabbricato nel quale trovano posto i sistemi di protezione, comando e controllo delle apparecchiature ed equipaggiamenti funzionali al collegamento. Qualora il suddetto fabbricato sia realizzato in area di proprietà dell'Utente, l'accesso in sicurezza a tale fabbricato da parte del distributore deve essere garantito in ogni momento e senza preavviso.

3.11

Punto di consegna per utenti passivi

Il punto di consegna per gli utenti passivi si trova, dal punto di vista della rete del distributore, a valle dell'impianto di misura. Quest'ultimo viene realizzato a cura e carico del distributore che ne ha la completa responsabilità.

Il punto di consegna è costituito dal confine tra impianto di rete per la connessione e impianto di utenza per la connessione. Tale punto è posizionato generalmente in prossimità del confine di proprietà degli impianti.

Qualora l'impianto di rete per la connessione preveda sistemi di protezione, comando e controllo, deve essere previsto un fabbricato nel quale trovano posto i sistemi di protezione, comando e controllo delle apparecchiature ed equipaggiamenti funzionali al collegamento.

Qualora il suddetto fabbricato sia realizzato in area di proprietà dell'Utente, l'accesso in sicurezza a tale fabbricato da parte del distributore deve essere garantito in ogni momento e senza preavviso.

Nel caso di utenti passivi, trovano posto nel fabbricato anche i complessi di misura e/o telemisura delle grandezze elettriche ai fini del controllo delle partite commerciali. In tal caso a tale fabbricato ha accesso anche l'Utente.

¹⁾ Nel presente documento per proprietà s'intende la disponibilità del bene in generale.



3.12

Punto di misura

Il punto in cui è misurata l'energia elettrica immessa e/o prelevata dalla rete.

Nel caso in cui il punto di misura si riferisca ad utenti passivi connessi alla rete del distributore in BT, i punti di consegna e di misura coincidono con i morsetti del misuratore posto in opera dal distributore.

3.13

Punto di connessione

Il punto sulla rete del distributore dal quale, in relazione a parametri riguardanti la qualità del servizio elettrico che deve essere reso o richiesto, è alimentato l'impianto dell'Utente.

3.14

Servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione

Secondo la delibera AEEG n. 88/07, il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione è composto dalle attività di:

- installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica;
- rilevazione e registrazione dei dati di misura dell'energia elettrica;
- messa a disposizione delle misure dell'energia elettrica prodotta ai soggetti interessati secondo la vigente normativa.

3.15

Sistemi di misura dell'energia elettrica

Insieme completo di strumenti di misura ed altri dispositivi, assemblati al fine di effettuare misure specifiche (CEI 13-4).

3.16

Strumento di misura

Dispositivo usato per effettuare misure, da solo o con l'ausilio di dispositivi supplementari (CEI 13-4).

3.17

Utente della rete del distributore (o utente)

Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.

3.18

Utente attivo

Soggetto che converte l'energia primaria in energia elettrica mediante impianti di produzione allacciati alla Rete di distribuzione.

3.19

Utente passivo

Soggetto che utilizza l'energia elettrica mediante impianti di consumo allacciati alla Rete di distribuzione.

3.20

Soggetto responsabile

La persona fisica o giuridica responsabile della realizzazione e dell'esercizio dell'impianto fotovoltaico.

NOTA L'identificazione del soggetto responsabile discende dal D.M. 28 Luglio 2005, ai fini dell'incentivazione economica legata alla quantità d'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.



Impianto fotovoltaico

3.21

Acronimi

BOS	Balance Of System – vedi Resto del sistema
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
STC	Standard Test Conditions – vedi Condizioni di Prova Standard o normalizzate

3.22

Angolo di inclinazione (o di tilt)

Angolo di inclinazione β del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC/TS 61836).

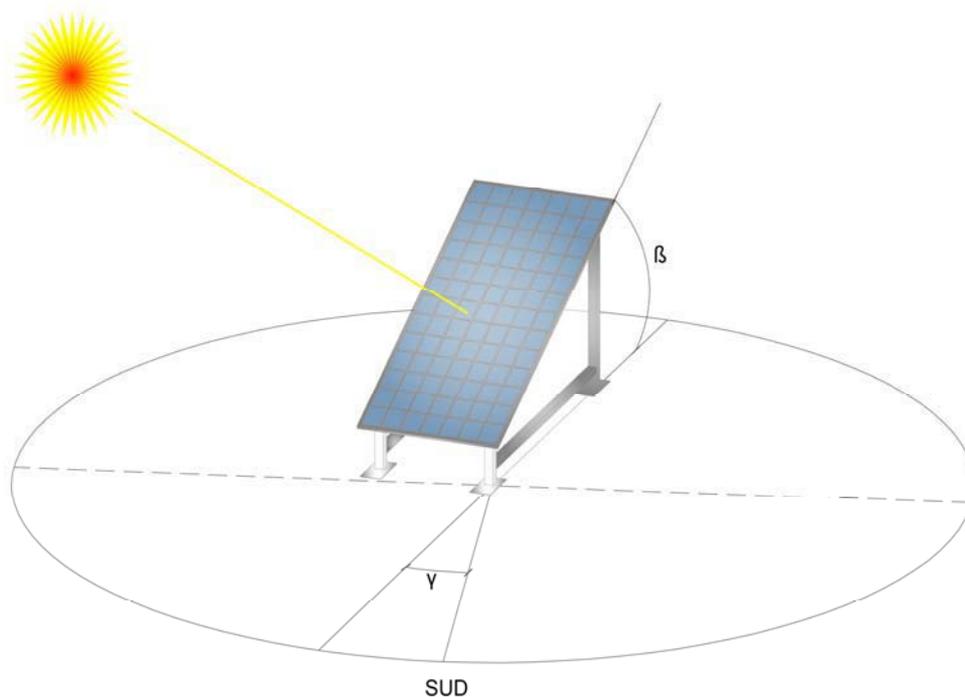


Figura 3.1 - Angolo di inclinazione (β) e di orientazione (γ) di un piano di captazione solare

3.23

Angolo di orientazione (o di azimut)

L'angolo di orientazione γ del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso Sud (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso Nord (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN 61194).

NOTA 1 L'angolo di azimut γ è misurato a partire da NORD nell'emisfero meridionale e a partire da SUD nell'emisfero settentrionale.

NOTA 2 Valori negativi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso EST e valori positivi un orientamento verso OVEST.

3.24

BOS (Balance Of System o Resto del sistema)

Insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici e inclusi interruttori, sistemi di controllo, strumenti di misura, sistemi di condizionamento della potenza, strutture meccaniche di supporto e sistemi di accumulo, se presenti.

3.25

Campo fotovoltaico

Insieme di tutte le schiere fotovoltaiche di un sistema dato (CEI EN 61277).

3.26

Cavo di alimentazione

Cavo che collega i terminali c.a. dell'inverter con un circuito di distribuzione dell'impianto elettrico. (CEI 64-8/7par 712.3.12).

3.27

Cavo di pannello FV

Cavo di uscita di un pannello FV (CEI 64-8/7par 712.3.9).

3.28

Cavo di stringa FV

Cavo che collega moduli FV per costituire una stringa FV (CEI 64-8/7par 712.3.8).

3.29

Cavo principale FV c.c.

Cavo che collega il quadro elettrico di giunzione del generatore FV ai terminali c.c. del gruppo di conversione FV (CEI 64-8/7par 712.3.10).

3.30

Cella fotovoltaica

Dispositivo fondamentale che manifesta l'effetto fotovoltaico, cioè che genera una tensione elettrica in c.c. quando è sottoposto ad assorbimento di fotoni della radiazione solare. Si tratta sostanzialmente di un diodo a semiconduttore di grande area, che, esposto alla luce e chiuso su un carico elettrico, si comporta come un generatore di potenza elettrica la cui corrente di corto circuito assume un valore proporzionale alla radiazione incidente su di esso. Vedi Allegato C.

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 consistono in (CEI EN 60904-3):

- Temperatura di giunzione di cella: $25\text{ °C} \pm 2\text{ °C}$.
- Irraggiamento sul piano del dispositivo: $1\ 000\ \text{W/m}^2$, con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM 1,5).

3.32

Corrente massima in condizioni di prova normalizzate ($I_{m,STC}$)

Corrente ai terminali di un dispositivo fotovoltaico, nel punto di massima potenza, in condizioni di prova normalizzate.

3.33

Corrente di corto circuito in condizioni di prova normalizzate ($I_{sc,STC}$)

Corrente ai terminali in corto circuito di un dispositivo fotovoltaico, in condizioni di prova normalizzate.



3.34

Diodo di blocco

Diodo connesso in serie a moduli, pannelli, stringhe e generatore FV, al fine di bloccare la eventuale corrente inversa, prevenendone quindi gli effetti indesiderati (perdita di potenza, eventuali danneggiamenti dei moduli, ecc.).

3.35

Diodo di bypass

Diodo connesso in anti-parallelo a un adeguato numero di celle fotovoltaiche, nella direzione della corrente diretta, al fine di permettere alla corrente del modulo di bypassare le celle eventualmente in ombra, prevenendo quindi riscaldamenti localizzati (hot-spot) che potrebbero danneggiare il modulo.

3.36

Dispositivo del generatore

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

3.37

Dispositivo di interfaccia

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 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.

3.38

Dispositivo fotovoltaico

Componente che manifesta l'effetto fotovoltaico. Esempi di dispositivi FV sono: celle, moduli, pannelli, stringhe o l'intero generatore FV.

3.39

Dispositivo generale

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

3.40

Effetto fotovoltaico

Fenomeno di conversione diretta della radiazione elettromagnetica (generalmente nel campo della luce visibile e, in particolare, della radiazione solare) in energia elettrica, senza trasformazione intermedia in energia termica. La conversione avviene mediante formazione di coppie elettrone-lacuna all'interno di semiconduttori particolari, le quali determinano la creazione di una differenza di potenziale e la conseguente circolazione di corrente nel caso di collegamento ad un circuito elettrico esterno.

3.41

Efficienza nominale di un generatore fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del generatore e l'irraggiamento solare incidente sull'area totale dei moduli, in STC. Numericamente, detta efficienza può essere approssimativamente ottenuta mediante rapporto tra la potenza nominale del generatore stesso (espressa in kWp) e la relativa superficie (espressa in m²), intesa come somma dell'area dei moduli.

3.42

Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard (1 000 W/m²) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice.



3.43

Efficienza operativa media di un generatore fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.c. dal generatore fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

3.44

Efficienza operativa media di un impianto fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.a. dall'impianto fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

3.45

Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico

L'energia elettrica (espressa in kWh) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

3.46

Generatore fotovoltaico

Vedi Campo fotovoltaico.

3.47

Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata

Insieme di inverter installati in un impianto fotovoltaico impiegati per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dalle varie sezioni che costituiscono il generatore fotovoltaico.

3.48

Impianto (o Sistema) fotovoltaico

Insieme di componenti che producono e forniscono elettricità ottenuta per mezzo dell'effetto fotovoltaico. Esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore.

3.49

Impianto (o Sistema) fotovoltaico collegato alla rete del distributore

Impianto fotovoltaico in grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) quando è collegato alla rete del distributore (indicato anche come "impianto grid-connected").

3.50

Impianto (o Sistema) fotovoltaico isolato dalla rete del distributore

Impianto fotovoltaico in grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) solo se isolato dalla rete del distributore. In funzione dell'utilizzo, esso può essere dotato di accumulo elettrochimico e di inverter in grado di sostenere una rete di utente o una rete elettrica locale.

3.51

Inseguitore della massima potenza (MPPT)

Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza. Esso può essere realizzato anche con un gruppo di conversione statico separato dall'inverter, soprattutto negli impianti non collegati ad un sistema in c.a.

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.



3.53

Irraggiamento solare

Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3). E' espresso in W/m^2 .

3.54

Modulo fotovoltaico

Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3). Vedi Fig. C.6.

3.55

Modulo fotovoltaico in c.a.

Modulo fotovoltaico con inverter integrato; la sua uscita è solo in corrente alternata.

3.56

Pannello fotovoltaico

Gruppo di moduli preassemblati, fissati meccanicamente insieme e collegati elettricamente. Vedi Fig. C.6. In pratica è un insieme di moduli fotovoltaici e di altri necessari accessori collegati tra di loro meccanicamente ed elettricamente.

NOTA Il termine pannello è a volte utilizzato impropriamente come sinonimo di modulo.

3.57

Perdite per disaccoppiamento (o per mismatch)

Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione-corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (da IEC/TS 61836).

3.58

Piranometro

Radiometro, normalmente utilizzato per misurare l'irraggiamento solare globale su un piano di captazione, orizzontale o inclinato. Un Piranometro con una banda, o un disco, ombreggiante può anche essere utilizzato per misurare la componente diffusa dell'irraggiamento solare. Il Piranometro è, in genere, basato su un sensore a termocoppia o a termopila ed è quindi indipendente dalla lunghezza d'onda dell'irraggiamento solare incidente.

3.59

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un generatore fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp), determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate in Condizioni di Prova Standard (STC).

3.60

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un impianto fotovoltaico

Per prassi consolidata, coincide con la potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) del suo generatore fotovoltaico.

3.61

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC).



3.62

Potenza effettiva di un generatore fotovoltaico

Potenza di picco del generatore fotovoltaico (espressa in Wp), misurata ai morsetti in corrente continua dello stesso e riportata alle Condizioni di Prova Standard (STC) secondo definite procedure (CEI EN 61829).

3.63

Potenza prodotta da un impianto fotovoltaico

Potenza di un impianto fotovoltaico (espressa in kW) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

3.64

Quadro elettrico di giunzione del generatore FV

Quadro elettrico nel quale tutte le stringhe FV sono collegate elettricamente ed in cui possono essere situati dispositivi di protezione, se necessario.

3.65

Radiazione solare

Integrale dell'irraggiamento solare (espresso in kWh/m²), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3).

3.66

Resto del sistema

Vedi BOS (Balance Of System).

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 sono 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).

NOTA I moduli senza cornice (laminati) in alcuni casi non sono dotati di scatola di giunzione come sopra descritta, ma sono adottate differenti soluzioni realizzative.

3.68

Schiera fotovoltaica

Complesso, integrato meccanicamente e collegato elettricamente, di moduli, pannelli e delle relative strutture di supporto.

NOTA La schiera fotovoltaica non include le fondazioni, i dispositivi di inseguimento, il controllo della temperatura e altri componenti simili.

3.69

Separazione semplice

La separazione tra circuiti o tra un circuito e la terra mediante isolamento principale (CEI 64-8/7 par. 712.3.20).

3.70

Sistema fotovoltaico

Vedi Impianto fotovoltaico.



3.71

Solarimetro

Strumento utilizzato per la misura dell'irraggiamento su un piano di captazione, basato su sensori al Silicio. È usualmente utilizzato nei sistemi di monitoraggio di impianti fotovoltaici. È spesso preferito al Piranometro poiché rispetto a quest'ultimo presenta un costo più contenuto e il vantaggio di non richiedere frequenti tarature (vedi par. C.1).

3.72

Sezione di impianto fotovoltaico

Parte del sistema o impianto fotovoltaico; esso è costituito da un gruppo di conversione c.c./c.a. e da tutte le stringhe fotovoltaiche che fanno capo ad esso.

3.73

Stringa fotovoltaica

Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie.

NOTA Il numero dei moduli collegati viene scelto in base alla tensione d'uscita desiderata.

3.74

Temperatura nominale di una cella fotovoltaica (NOCT)

Temperatura media di equilibrio di giunzione di una cella solare all'interno di un modulo posto nelle condizioni di riferimento (irraggiamento = 800 W/m^2 , temperatura ambiente = $20 \text{ }^\circ\text{C}$, velocità del vento = 1 m/s), elettricamente a circuito aperto ed installato su un telaio in modo tale che a mezzogiorno solare i raggi incidano normalmente sulla sua superficie esposta.

3.75

Tensione nominale di un dispositivo fotovoltaico:

È la tensione al punto di massima potenza, come imposto dalla funzione MPPT dell'inverter a cui è collegato il dispositivo fotovoltaico (modulo, stringa, generatore, ...).

3.76

Tensione a vuoto in condizioni di prova normalizzate ($V_{OC,STC}$)

Tensione a circuito aperto di un dispositivo fotovoltaico, misurata in condizioni di prova normalizzate (STC).

3.77

Tensione massima di sistema ammessa dal modulo fotovoltaico

Tensione massima ammessa per il sistema in cui il modulo fotovoltaico viene inserito, come dichiarata dal costruttore (CEI EN 50380) e normalmente certificata nel corso delle prove di qualifica secondo la norma CEI EN 61215 o CEI EN 61646, sottoponendo il modulo alla prova di isolamento.

NOTA Il valore usuale della tensione massima ammessa è attualmente compreso fra 600 V e 1 000 V.

3.78

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

Tensione massima che potrebbe raggiungere un generatore fotovoltaico. È 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 massima di un dispositivo fotovoltaico in condizioni di prova normalizzate ($V_{m,STC}$)

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

NOTA Tale tensione è ottenuta, al variare dell'irraggiamento solare e della temperatura del dispositivo fotovoltaico mediante un inseguitore di massima potenza, in genere inserito nell'inverter.



4 Il generatore fotovoltaico

4.1 I moduli fotovoltaici

4.1.1 Caratteristiche elettriche e meccaniche

I moduli fotovoltaici devono essere scelti in modo da avere, compatibilmente con i costi, valori di efficienza pari a quelli attualmente in commercio della stessa tecnologia, al fine di minimizzare i costi proporzionali all'area dell'impianto. Tipicamente per moduli al Silicio monocristallino il valore dell'efficienza si aggira attorno al 13% ÷ 17% , per quelli al Silicio policristallino attorno all'11% ÷ 14% mentre per le tecnologie basate sui film sottili (ad esempio, Silicio amorfo) vengono registrati valori più bassi dell'ordine del 5% ÷ 10%.

Inoltre i moduli fotovoltaici devono essere scelti in modo tale da rispondere anche a requisiti funzionali, strutturali ed architettonici richiesti dall'installazione stessa. Requisiti di tipo funzionale possono imporre l'uso, ad esempio, di moduli del tipo doppio vetro, vetrocamera, bifacciali, tegola, con celle distanziate opportunamente, mentre requisiti di tipo strutturale possono imporre l'utilizzo, ad esempio, di vetri di sicurezza realizzati anche accoppiando più vetri fra loro. Per quanto riguarda invece i requisiti di tipo architettonico, questi possono imporre l'utilizzo di moduli di determinate dimensioni, colorazioni, aspetto e forme. A tale proposito, è da rilevare come l'uniformità di colore dei moduli a film sottile rispetto a quelli al Silicio cristallino li rende particolarmente graditi per alcuni inserimenti architettonici.

I moduli fotovoltaici usualmente hanno dimensioni che variano fra 0,5 m² e 1,5 m², ma sono disponibili commercialmente moduli di grandi dimensioni (superiori a 2 m²). Questi possono offrire il vantaggio di presentare costi di installazione inferiori nei grandi impianti rispetto ai moduli di dimensioni usuali.

I moduli fotovoltaici devono avere caratteristiche elettriche, termiche e meccaniche verificate attraverso prove di tipo, secondo la norma CEI EN 61215 (per moduli al Silicio cristallino) o la norma CEI EN 61646 (per moduli a film sottile), secondo lo standard qualitativo indicato nel par. 4.1.4.

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



Tabella 4.1 – Principali caratteristiche dei moduli FV, riportate nel foglio-dati e nella targhetta descrittiva

Parametri	Foglio-dati	Targhetta dati
– Nome del Costruttore	SI	SI
– Designazione di tipo	SI	SI
– Tipo di cella e materiale	SI	--
– Potenza nominale, P_m	SI	SI
– Potenza minima garantita o tolleranza% di produzione	SI	SI
– Tensione alla massima potenza, V_m	SI	SI
– Corrente alla massima potenza, I_m	SI	SI
– Tensione a vuoto, V_{oc}	SI	SI
– Corrente di corto circuito, I_{sc}	SI	SI
– Tensione massima ammessa per il sistema in cui viene inserito il modulo	SI	SI
– Temperatura nominale di lavoro della cella, NOCT	SI	Consigliato
– Certificazioni (CEI EN 61215 per moduli in Silicio, CEI EN 61646 per moduli in film-sottili, Classe di protezione,).	SI	Consigliato
– Dimensioni esterne, spessore e peso	SI	--
– Coefficienti di temperatura di I_{sc} e V_{oc}	SI	--
– Tipo di cornice, di rivestimento frontale e scatola di derivazione	SI	--

4.1.2 Protezioni

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 alla presenza di detti diodi. Nel caso in cui il modulo sia provvisto di cassetta di terminazioni, 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 cassetta di terminazione, 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.

I moduli possono essere provvisti di cornice, tipicamente in alluminio, che oltre a facilitare le operazioni di montaggio e a permettere una migliore distribuzione degli sforzi sui bordi del vetro, costituisce una ulteriore barriera all'infiltrazione di acqua. Per ragioni estetiche o funzionali possono essere utilizzati moduli senza cornice da alloggiare in profili già esistenti come se fossero normali vetri (tipicamente in facciate, vetrate e lucernai).

4.1.3 Garanzia

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

In generale, il costruttore fornisce un certificato di garanzia che comprende la garanzia di prodotto e la garanzia di prestazioni. In esso il costruttore garantisce che i propri prodotti ottemperano alle relative specifiche tecniche e normative sulla qualità e che gli stessi sono di nuova fabbricazione.

Per garantire un'adeguata vita utile dell'impianto di generazione il costruttore deve garantire la qualità e le prestazioni dei moduli fotovoltaici di sua produzione, secondo le seguenti modalità e condizioni:

- **garanzia di prodotto:** riguardante la garanzia contro difetti di fabbricazione e di materiale; questa deve coprire almeno 2 anni, secondo disposizioni di legge, decorrenti dalla data di fornitura dei moduli fotovoltaici di sua produzione e deve garantire contro eventuali difetti di materiale o di fabbricazione¹⁾ che possano impedirne il regolare funzionamento a condizioni corrette di uso, installazione e manutenzione;
- **garanzia di prestazioni:** riguardante 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 o 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;
- danni cagionati da sovratensioni, scariche atmosferiche, allagamenti, terremoti, azioni di terzi o qualsiasi altro motivo estraneo alle normali condizioni di funzionamento dei moduli.

Al fine della verifica del periodo di validità della garanzia, è opportuno che l'anno di fabbricazione dei moduli sia documentato. Al riguardo, inoltre, la norma CEI EN 50380 prescrive che il numero di serie e il nome del costruttore siano apposti in modo indelebile e visibile sul modulo.

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.

La conformità dei moduli a tali norme CEI viene documentata dall'esito positivo di prove di tipo eseguite, presso un laboratorio accreditato EA (European Accreditation Agreement) o che abbia stabilito accordi di mutuo riconoscimento in ambito EA o in ambito ILAC (International Laboratory Accreditation Cooperation).

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

In particolare, la rispondenza alle suddette 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 V_{oc} superiori a 75 V.

¹⁾ Esclusi cavi d'interconnessione (ad es. ad innesto rapido, ecc.) giacché non sono un elemento intrinseco del modulo.

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



E' 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, anche in lingua italiana), in modo tale da illustrare chiaramente il contesto e la validità delle prove eseguite.

Il Rapporto di prova è redatto in conformità alla Norma ISO/IEC 17025, in seguito all'approvazione di tipo secondo la norma CEI EN 61215 o CEI EN 61646, 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>
<ul style="list-style-type: none">• 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 <u>esatta</u> 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 di validità dell'attestato, nel caso in cui questa è prevista dal regolamento dell'ente di accreditamento e/o del laboratorio.

Certificato di conformità

- 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 di validità 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, e/o dall'ente di certificazione, 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.

4.2 Principi progettuali generali

Dal punto di vista energetico, il principio progettuale normalmente utilizzato per un generatore fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile. In casi particolari (es. per impianti fotovoltaici isolati dalla rete) il criterio di progettazione potrebbe privilegiare la produzione in determinati periodi dell'anno.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud e evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati. Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

Dal punto di vista dell'inserimento architettonico, nel caso di applicazioni su coperture a falda, la scelta dell'orientazione e dell'inclinazione va effettuata tenendo conto che è generalmente opportuno mantenere il piano dei moduli parallelo o addirittura complanare a quello della falda stessa. Ciò in modo da non alterare la sagoma dell'edificio e non aumentare l'azione del vento sui moduli stessi. In questo caso, è utile favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie dell'edificio, al fine di limitare le perdite per temperatura.



4.3 Il dimensionamento energetico

Il dimensionamento energetico di un generatore fotovoltaico di un impianto connesso alla rete del distributore viene effettuato sulla base della:

- disponibilità della fonte solare;
- disponibilità di spazi sui quali installare il generatore fotovoltaico;
- guadagno energetico preventivato, nel caso di impianti di produzione, e/o di riduzione della spesa energetica desiderata, nel caso di impianti di autoproduzione.

4.3.1 Disposizione dei moduli del generatore fotovoltaico

Nel valutare lo spazio necessario per l'installazione del generatore fotovoltaico si distinguono tre seguenti casi fondamentali.

a. *Il generatore fotovoltaico è posto su una superficie opportunamente inclinata (ad es, tetto a falda).*

In questo caso occorre uno spazio circa uguale all'ingombro del generatore: tale spazio (in m²) è, con buona approssimazione, pari al rapporto fra la potenza nominale (in kW) e l'efficienza dei moduli. La potenza del generatore viene determinata in fase di progetto seguendo le indicazioni riportate nei paragrafi seguenti.

b. *Il generatore fotovoltaico è posto su una superficie orizzontale.*

In questo caso, essendo energeticamente conveniente al fine di massimizzare l'energia prodotta, occorre posizionare i moduli fotovoltaici inclinati rispetto al piano orizzontale. Qualora non sia possibile disporre i moduli fotovoltaici su un'unica fila, si ricorre alla disposizione in file parallele (filari), opportunamente distanziate; in questo caso occorre quindi determinare la distanza fra i filari in modo da non dar luogo a fenomeni di ombreggiamento (causati da un filare su un altro).

Tipicamente, si valuta corretta una spaziatura delle file che non generi ombre su alcun punto dei moduli nelle ore centrali della giornata (10.00 ÷ 14.00) durante il solstizio invernale.

La distanza tra i filari **d**, misurata orizzontalmente tra le estremità corrispondenti di due filari adiacenti, che non induce ombreggiamento fra i filari adiacenti alle ore 12.00 del solstizio invernale, può essere determinata con calcoli trigonometrici, tramite la seguente formula:

$$(4.1) \quad d / h = \sin (\beta) * \tan (23,5^{\circ} + \text{latitudine}) + \cos (\beta)$$

ove **h** è l'ampiezza del filare misurata secondo l'angolo di inclinazione β (o di tilt) dei moduli rispetto alla superficie orizzontale, come indicato in Figura 4.1.

In prima approssimazione, alle latitudini italiane, la disposizione in file parallele richiede uno spazio circa doppio rispetto a quello necessario per la disposizione a fila singola.

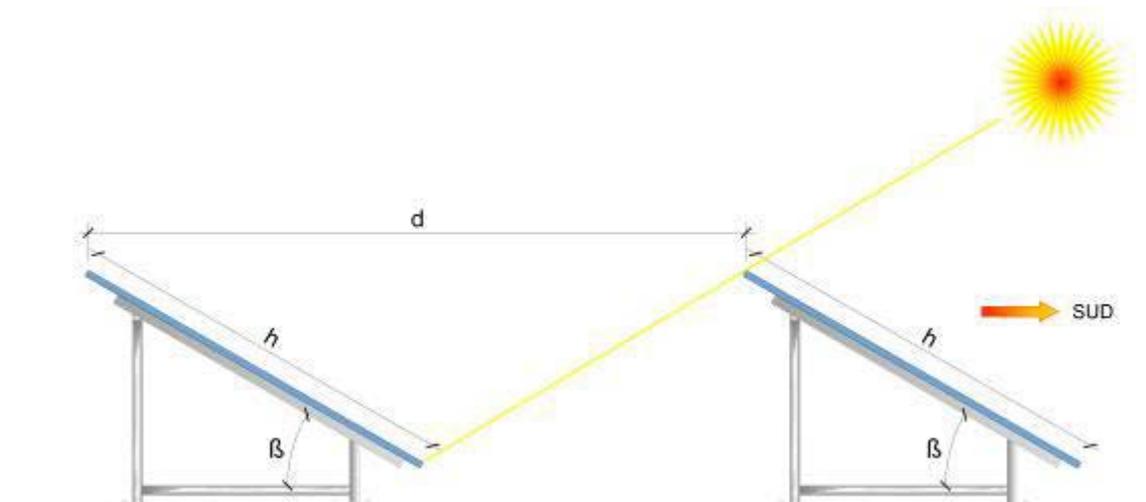


Figura 4.1 - Distanza fra i filari di moduli fotovoltaici

c. *Il generatore fotovoltaico è posto su un piano ad inseguimento solare.*

In quest'ultimo caso lo spazio necessario risulterà maggiore di quello richiesto dalla disposizione a file parallele, poiché sarà necessario evitare fenomeni di ombreggiamento provenienti anche dalle direzioni Est ed Ovest.

4.3.2 Disponibilità della fonte solare

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione può essere verificata utilizzando i dati riportati nella Norma UNI 10349 relativi, fra l'altro, a valori giornalieri medi mensili della radiazione solare sul piano orizzontale di ciascuna provincia italiana.

Il calcolo della radiazione solare ricevuta da una superficie fissa comunque esposta ed orientata può essere determinata mediante le formule riportate nella Norma UNI 8477 che utilizzano i valori giornalieri medi mensili della radiazione solare diretta e diffusa sul piano orizzontale forniti dalla Norma UNI 10349.

NOTA Sono disponibili altri database da cui è possibile ottenere i dati di radiazione solare su vari siti del territorio italiano; uno di questi è l'atlante della radiazione solare PVGIS, accessibile dal sito web del Centro di Ricerca Europea, JRC di Ispra. Si fa presente che i valori di radiazione solare possono essere alquanto diversi, fino a qualche punto percentuale, in relazione al database considerato.

4.3.3 Energia producibile

L'energia producibile, così come anche l'energia prodotta, da un impianto fotovoltaico dipende:

- dalla radiazione solare incidente sui moduli, che è legata:
 - alla latitudine del sito di installazione
 - alla riflettanza della superficie antistante i moduli fotovoltaici
 - all'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione e angolo di orientazione
 - a eventuali ombreggiamenti o sporcamenti dei moduli fotovoltaici



- dalla temperatura ambiente
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura,
- dalle perdite per disaccoppiamento o mismatch, ecc.
- dalle caratteristiche del BOS: efficienza inverter, perdite nei cavi e nei diodi.

L'energia elettrica producibile da un impianto fotovoltaico, connesso alla rete, può essere determinata secondo gli indici di prestazione energetica definiti dalla Norma CEI EN 61724:

E_r (o Y_r) indice di radiazione solare incidente sulla superficie del generatore fotovoltaico, funzione delle caratteristiche meteorologiche del sito;

E_a (o Y_a) indice di energia elettrica producibile in corrente continua dal generatore fotovoltaico, funzione delle caratteristiche del sito e del generatore fotovoltaico;

E_f (o Y_f) indice di energia elettrica producibile in corrente alternata dall'impianto fotovoltaico, funzione delle caratteristiche del sito e dell'impianto fotovoltaico.

L'indice di prestazione E_r è espresso dal valore della radiazione solare H_r , incidente sulla superficie del generatore fotovoltaico in un dato periodo Δt (giorno, mese o anno), diviso per il valore dell'irraggiamento solare in condizioni di prova standard, G_{STC} (1 kW/m^2).

E_r viene espresso in $[\text{kWh/m}^2 / \text{kW/m}^2]$ o, in modo pratico, in "ore equivalenti solari" h_s espresse in [h]:

$$(4.2) \quad E_r(\Delta t) = h_s(\Delta t) = H_r(\Delta t) / G_{STC}$$

essendo H_r la radiazione solare, misurata sul piano dei moduli nell'intervallo di tempo Δt .

Ad esempio, considerando 1 giorno come intervallo di tempo e pervenendo 4,5 kWh di energia solare sulla superficie di 1 m^2 , si parla di 4,5 ore equivalenti, derivanti dalla formula:

$$h_s[\text{giorno}] = 4,5 \text{ kWh/m}^2 / 1 \text{ kW/m}^2 = 4,5 \text{ h}$$

analogamente considerando 1 anno come intervallo di tempo e pervenendo in media 4,5 kWh/giorno di energia solare sulla superficie di 1 m^2 , si ha:

$$h_s[\text{anno}] = (4,5 \text{ kWh/m}^2/\text{giorno} * 365 \text{ giorni}) / 1 \text{ kW/m}^2 = 1 \text{ 642 h}$$

Determinato il valore di E_r , è possibile ottenere il valore dell'indice di prestazione E_a dato dal rapporto fra l'energia elettrica producibile in corrente continua dal generatore fotovoltaico durante il periodo considerato Δt e il valore della potenza nominale P_{nom} del generatore.

E_a viene espresso in $[\text{kWh} / \text{kWp}]$ o, in modo pratico, in "ore equivalenti di produzione del generatore alla sua potenza di picco" h_{fv} espresse in [h]:

$$(4.3) \quad E_a(\Delta t) = h_{fv}(\Delta t) = h_s(\Delta t) * K * \eta_{pv}$$

dove:

K è un coefficiente, minore di 1, che tiene conto degli eventuali ombreggiamenti sul generatore fotovoltaico, dei fenomeni di riflessione sulla superficie frontale dei moduli e della polluzione della superficie di captazione; valori tipici per K sono compresi tra 0,90 e 0,98, nel caso di impianti non soggetti a rilevanti ombreggiamenti sistematici;

η_{pv} è il rendimento del generatore fotovoltaico a valle del processo di conversione dei singoli moduli per effetto delle perdite ottiche, resistive, caduta sui diodi, dispersione delle caratteristiche dei moduli (mismatch) e della riduzione delle prestazioni delle celle quando la loro temperatura di giunzione è superiore a 25°C ; valori tipici di η_{pv} con temperature inferiori a 40°C sono compresi tra 0,85 e 0,90.

Infine è possibile ottenere il valore dell'indice di prestazione E_f dato dal rapporto fra l'energia elettrica producibile in corrente alternata dall'impianto fotovoltaico durante il periodo considerato Δt e il valore della potenza nominale del generatore.



Ef viene espresso in [kWh / kWp] o, in modo pratico, in “**ore equivalenti di produzione dell’impianto alla potenza di picco del generatore**” heq, espresse in [h]:

$$(4.4) \quad E_f(\Delta t) = h_{eq}(\Delta t) = h_s(\Delta t) * K * \eta_{pv} * \eta_{inv}$$

dove:

η_{inv} è il rendimento dell’inverter che tiene conto delle perdite per effetti resistivi, magnetici, di commutazione e di alimentazione dei circuiti di controllo; un valore di η_{inv} è normalmente non inferiore a 0,90.

Quindi l’**energia elettrica producibile dall’impianto** in un dato periodo Δt (giorno, mese o anno), espressa in kWh, è data da:

$$(4.5) \quad E_p(\Delta t) = P_{nom} * h_{eq}(\Delta t)$$

dove

P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico [kWp]

Al fine di migliorare la valutazione del rendimento del generatore fotovoltaico, qualora la temperatura di lavoro dei moduli (misurata sulla faccia posteriore dei medesimi) sia superiore a 25°C è possibile scindere le perdite **Π_{term}** dovute alla riduzione delle prestazioni del generatore, da tutte le altre (ottiche, resistive, caduta sui diodi, mismatch) che, per impianti correttamente realizzati, ammontano a non più dell’8%.

Giacché le perdite **Π_{term}** aumentano con la temperatura di lavoro dei moduli, questo calcolo diventa necessario quando questa supera i 40°C.

Pertanto il rendimento **η_{pv}** può essere calcolato come segue:

$$\eta_{pv} = (1 - \Pi_{term} - 0,08)$$

ove le perdite di potenza dovute alla temperatura del generatore fotovoltaico (**Π_{term}**), nota la temperatura delle celle fotovoltaiche (**T_{cel}**) sono date da:

$$\Pi_{term} = (T_{cel} - 25) * \gamma / 100$$

oppure nota la temperatura ambiente (**T_{amb}**) da:

$$\Pi_{term} = [T_{amb} - 25 + (NOCT - 20) * G_p / 800] * \gamma / 100$$

dove

γ Coefficiente di temperatura di potenza: variazione percentuale della **P_{nom}** di un generatore fotovoltaico per grado Celsius di variazione della temperatura della cella; questo parametro, fornito dal costruttore, per moduli in Si cristallino è tipicamente pari a 0,4÷0,5%/°C.

NOCT Temperatura nominale di lavoro della cella: questo parametro, fornito dal costruttore, è tipicamente pari a 40÷50°C, ma può arrivare a 60°C per moduli in vetrocamera.

G_p Irraggiamento solare, misurato sul piano dei moduli (W/m²)

T_{amb} Temperatura ambiente; nel caso di impianti in cui una faccia del modulo sia esposta all’esterno e l’altra faccia sia esposta all’interno di un edificio (come accade nei lucernai a tetto), la temperatura da considerare sarà la media tra le due temperature.

T_{cel} È la temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termoresistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo o mediante la misura della tensione a vuoto secondo la Norma CEI EN 60904-5.



4.4 Il dimensionamento elettrico

4.4.1 La tensione della sezione in corrente continua

La tensione della sezione in corrente continua (c.c.) di un generatore fotovoltaico va opportunamente scelta, nella fase progettuale, in funzione della tipologia dei moduli utilizzati, dell'inverter a cui è collegato e della temperatura ambiente del sito di installazione.

Occorre anzitutto tenere conto dei diversi valori della tensione della sezione in c.c. di un impianto fotovoltaico.

La tensione della sezione in c.c. di un generatore fotovoltaico varia in modo inverso alla temperatura di funzionamento dei moduli fotovoltaici. In particolare, la variazione della tensione a vuoto V_{OC} di un modulo fotovoltaico, rispetto al valore in condizioni standard $V_{OC,STC}$, in funzione della temperatura di lavoro delle celle T_{cel} è espressa da:

$$(4.6) \quad V_{OC}(T) = V_{OC,STC} - N_s * \beta * (25 - T_{cel})$$

essendo

β il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura; si tratta di un valore che dipende dalla tipologia del modulo fotovoltaico, assumendo valori più elevati per i moduli in Silicio cristallino (in genere $-2,2 \text{ mV}/^\circ\text{C}/\text{cella}$) e più contenuti per i moduli a film sottili (in genere circa $-1,5 \div -1,8 \text{ mV}/^\circ\text{C}/\text{cella}$); valori più precisi sono riportati sui fogli illustrativi, o datasheet, dei moduli; il coefficiente di temperatura β è determinato nel corso delle prove di qualifica secondo le norme CEI EN 61215 o CEI EN 61646;

N_s il numero delle celle in serie nella stringa.

La tensione a vuoto e la tensione di lavoro variano, invece, in modo diretto con l'irraggiamento solare incidente sui moduli fotovoltaici. Questa variazione può essere opportunamente considerata, giacché in casi particolari l'irraggiamento G_p può raggiungere valori di circa $1\,200 \text{ W}/\text{m}^2$.

La dipendenza della tensione a vuoto V_{OC} dall'irraggiamento e dalla temperatura ambiente è espressa dalla seguente formula (CEI EN 61829):

$$(4.7) \quad V_{OC} = V_{OC,STC} - N_s * \left[A * \ln\left(\frac{G_{STC}}{G_p}\right) - \beta * \frac{dT_J}{dG} * G_p + \beta * (T_{STC} - T_A) \right]$$

dove:

G_p è l'irraggiamento solare sul piano dei moduli (W/m^2)

G_{STC} è l'irraggiamento solare sul piano dei moduli, in Condizioni di Prova Standard (W/m^2)

$V_{OC,STC}$ è la tensione a vuoto alle Condizioni di Prova Standard (V)

T_A è la temperatura ambiente ($^\circ\text{C}$)

N_s è il numero di celle in serie nella stringa

A è il prodotto del fattore di non-idealità (compreso tra 1 e 2, per i moduli a silicio cristallino, ma che può assumere valori maggiori di 2 per quelli a silicio amorfo) e della tensione termica (ca 25 mV) del diodo; nel caso di fattore di non-idealità pari a 1,5 si ottiene $A \cong 37,5 \text{ mV}/\text{cella}$.



β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura (mV/°C/cella)
 dT_J / dG è un coefficiente che può essere determinato, per schiere di moduli installate in modo da non risentire l'effetto di ostruzioni, tramite il valore della temperatura nominale di lavoro dei moduli utilizzati, NOCT:

$$(4.8) \quad \frac{dT_J}{dG} = \frac{\text{NOCT} - 20}{800}$$

La scelta della tensione c.c. del generatore fotovoltaico va effettuata tenendo conto:

- dei dispositivi che compongono il generatore fotovoltaico (moduli) e quelli a cui è collegato (inverter)
- delle correnti per le quali esso dovrà essere dimensionato
- dei limiti di sicurezza elettrica.

Per il corretto funzionamento del generatore fotovoltaico e dell'inverter a cui esso è collegato, per quanto detto sopra, si deve tenere conto della tensione massima di sistema, giacché la sezione in c.c. in condizioni di circuito aperto si porta a lavorare a tale valore. Occorre quindi prestare attenzione a valutare correttamente in fase di progetto la tensione massima di sistema, tenendo conto del valore che la tensione di circuito aperto della sezione in c.c. può assumere a basse temperature (in Italia, tipicamente -10°C per zone fredde e 0°C per le zone meridionali e costiere).

Occorre poi tenere conto, nella scelta della tensione del generatore fotovoltaico, della tensione massima di sistema del modulo fotovoltaico. Il modulo è caratterizzato da una tensione massima ammessa per il sistema in cui esso viene inserito (CEI EN 50380), dichiarata dal costruttore e normalmente certificata. Il valore usuale della tensione massima ammessa è attualmente compreso fra 600 V e 1 000 V. E' necessario ovviamente che la tensione massima del generatore fotovoltaico sia inferiore alla tensione massima di sistema del modulo fotovoltaico.

Inoltre, la tensione del generatore fotovoltaico va scelta in modo tale che le sue variazioni siano sempre all'interno della finestra di tensione d'ingresso ammessa dall'inverter. In tale dimensionamento si deve tenere conto delle variazioni di tensione di funzionamento e di tensione a vuoto del generatore fotovoltaico al variare dell'irraggiamento e della temperatura di funzionamento (vedi la formula precedente e la Figura 5.1 del par. 5.2 sugli inverter).

Normalmente la tensione d'ingresso dei convertitori varia un funzione della taglia e della tipologia. Generalmente sono indicati un valore minimo ed un valore massimo di tensione entro i quali l'inverter lavora correttamente. Sotto il valore minimo, l'inverter si blocca o peggiora le sue prestazioni; sopra il valore massimo, l'inverter può guastarsi o possono intervenire sistemi di protezione. Per i prodotti commerciali più diffusi, il valore minimo di tensione di funzionamento non è inferiore a 100 V, mentre il valore massimo non è superiore a 1 000 V. Generalmente, la finestra di funzionamento non copre tutto il campo fra 100 V e 1 000 V ma solo una parte di esso.

La scelta della tensione nominale e massima del generatore fotovoltaico può anche essere condizionata dal costo dei dispositivi di interruzione crescente al crescere della tensione. Sono comunque disponibili componenti commerciali certificati per l'impiego su sistemi a tensione massima in c.c. fino a 1 200 V.

Infine, un aspetto rilevante dal punto di vista della sicurezza, è l'impossibilità pratica di porre fuori tensione il generatore fotovoltaico alla presenza di luce solare. Questo costituisce elemento di attenzione in fase di progettazione del generatore fotovoltaico, così come in occasione della sua manutenzione e, ancora, in caso di intervento delle protezioni.

Dal punto di vista elettrico, il generatore fotovoltaico è normalmente gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra, adottando le possibili soluzioni previste dalla Norma CEI 64-8.



Nel caso di uso di moduli che richiedono la connessione a terra di una delle polarità, diretta o per mezzo di fusibili o resistenze, il sistema sarà gestito di conseguenza con le precauzioni progettuali necessarie. In questo caso, il sistema diventa TT e necessita di una separazione almeno semplice con la rete elettrica.

4.4.2 Configurazione serie parallelo

Le stringhe sono costituite da moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie tra loro (Figura 4.2), e in genere meccanicamente disposti affiancati.

Nella scelta della configurazione delle stringhe di moduli fotovoltaici, queste devono essere costituite da moduli fotovoltaici con caratteristiche elettriche, per quanto possibile, simili fra loro (incluso corrente di cortocircuito, tensione a vuoto, corrente e tensione alla massima potenza), in modo da limitare le differenze di contribuzione energetica dei moduli (mismatch) solamente alle differenze del loro processo produttivo.

È inoltre importante che tutti i moduli appartenenti alla stessa stringa siano, il più possibile, posizionati in modo da garantire un'identica esposizione all'irraggiamento solare (azimut, elevazione e ombreggiamento).

Un altro accorgimento consiste nella sostituzione dei moduli guasti, con altri dello stesso tipo, in modo da evitare variazioni delle caratteristiche elettriche delle stringhe.

Nel caso di connessione di più stringhe in parallelo fra loro, si raccomanda di avere un numero di moduli in serie uguale per tutte le stringhe.

Riepilogando, per massimizzare la produzione d'energia, è opportuno che le stringhe non siano differenti per:

- tipo di modulo
- classe di corrente del modulo
- esposizione dei moduli (azimut, elevazione e ombreggiamento)
- numero dei moduli in serie.

Stringhe, che non rispondano alla suddetta uniformità, è opportuno che siano collegate a inverter separati o ad inverter dotati di sezioni di ingresso con dispositivi MPPT separati .

Ciascuna stringa di moduli fotovoltaici è opportuno che sia singolarmente sezionabile, al fine di poter effettuare verifiche di funzionamento e manutenzioni senza dover porre fuori servizio l'intero generatore fotovoltaico.

Nella scelta dei dispositivi di sezionamento (par. 7.1), occorre tenere conto che l'apertura del dispositivo non esclude il mantenimento della tensione lato c.c.

Il progettista, in caso di più stringhe in parallelo, dovrebbe valutare l'opportunità di inserire su ciascuna stringa un dispositivo di protezione contro le sovracorrenti o le correnti inverse, al fine di evitare che, in seguito a ombreggiamento o guasti, una stringa divenga passiva, cioè assorba e dissipi la potenza elettrica generata dalle altre stringhe connesse in parallelo. In questo modo si eviterebbero delle perdite di potenza ed eventuali danni ai moduli della stringa divenuta passiva.

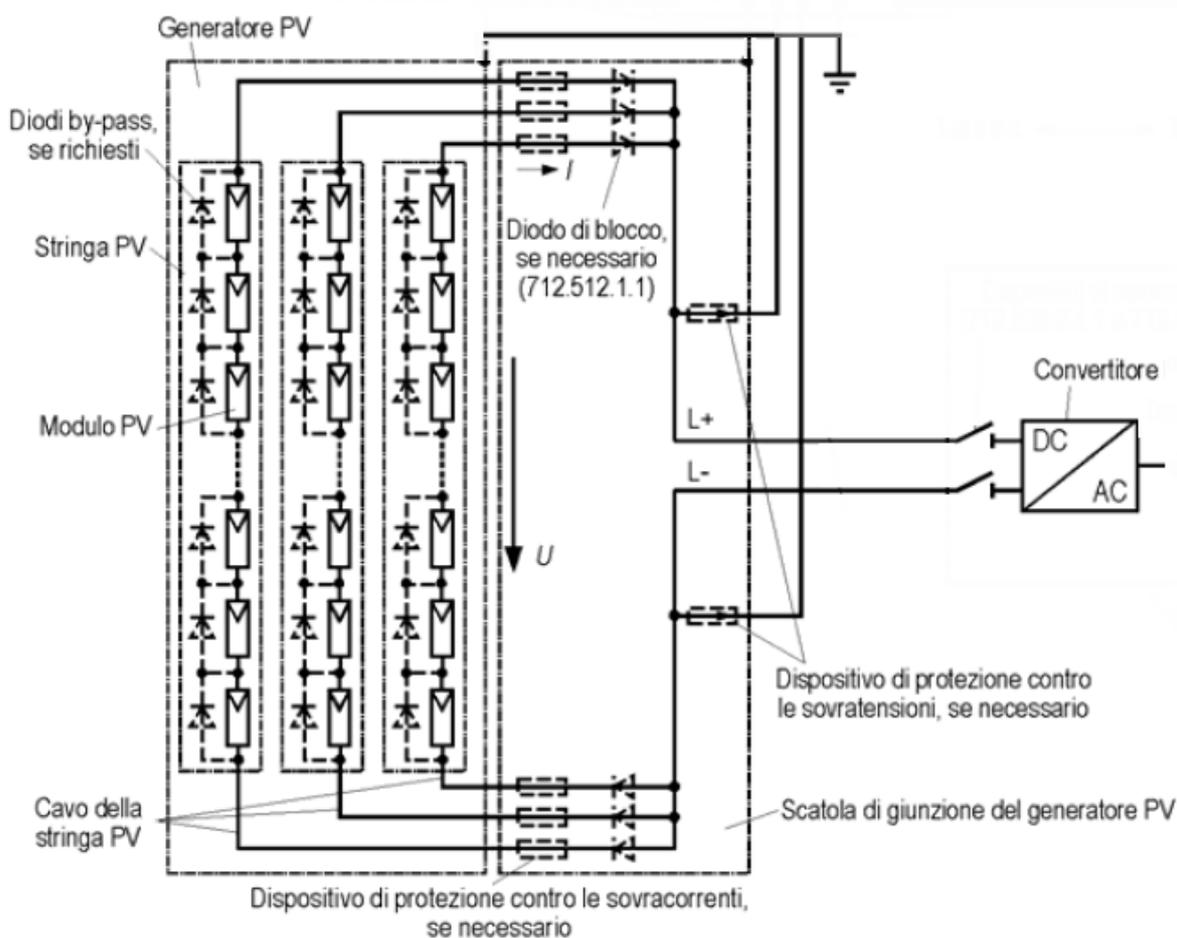


Figura 4.2 - Schema di collegamento dei moduli e delle stringhe di un generatore fotovoltaico (tratto dalla CEI 64-8/7)

La protezione per sovracorrente può essere ottenuta mediante interruttore con protezione magneto-termica o mediante fusibili.

La protezione per corrente inversa può essere ottenuta mediante diodi di blocco, che possono assolvere indirettamente anche la funzione di protezione per sovracorrente.

Il diodo di blocco in serie a ciascuna stringa, evita il rischio che una stringa possa diventare carico per le altre in parallelo, quando le caratteristiche elettriche differiscono per motivi costruttivi o per ombreggiamenti momentanei o per condizioni termiche.



Ovviamente i diodi introducono una perdita di potenza sistematica per effetto della caduta di tensione sulla loro giunzione. Le perdite sui diodi possono essere ridotte impiegando componenti con giunzione metallo-semiconduttore tipicamente con caduta di 0,4 V (diodi Schottky) contro 0,7 V dei diodi convenzionali, tenendo presente che attualmente non risultano disponibili diodi Schottky con tensioni di tenuta inversa superiore a 1 500 V. In ogni caso la tensione nominale inversa dei diodi deve essere almeno 2 volte la tensione a vuoto a STC della stringa e la corrente diretta pari a 1,25 volte la corrente di corto circuito della stringa a STC.

Può essere valutata anche la possibilità di proteggere mediante un diodo di blocco un gruppo di più stringhe.

In relazione all'esposizione alle sovratensioni indotte di origine atmosferica (vedi par. 9.2), deve essere valutata l'opportunità di dotare ciascuna stringa (o eventualmente la sbarra di parallelo) di dispositivi di protezione contro le sovratensioni.(scaricatori e/o limitatori di tensione). Tali dispositivi devono essere adatti a circuiti in c.c. (meglio se con segnalatore di intervento) e, se necessario, protetti da fusibile al fine di evitare che il loro innesco permanente possa determinare incendi. Per la scelta di questi dispositivi occorre tener presente che la tensione nominale deve essere almeno eguale alla tensione massima del sistema e la loro tensione residua deve essere coordinata con i livelli di tenuta ad impulso dei moduli fotovoltaici o comunque dei componenti che si vogliono proteggere.

Per limitare le sovratensioni indotte di origine atmosferica, si raccomanda infine di realizzare, quando possibile, il cablaggio dei moduli che compongono ciascuna stringa di moduli, realizzando due anelli nei quali la corrente circoli in senso opposto. In questo modo, si realizzeranno due spire nelle quali le sovratensioni indotte si compenseranno almeno parzialmente, riducendo quindi il valore della sovratensione risultante ai terminali della stringa (vedi Figura 4.3). Nel caso in cui non sia possibile provvedere alla creazione di due anelli ad induzione invertita, si raccomanda un percorso di cablaggio delle stringhe tale da minimizzare l'area della spira equivalente creata dal circuito delle celle e dei collegamenti tra i moduli fotovoltaici.

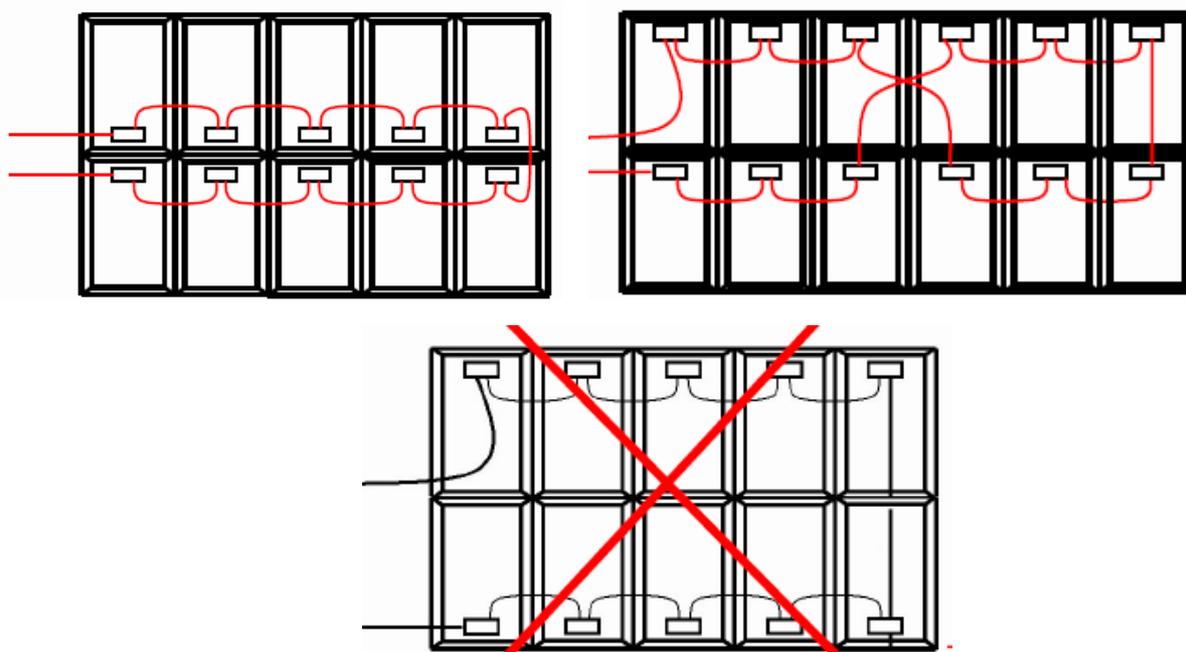


Figura 4.3 - Percorso del cablaggio dei moduli che compongono ciascuna stringa del generatore fotovoltaico

4.5 Il dimensionamento meccanico

4.5.1 Le strutture di sostegno

Per struttura di sostegno di un generatore fotovoltaico si intende un sistema costituito dall'assemblaggio di profili, generalmente metallici, in grado di sostenere e ancorare al suolo o a una struttura edile un insieme di moduli fotovoltaici, nonché di ottimizzare l'esposizione di quest'ultimi nei confronti della radiazione solare.

In generale occorre distinguere tra:

- struttura a cavalletto: poggiata a terra o su solaio piano, fissata a fondazioni, travi o zavorrata,;
- struttura per l'integrazione o il retrofit fissata su tetti, facciate, pensiline, padiglioni, ecc;
- struttura per inseguimento solare.

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 e pubblicate sulla Gazzetta ufficiale n° 29 del 4/2/2008 - Suppl. Ordinario n. 30, nonché tenendo conto delle indicazioni più specifiche contenute nei documenti riportati nell'Allegato B.



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

4.5.3 Analisi dei carichi

Le strutture di sostegno devono essere calcolate per resistere alle seguenti sollecitazioni di carico:

- carichi permanenti
 - peso strutture: dipende dalle dimensioni e dai materiali costituenti i profilati e la bulloneria;
 - peso zavorre: dipende dalle dimensioni e dal materiale;
 - peso moduli: viene generalmente fornito dal costruttore;
- sovraccarichi
 - carico da neve: è uniformemente distribuito, agisce in direzione verticale ed è riferito alla proiezione orizzontale della superficie del generatore fotovoltaico; dipende dal valore di riferimento del carico di neve al suolo (funzione della zona e dell'altitudine), dal coefficiente di forma (tiene conto del tipo di struttura: a una o più falde, cilindrica, con discontinuità di quota, con elementi piani verticali, con possibilità di accumulo neve alle estremità sporgenti);
 - spinta del vento: il vento, la cui direzione si considera di regola orizzontale, esercita sulle strutture usuali forze che sono convenzionalmente ricondotte ad azioni statiche equivalenti che si traducono in pressioni o depressioni agenti normalmente alle superfici degli elementi che compongono la struttura;

viene trascurata l'azione tangente del vento, in considerazione del basso coefficiente di attrito delle superfici in questione;

tali pressioni dipendono dalla pressione cinetica di riferimento (funzione della zona e dell'altitudine), dal coefficiente di esposizione (dipende dall'altezza della struttura dal suolo, dalla rugosità e topografia del terreno, dall'esposizione del sito), dal coefficiente di forma (tiene conto del tipo di struttura: piana, a falde inclinate o curve, a copertura multipla, tettoia, pensilina isolata) e dal coefficiente dinamico (dipende dalla forma e dalle dimensioni della struttura);
 - variazioni termiche: lo scarto di temperatura rispetto a quella iniziale di riferimento;

per le strutture in acciaio esposte deve essere previsto +25°C; in prima approssimazione le variazioni termiche possono essere trascurate;
 - gli effetti sismici sulla struttura vanno valutati mediante analisi statica e le risultanti delle forze orizzontali e verticali devono essere distribuite sulla struttura proporzionalmente alle singole masse presenti; tali risultanti dipendono dai coefficienti di sismicità e di protezione sismica, dal coefficiente di risposta e dalle masse strutturali; generalmente il carico del vento risulta dimensionante rispetto a quello da sisma.
- Verifiche

Le verifiche delle strutture di sostegno di impianti fotovoltaici vanno effettuate combinando le precedenti condizioni di carico nel modo più sfavorevole al fine di ottenere le sollecitazioni più gravose per la struttura e per la superficie su cui viene appoggiata. Tali combinazioni sono sostanzialmente ricondotte a:

 - 1) vento ribaltante + peso moduli, strutture e zavorre;
 - 2) vento stabilizzante + neve + peso moduli, strutture e zavorre.

In particolare, nel caso di strutture a cavalletto, la combinazione 1 sarà utilizzata per effettuare la verifica al ribaltamento della struttura mentre la combinazione 2 verrà presa in considerazione per verificare i vari elementi della struttura e il sovraccarico sulla superficie di appoggio. Il valore del coefficiente di sicurezza per la verifica al ribaltamento della struttura viene solitamente adottato pari a 1,5 (valore pratico conforme alla regola dell'arte) mentre per le verifiche di resistenza le tensioni ammissibili per le condizioni di carico sono da assumersi, in accordo alle norme tecniche, pari a: $1,125 \sigma_{adm}$ e $1,125 \tau_{adm}$.



Nel caso di strutture per l'integrazione o il retrofit, non soggette all'azione del vento ribaltante, sarà sufficiente prendere in considerazione la sola combinazione 2 per verificare i vari elementi della struttura, il sovraccarico sulla superficie di appoggio nonché l'ancoraggio alla struttura edile preesistente.

Per quanto riguarda la verifica degli ancoraggi delle strutture agli elementi portanti dei tetti si può fare riferimento alla "Guida CEI 100-140 per la scelta e l'installazione dei sostegni d'antenna per la ricezione televisiva", giacché le antenne hanno problematiche simili nel calcolo della resistenza alle azioni del vento e della neve.

Tali verifiche devono essere sempre fatte 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.

Si ricorda che i moduli fotovoltaici sono dimensionati per sopportare carichi di vento, di neve e di grandine ed i valori ammissibili sono quelli indicati nelle Norme CEI EN 61215 o 61646 e nelle più recenti CEI EN 61730-1 e CEI EN 61730-2 citate nel paragrafo 4.1.

5 I gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata

5.1 Caratteristiche generali dell'inverter

Il gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (costituito da uno o più inverter), agendo come generatore di corrente, attua il condizionamento e il controllo della potenza trasferita. Gli inverter utilizzati negli impianti fotovoltaici oggetto della presente Guida sono idonei al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. In particolare gli inverter devono essere rispondenti alle Norme armonizzate alla Direttiva EMC (2004/108/CE) e alla Direttiva Bassa Tensione (2006/95/CE). I valori della tensione e della corrente di ingresso di queste apparecchiature devono essere compatibili con quelli del campo fotovoltaico a cui sono connessi, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita devono essere compatibili con quelli della rete del distributore alla quale sono connessi. Il gruppo di conversione è basato su inverter a commutazione forzata (con tecnica PWM) ed è in grado di operare in modo completamente automatico, inseguendo il punto di massima potenza (MPPT) del campo fotovoltaico.

Tra i dati di targa, onde consentire il dimensionamento dell'impianto e la scelta dell'inverter più appropriato all'applicazione, dovrebbero figurare:

- lato generatore fotovoltaico
 - potenza nominale e potenza massima in c.c.
 - corrente nominale e corrente massima in c.c.
 - tensione nominale e massima tensione ammessa in c.c
 - campo di variazione della tensione di MPPT in funzionamento normale
- lato rete c.a.
 - potenza nominale in c.a. e potenza massima erogabile continuativamente dal gruppo di conversione, nonché il campo di temperatura ambiente alla quale tale potenza può essere erogata
 - corrente nominale erogata in c.a.
 - corrente massima erogata in c.a. (questo dato consente di determinare il "contributo dell'impianto alla corrente di corto-circuito")



- Distorsione e fattore di potenza (“qualità dell’energia immessa in rete”)
- Efficienza di picco e condizioni di ingresso/uscita a cui si ottiene la massima efficienza di conversione
- Efficienza a carico parziale (al 5%, 10%, 20%, 30%, 50%) e al 100% della potenza nominale del gruppo di conversione, così come per il cosiddetto “rendimento europeo”¹⁾ (in alternativa, potrà essere fornito il diagramma di efficienza).

L’inverter deve essere progettato in modo da evitare, così come nei quadri elettrici, che la condensa si formi nell’involucro IP65; questo in genere è garantito da una corretta progettazione delle distanze fra le schede elettroniche.

Un’ulteriore nota riguarda le possibili interferenze prodotte dagli inverter. Gli inverter per fotovoltaico sono realizzati con dispositivi a semiconduttore che commutano (si accendono e si spengono) ad alta frequenza (fino a 20kHz); durante queste commutazioni si generano dei transitori veloci di tensione che possono propagarsi ai circuiti elettrici ed alle apparecchiature vicine dando luogo ad interferenze. Le interferenze possono essere condotte (trasmesse dai collegamenti elettrici) o irradiate (trasmesse come onde elettromagnetiche).

Gli inverter devono essere dotati di marcatura CE, ciò vuol dire che si presume che rispettino le norme che limitano queste interferenze ai valori prescritti, senza necessariamente annullarle. Inoltre le verifiche di laboratorio sono eseguite in condizioni standard che non sono necessariamente ripetute sui luoghi di installazione, dove peraltro possono essere presenti dispositivi particolarmente sensibili. Quindi, per ridurre al minimo le interferenze è bene evitare di installare l’inverter vicino ad apparecchi sensibili (es. in una installazione in sottotetto tenerlo lontano dalla centralina mixer TV) e seguire le prescrizioni del costruttore, ponendo attenzione alla messa a terra dell’inverter e collegandolo il più a monte possibile nell’impianto dell’utente utilizzando cavidotti separati (sia per l’ingresso dal campo fotovoltaico che per l’uscita in c.a.).

Nel caso in cui l’inverter sia senza trasformatore, ai fini della protezione contro i contatti indiretti nel lato corrente continua si applica quanto prescritto dalla CEI 64-8/7 712.413.1.1.1.2, come illustrato nel successivo par. 9.1.2.

Nel caso di connessione di impianti FV alla rete BT, gli inverter devono avere una separazione metallica tra parte in corrente continua (anche se interna all’inverter) e parte in alternata, anche al fine di non iniettare correnti continue nella rete elettrica (CEI 11-20), come è illustrato nel successivo par. 10. Se la potenza complessiva di produzione non supera i 20 kW, tale separazione metallica può essere sostituita da una protezione che intervenga per valori di componente continua complessiva superiori allo 0,5% del valore efficace della componente fondamentale complessiva dei convertitori (CEI 11-20; V1).

5.2 Campo di funzionamento in ingresso e in uscita

Una volta individuata la tipologia di connessione alla rete (BT o MT, monofase o trifase, vedi par.10), occorre valutare i valori nominali di tensione e frequenza in ingresso e in uscita dell’inverter.

La tensione in ingresso deve tenere conto della tensione delle stringhe fotovoltaiche (Figura 5.1).

Per la tensione in uscita occorre, invece, tenere conto che i valori di tensione e frequenza devono essere compresi nel campo di funzionamento indicato sulla targhetta dell’inverter; per la rete dei distributori nazionali sono usualmente 230 V 50Hz (400 V in trifase)²⁾.

1) Il rendimento europeo si determina in base alle efficienze a carico parziale dell’inverter secondo la formula:

$$\eta_{EURO} = 0,03 \times \eta_{5\%} + 0,06 \times \eta_{10\%} + 0,13 \times \eta_{20\%} + 0,10 \times \eta_{30\%} + 0,48 \times \eta_{50\%} + 0,20 \times \eta_{100\%}$$

2) Si noti che entro l’anno 2008 la tensione unificata a livello europeo dovrebbe iniziare ad essere 230/400 V con tolleranza + 6% e - 10%. In Italia ciò non sarà possibile fintanto che la Legge n. 105 del 8 marzo 1949, che stabilisce 220/380 Vca, non sarà stata abrogata.



La frequenza della rete dei distributori nazionali è molto stabile, tant'è che le protezioni di frequenza sono tarate per intervenire con deviazioni di $\pm 0,3$ Hz. Esistono, però, situazioni particolari, tipicamente reti di distributori che localmente sono alimentate da gruppi elettrogeni, dove i parametri di rete sono caratterizzati da un minore grado di stabilità: in questo caso deve essere possibile intervenire (in accordo con il proprietario della rete) sui parametri della protezione di interfaccia allargandone la finestra di insensibilità (ad esempio a ± 1 Hz) peraltro senza che questa operazione pregiudichi il funzionamento dell'inverter.

Per quanto riguarda la tensione in ingresso occorre tenere conto che sia che si configuri il campo fotovoltaico adattandolo al modello di inverter preferito o che si debba scegliere l'inverter idoneo alla configurazione delle stringhe adottata, vanno valutate attentamente le condizioni estreme di funzionamento per avere un funzionamento sicuro e produttivo dell'inverter.

Per ogni modello di inverter è definita la massima tensione continua applicabile in ingresso. La tensione a vuoto del campo fotovoltaico, stimata alla minima temperatura di funzionamento prevista, deve, quindi, essere inferiore a tale valore di tensione. Su alcuni modelli d'inverter, lo stadio d'ingresso è costituito da un banco di condensatori, quindi l'inserzione sul campo fotovoltaico causa un breve spunto di corrente, pari alla corrente di cortocircuito del campo/sottocampo fotovoltaico collegato ai morsetti (somma delle correnti di cortocircuito delle stringhe collegate), che non deve fare intervenire eventuali protezioni interne.

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 basse insolazioni (alba e tramonto).

Al crescere della temperatura della cella fotovoltaica, la tensione di massima potenza del campo si abbassa. Pertanto, nella scelta dell'inverter, occorre stimare la tensione del campo alla temperatura massima della cella e verificare che sia maggiore della tensione minima di funzionamento dell'inverter in MPPT.

Alcuni inverter adottano un valore minimo di funzionamento della tensione c.c. in ingresso, variabile dinamicamente con l'ampiezza della tensione della rete del distributore: al crescere della tensione della rete del distributore viene elevato il limite inferiore di funzionamento. In questo caso occorre valutare la tensione della rete del distributore normalmente presente nel punto di consegna (tenendo conto dell'ulteriore aumento di tensione indotto dall'inverter in erogazione) ed il suo effetto sul funzionamento c.c. dell'inverter per evitare che un dimensionamento eseguito sui soli valori nominali porti il generatore fotovoltaico a lavorare al di fuori delle condizioni di massima potenza pregiudicando l'efficienza complessiva. È consigliabile comunque riferirsi sempre al Manuale d'uso del prodotto o contattare il Costruttore/Rivenditore. Il diagramma in Figura 5.1 illustra sinteticamente i concetti precedenti.

Al fine di valutare la resa energetica del gruppo di conversione, in Figura 5.2 sono presentate tipiche curve di rendimento di inverter, normalizzate rispetto alla potenza nominale di uscita.

Da tale Figura si evince che il rendimento massimo si ottiene tra il 40% e l'80% della potenza nominale dell'inverter, corrispondente al livello di potenza al quale l'inverter lavora per la maggior parte del periodo di funzionamento.

Il rendimento massimo η_{max} è indicato nei fogli tecnici illustrativi che il costruttore fornisce a corredo dell'inverter.

È bene notare che il rendimento massimo di un inverter non è un parametro del tutto esauriente ai fini del suo dimensionamento e per poter effettuare un confronto tra i vari prodotti esistenti sul mercato, in quanto gli inverter per la maggior parte del tempo di esercizio lavorano in condizioni di carico parziale.



Un parametro che tiene conto di questo aspetto è il **rendimento europeo** (par. 5.1), il quale ponderando i diversi regimi a carico parziale in base alla percentuale temporale riferita al periodo di funzionamento dell'inverter, permette, in pratica, di confrontare i diversi prodotti in base alla radiazione solare specifica del territorio e alla resa dell'inverter nelle condizioni reali di esercizio. Tuttavia, questo parametro non è univocamente riconosciuto valido, giacché sembra tarato su latitudini più elevate di quelle italiane: hanno infatti un peso più elevato i rendimenti a carico medio basso (80 % per $P \leq 50\% \cdot P_n$ e 20% per $P = P_n$) e non si tiene conto del rendimento a circa 70-80% del carico, che si presenta con maggiore frequenza alle nostre latitudini.

Un altro parametro per valutare la qualità dell'inverter è il **Rendimento minimo garantito**, dato dal rapporto fra la potenza P_{ca} in uscita e la potenza P_{cc} in ingresso dell'inverter, con $P_{ca} > 30\%$ della potenza nominale in uscita.

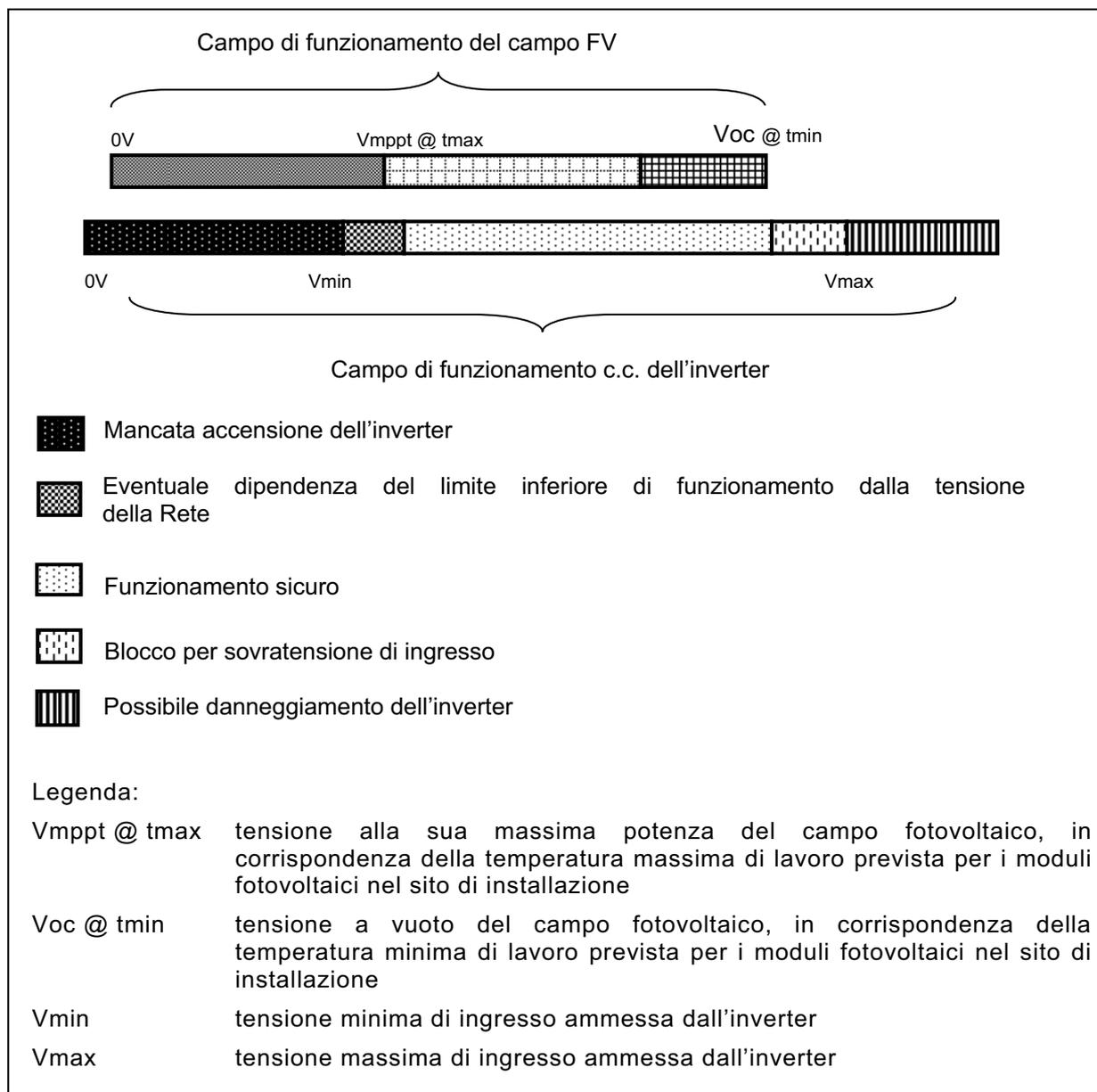


Figura 5.1 - Diagramma di accoppiamento fra campo fotovoltaico e inverter

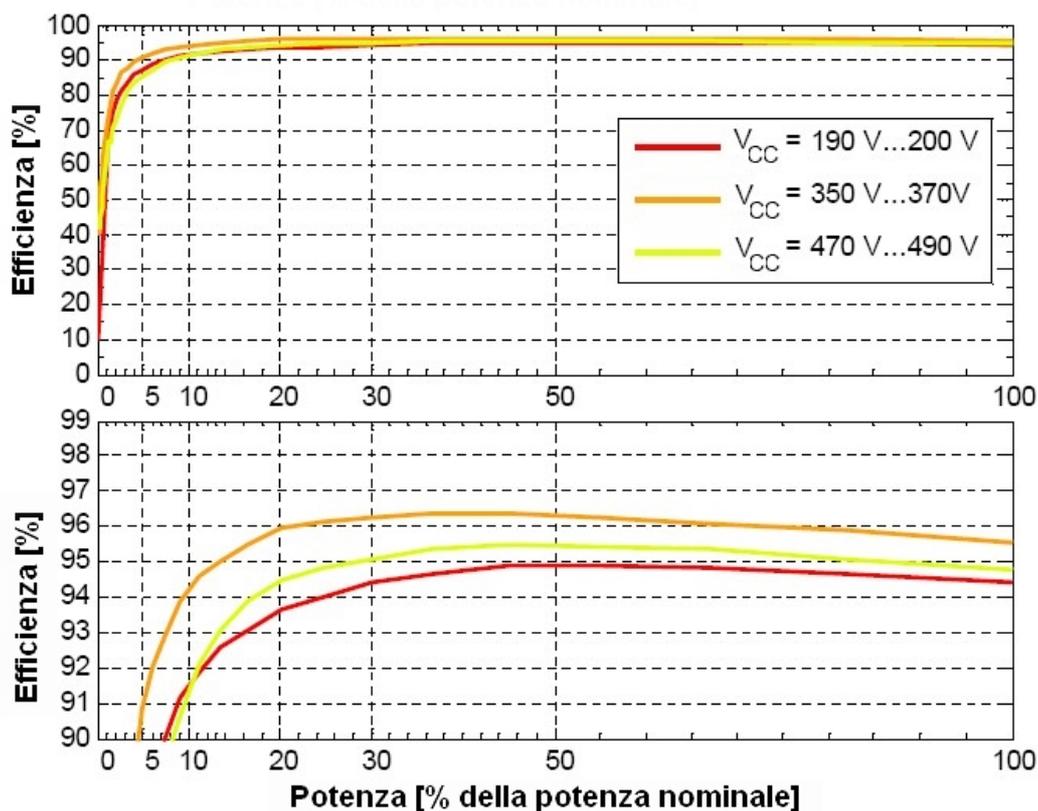


Figura 5.2 - Tipiche curve di rendimento di inverter (0 – 100% di efficienza) e dettagli tra 90% e 100%

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 inferiori ai 6 kW si può adottare la connessione monofase.

Qualora sia adottata la connessione trifase, questa può essere ottenuta utilizzando inverter con uscita trifase oppure inverter monofasi in configurazione trifase (tipicamente connessi tra una fase di rete ed il neutro).

Nel caso di utilizzo di più inverter monofasi in configurazione trifase, è opportuno che essi siano distribuiti equamente sulle tre fasi della rete del distributore in modo da minimizzare lo squilibrio nelle potenze erogate, che secondo la norma CEI 11-20 V1, deve essere contenuto entro i 6 kW. E' utile che tale squilibrio sia verificato in qualsiasi condizione di esercizio dell'impianto (arresto di alcuni inverter, carichi squilibrati, guasti, differenti orientamenti, ecc.). A questo fine, possono essere previsti opportuni sistemi di controllo dell'impianto.

In questo caso, deve essere previsto un organo di interfaccia, unico per l'intero impianto, asservito ad un'unica protezione di interfaccia o alle protezioni di interfaccia integrate negli inverter, quando presenti¹⁾. Per potenze fino a 20 kW, la funzione può essere svolta da dispositivi di interfaccia distinti fino ad un massimo di tre (CEI 11-20; V1).

1) Si ricorda che la protezione di interfaccia, sia interna che esterna all'inverter, va documentata dall'esito di prove di tipo, eseguite presso un laboratorio accreditato, secondo le indicazioni della società di distribuzione.



In funzione della configurazione dell'impianto fotovoltaico, nella fase di dimensionamento è opportuno scegliere i componenti più adeguati alle condizioni locali (potenza complessiva, eventuali differenti orientazioni di parti del generatore e ombreggiamenti parziali sui moduli, ecc...). In questa fase assume importanza la scelta del tipo di inverter: in particolare va definito se ripartire la potenza del generatore fotovoltaico su più inverter (**gruppo di conversione multi-inverter**) o se utilizzare un unico inverter (**gruppo di conversione ad inverter centralizzato**). Ciascuna soluzione presenta vantaggi e svantaggi, che vanno analizzati opportunamente dal progettista, giacché non esiste a priori una tipologia più adatta delle altre.

Tipicamente gli inverter di taglia elevata hanno costi per unità di potenza inferiori agli inverter di taglia più bassa, anche in considerazione del fatto che è più semplice ottenere efficienze elevate in macchine di potenza elevata. Per contro gli inverter di piccola potenza sono generalmente adatti per l'installazione in esterno e permettono la semplificazione dei cablaggi in corrente continua eliminando la necessità dei quadri di parallelo stringhe, in prossimità dei moduli fotovoltaici.

Considerando gli aspetti relativi al monitoraggio dell'impianto, l'inverter centralizzato semplifica lo stesso rinunciando però al controllo dell'efficienza delle singole stringhe che risulta invece possibile con la soluzione dell'inverter di stringa, anche se ultimamente anche i costruttori di inverter centralizzati propongono sistemi integrati od opzionali per svolgere tale compito.

In termini di affidabilità dell'intero impianto di produzione, se da un lato la probabilità di guasto nei sistemi di conversione multi-inverter potrebbe essere superiore essendo maggiore il numero di componenti presenti, dall'altro il fermo di un inverter centralizzato causa la totale perdita di produzione dell'impianto.

5.4 Scelta dell' inverter e della sua installazione

La scelta del modello di inverter e della sua taglia, va effettuata in base alla potenza nominale fotovoltaica ad esso collegata. Si può stimare la taglia dell' inverter, scegliendo tra 0,80 e 0,90 il rapporto tra la potenza attiva erogata nella rete del distributore e la potenza nominale del generatore fotovoltaico; questo rapporto tiene conto della diminuzione di potenza dei moduli fotovoltaici nelle reali condizioni operative (temperatura di lavoro, sporcizia accumulata sul vetro anteriore, cadute di tensione sulle connessioni elettriche, ..) e del rendimento degli inverter. Tale rapporto è però fortemente dipendente dalle condizioni d'installazione dei moduli (latitudine, inclinazione, temperatura ambiente, ecc) che possono far variare consistentemente la potenza generata. Per questo motivo, l'inverter è provvisto di una limitazione automatica della potenza erogata, che consente di avviare a situazioni dove la potenza generata diventa maggiore di quella normalmente prevista.

Dopo aver scelto il modello d'inverter, occorre porre attenzione all'ambiente d'installazione. La prima scelta da effettuare è il luogo d'installazione; questo può essere in interno o in esterno, a secondo del grado di protezione dell'inverter e delle indicazioni fornite dal costruttore.

È bene tuttavia, anche per inverter classificati da esterno, evitare l'esposizione diretta alla luce del sole per evitare inutili riscaldamenti prodotti dall'energia solare incidente.

Dopo avere assicurato all'inverter un ambiente idoneo al suo grado di protezione, occorre garantire adeguate temperature e ventilazioni in quanto sono cruciali per le prestazioni dell'inverter: ogni inverter è caratterizzato da un campo di temperature ambiente all'interno del quale può operare con sicurezza e da una temperatura di riferimento alla quale è definita la potenza nominale. La temperatura di riferimento può non coincidere col campo delle temperature di funzionamento. Allontanandosi dalla temperatura di riferimento, l'inverter può limitare la potenza erogata al fine di mantenere sotto controllo la temperatura dei semiconduttori e salvaguardarne l'integrità; un riscaldamento eccessivo può portare al blocco dell'inverter per sovratemperatura. Occorre quindi un'attenta valutazione della temperatura ambiente che si stabilirà in prossimità dell'inverter per capire se nei momenti di maggiore produzione, che coincideranno coi momenti più caldi della giornata, l'inverter sarà in grado di immettere in rete la massima potenza disponibile, o sarà costretto a limitare la potenza erogata.



Dalla documentazione tecnica fornita dal costruttore, si può ricavare la massima temperatura alla quale può essere erogata la potenza estratta dal campo fotovoltaico e se questa è inferiore alla temperatura prevista, occorre installare l'inverter in un luogo diverso o migliorare la ventilazione del locale.

La ventilazione dell'inverter è estremamente importante al fine di garantirne le sue prestazioni. Il problema è particolarmente rilevante per installazioni in interno. Gli inverter, specie se a raffreddamento naturale (senza ventilatori), richiedono adeguate distanze di rispetto (spazi che devono essere lasciati liberi attorno all'inverter per permettere la circolazione dell'aria di raffreddamento), che sono indicate nei manuali a corredo.

La dissipazione termica in un quadro elettrico contenente l'inverter

Se l'inverter è racchiuso in un quadro elettrico, ne va valutata la dissipazione termica P_d , mediante la seguente formula:

$$P_d = P_{nom} * \frac{(1 - \eta_{100})}{\eta_{100}}$$

La potenza dissipata P_d , che tiene conto dell'efficienza dell'inverter η_{100} alla potenza nominale P_{nom} , va sommata alle altre dissipazioni eventualmente presenti, al fine di determinare la potenza che il quadro deve dissipare verso l'ambiente esterno.

Ogni quadro elettrico ha una resistenza termica R_{TH} inversamente proporzionale alla sua superficie esterna; il salto termico fra ambiente interno ed ambiente esterno è pertanto:

$$\Delta T = R_{TH} * P_d$$

La temperatura finale interna al quadro elettrico è, quindi:

$$T_{quadro} = T_{amb} + \Delta T$$

Se T_{quadro} risulta maggiore della temperatura massima di funzionamento per l'inverter, occorre ridurre il salto termico con l'ausilio di ventilatori per l'asportazione di aria calda dall'interno del quadro. In questo caso, la portata dei ventilatori da installare si determina come:

$$Q = \frac{P_d K_1 K_2}{\rho C_p \Delta T}$$

dove:

Q portata del ventilatore [m^3/h]

P_d potenza dissipata [W]

ρ densità dell'aria (1,293 kg/m^3 @ $T=0^\circ C$, $h = 0$ m s.l.m.)

C_p calore specifico dell'aria (1004 Ws/kgK @ $T = 0^\circ C$, $h = 0$ m s.l.m.)

K_1 fattore che dipende dalla temperatura ambiente (1 @ $T = 0^\circ C$, 1,128 @ $T = 35^\circ C$)

K_2 fattore che dipende dall'altezza sul livello del mare (1 @ 0 m s.l.m., 1,13 @ 1000 m s.l.m.)

ΔT differenza di temperatura tra interno ed esterno quadro.

Oppure più semplicemente:

$$Q = 3,5 \frac{P_d}{\Delta T}$$

Per migliorare l'efficienza energetica del sistema, i ventilatori del quadro elettrico possono essere termostatati (ovvero l'aspirazione viene avviata tramite termostati solo quando la temperatura interna supera i $35^\circ C + 40^\circ C$ o quando si possa formare condensa).



6 I cavi

La connessione elettrica fra i moduli fotovoltaici avviene tramite cavi terminati all'interno delle cassette di terminazione dei moduli, oppure con connettori rapidi stagni collegati con altri già assemblati in fabbrica sulle cassette.

I cavi in genere sono scelti in modo che la loro tensione nominale sia compatibile con quella massima del sistema elettrico nel quale sono inseriti. Nei circuiti in c.c. degli impianti fotovoltaici occorre tenere conto che la tensione massima dipende dal valore della tensione a vuoto del generatore alla minima temperatura di lavoro dei moduli prevista nel sito di installazione.

Normalmente, vengono utilizzati per la connessione dei moduli fotovoltaici i cavi in classe d'isolamento II. E' possibile anche ricorrere all'uso di cavi in classe d'isolamento I posati con modalità equivalente alla classe d'isolamento II; occorre però accertarsi che queste caratteristiche non vengano meno nel tempo a causa di eventuali infiltrazioni d'umidità.

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).

E' buona norma che la sezione dei cavi di collegamento tra i moduli sia scelta in modo da non superare una densità di corrente di 1 A/mm^2 .

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 nella Norma 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 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 $I_{SC\ STC}$ in qualsiasi punto. (CEI 64-8/7 712.433.1).

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. (CEI 64-8/7, 712.433.2)

NOTA Le prescrizioni contenute nella CEI 64-8/7, 712.433.1 e nella CEI 64-8/7, 712.433.2 si applicano solo per la protezione dei cavi. Per la protezione dei moduli FV vedere anche le istruzioni dei relativi costruttori.



6.2 Protezione contro le correnti di corto circuito 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 coincide con la corrente $I_{SC\ STC}$ che, come sopra detto, causa solo un lieve sovraccarico ai circuiti e ai componenti.

La mancanza di una corrente di cto.cto. 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.

7 Gli organi di manovra

Per ragioni funzionali e di sicurezza, i circuiti elettrici sono dotati di dispositivi di manovra ed interruzione per:

- sezionamento, per poter eseguire lavori elettrici;
- interruzione, per poter eseguire lavori non elettrici, su apparecchiature;
- interruzione di emergenza, di fronte al rischio di un pericolo imminente;
- comando funzionale, per aprire o chiudere il circuito per motivi funzionali.

7.1 Sezionamento

Solitamente, ogni impianto elettrico è munito di un sezionatore che permette di separarlo da qualsiasi possibile alimentazione per motivi legati alla sua conduzione, al suo esercizio ed alla sua manutenzione.

Negli impianti fotovoltaici, invece, il generatore fotovoltaico genera tensione non appena su esso incide l'irraggiamento solare, anche nella fase di costruzione e, quindi, se non vi è altro modo di intervenire, potrebbe essere necessario eseguire un lavoro elettrico sotto tensione.

Pertanto, per poter eseguire lavori di tipo elettrico, ma anche non elettrico, sugli impianti fotovoltaici, si deve far riferimento alla Norma CEI 11-27 che riporta le prescrizioni riguardanti sia i profili professionali delle persone coinvolte in lavori sotto tensione, sia l'operatività necessaria per poter operare in sicurezza. La Norma succitata, tra l'altro, rappresenta un buon veicolo per raggiungere la completa comprensione dell'utilità dei sezionatori presenti negli impianti elettrici di qualsiasi livello di tensione.

In particolare per eseguire lavori sugli inverter o su scatole o armadi di connessione è necessario sezionare a monte e a valle perché sul lato c.c. si è quasi sempre in presenza di una doppia alimentazione.

Il sezionamento nel caso di impianti fino a 1 000 V si può considerare efficace quando è realizzato per mezzo di:

- sezionatori;
- apparecchi di interruzione idonei (che possiedono i requisiti specificati nella Norma CEI 64-8/5), previa disinserzione di eventuali organi di comando a distanza;
- prese a spina;
- cartucce per fusibili;
- barrette.

Nel caso non sia installato uno dei dispositivi suddetti, il sezionamento può essere effettuato mediante sconnessione fisica dei conduttori dal punto di alimentazione ed adeguato isolamento o allontanamento delle loro estremità, ad esempio con connettori ad innesto rapido, purché tale operazione sia effettuabile a vuoto. Non sono comunque accettabili, quali dispositivi di sezionamento, i morsetti e i dispositivi statici di interruzione (a semiconduttori).

Tuttavia, per evitare rischi per gli operatori e per gli impianti conseguenti a manovre errate (apertura del sezionatore sottocarico), si raccomanda di utilizzare sezionatori in grado di aprire il circuito in cui sono inseriti, alla corrente nominale e alla tensione massima di esercizio, utilizzando interruttori di manovra-sezionatori (IMS).



Per impianti fotovoltaici con un numero limitato di inverter di piccola taglia (tipicamente, da 1 a 5 inverter di potenza inferiore a 3 kW ciascuno), il sezionatore lato c.c. può anche essere costituito da un sezionatore semplice purché la sua apertura sia vincolata con appositi interblocchi all'apertura prioritaria dell'interruttore lato c.a.

Sezionamento del conduttore neutro

Per gli impianti a tensione uguale o inferiore a 1 000 V, riguardo al sezionamento del conduttore di neutro, va tenuto presente che:

- nei sistemi TN-C il conduttore PEN non deve essere mai sezionato;
- nei sistemi TN-S non è richiesto il sezionamento del neutro, salvo nei circuiti a due conduttori fase-neutro, quando tali circuiti abbiano a monte un dispositivo di interruzione unipolare sul neutro, per esempio un fusibile;
- nei sistemi utilizzatori TT e IT il conduttore di neutro deve essere sempre sezionato.

7.2 Comando di emergenza

I dispositivi di arresto di emergenza devono essere per numero, forma e dislocazione rapidamente accessibili ed azionabili dall'operatore con una sola manovra da posizione sicura (ad esempio pulsante a fungo con ritenuta, posizionato sul quadro elettrico principale).

Il dispositivo di arresto di emergenza deve essere onnipolare.

Una volta azionato, il dispositivo di arresto di emergenza deve rimanere nella posizione di aperto senza richiedere, per ovvie ragioni, l'azione continua dell'operatore.

Il ripristino nella posizione di riposo del dispositivo d'emergenza, inserito sul circuito di comando della macchina e sul circuito di comando a distanza dell'organo d'interruzione, non deve determinare da solo la richiusura del circuito di potenza.

In impianti fotovoltaici, il dispositivo di emergenza dovrebbe comandare almeno l'apertura del circuito di ingresso e di quello di uscita dell'inverter.

7.3 Comando funzionale

Il comando funzionale non deve essere necessariamente onnipolare; nei circuiti monofasi è spesso unipolare.

Nei circuiti fase neutro, l'interruttore unipolare va inserito sul conduttore di fase e non sul conduttore di neutro.

Nei circuiti fase-fase si può usare il comando funzionale bipolare, ma è consentita anche la doppia interruzione unipolare.

7.4 L'interruttore generale

Un cenno particolare merita l'interruttore generale. Esso è un interruttore onnipolare posto fra la rete del distributore e l'impianto utilizzatore in bassa tensione. La sua funzione può essere molteplice, ma potendo svolgere la funzione di sezionamento, può servire per il comando d'emergenza, a patto che risponda ai requisiti di tale dispositivo.

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

I dispositivi manovra ed interruzione in corrente alternata adottano come riferimento le Norme CEI EN 60947-4-1 (dispositivi industriali) e CEI EN 60898-1 (dispositivi per uso domestico e similare).

Per i dispositivi in corrente continua si può, invece, fare riferimento alle CEI EN 50123.

Per la scelta degli interruttori ed i sezionatori per c.c. si può fare riferimento anche alle Norme CEI EN 60947-2 e 3.



Per la scelta dei fusibili si può fare riferimento alla Guida CEI 32-18.

Si precisa al riguardo che, in bassa tensione, i dispositivi in corrente alternata possono essere usati anche sulla corrente continua a patto che il costruttore indichi separatamente e specificatamente i dati di targa per i due modi di funzionamento.

La Norma CEI EN 60947-3 (11-17) con le sue varianti 3/A1 e 3/A2 “ 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.

Gli interruttori di manovra sono classificati in base alla categoria di utilizzo ovvero al tipo di carico che devono interrompere (resistivo-induttivo) e alla frequenza di manovra: la categoria DC21A o meglio DC21B è quella minima adottabile per le necessità dei generatori fotovoltaici per tutte le operazioni di sezionamento sotto carico. Il progettista deve sempre comunque verificare col Costruttore l' idoneità dell'apparecchio prescelto precisandone la portata in corrente alla tensione massima del sistema (lato corrente continua). Le categorie DC20A e DC20B indicano apparecchi che possono essere manovrati a vuoto e quindi richiedono sempre un altro dispositivo in serie che possa aprire il carico e/o precauzioni particolari per la loro manovra.

8 Gli strumenti di misura

8.1 Misure per indicazione dello stato di un impianto di piccola taglia

Per impianti di piccola taglia (potenza < 20 kW) le misure per l'indicazione dello stato dell'impianto sono generalmente effettuate all'interno dell'inverter e i relativi risultati vengono presentati tramite display dell'inverter.

8.2 Misure per indicazione dello stato di un impianto di media o grande taglia

Nel caso di impianti fotovoltaici di media o grande taglia (potenza > 20 kW), oltre alle indicazioni dello stato dell'impianto fornite dall'inverter, è opportuno che:

- i quadri di campo siano dotati di strumentazione per la misura della tensione e della corrente delle stringhe dei moduli fotovoltaici ad essi collegati; tutti i valori misurati saranno visualizzati dal sistema di supervisione dell'impianto, mentre alcuni (ad es., tensione e corrente complessiva) potranno essere visualizzati localmente;
- la sezione in corrente continua, oltre ad essere dotata di strumenti per l'indicazione della tensione e corrente dell'intero generatore fotovoltaico, sia provvista di un misuratore continuo dell'isolamento (che potrà essere integrato nell'inverter); esso deve essere provvisto di un dispositivo di segnalazione sonora e visiva di basso isolamento e contatto di blocco in presenza di anomalia; inoltre dovrà essere dotato di indicatore a fronte quadro (o visibile attraverso sportello trasparente) con indicazione dell'isolamento su scala graduata in MOhm, con possibilità di taratura della soglia di intervento;
- la sezione in corrente alternata sia provvista di strumenti per l'indicazione della corrente e potenza in uscita dal gruppo di conversione e della tensione di rete del Distributore.

Per una adeguata indicazione dello stato di un impianto di generazione, si fa presente che l'incertezza dell'intera catena di misura, ivi compreso i sensori e/o eventuali condizionatori di segnale, è opportuno che sia inferiore al 2% per i segnali di tensione, corrente e impedenza.

8.3 Misure per monitoraggio standard

E' opportuno che un impianto fotovoltaico o ciascuna sua sezione sia dotato di un sistema di misura dell'energia prodotta (cumulata).

A tal fine, potrebbero essere utilizzate le misure effettuate direttamente dagli inverter. Tuttavia poiché tali misure sono effettuate dagli inverter con il solo scopo di gestire il proprio funzionamento, esse potrebbero essere affette da un'incertezza anche superiore al 5%. Pertanto, il progettista dovrà valutare l'opportunità di utilizzare tali misure.



8.4 Misure per monitoraggio analitico

E' opportuno che l'acquisizione dei dati di funzionamento di un impianto fotovoltaico sia effettuata tramite idonei sistemi di acquisizione dati (SAD), in accordo alla Norma CEI EN 61724. In particolare, per un impianto fotovoltaico collegato alla rete del distributore la norma prevede la misura dei parametri riportati nella Tabella 8.1:

Tabella 8.1 – Grandezze per monitoraggio analitico di un impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore

GRANDEZZE	UNITA' di MISURA
1) Meteorologiche	
Irraggiamento solare sul piano moduli	W/m ²
Temperatura ambiente (all'ombra)	°C
2) Generatore Fotovoltaico	
Temperatura dei moduli	°C
Tensione in uscita (in c.c.)	V
Corrente totale in uscita (in c.c.)	A
3) Uscita Inverter in corrente alternata	
Corrente totale in uscita	A
Potenza attiva in uscita	W
4) Rete elettrica del distributore	
Tensione nodo inverter/rete del distributore.	V
Potenza attiva trifase	W
Energia elettrica immessa in rete	kWh
Energia elettrica prelevata dalla rete	kWh

I segnali devono essere rilevati e messi a disposizione su morsettiera utilizzando la seguente tipologia di sensori/convertitori:

- irraggiamento solare: misurato, in genere, con solarimetro che dovrà essere installato su un piano parallelo al piano dei moduli in posizione centrata rispetto al campo fotovoltaico e tale da evitare ombreggiamenti reciproci;
- temperatura moduli: misurata con sonda termometrica di forma piatta (preferibilmente una sonda a Pt100 misurata con tecnica a 4 fili) incollata sul retro di una cella centrale di un modulo selezionato tra quelli posizionati nella zona centrale del generatore fotovoltaico;
- sonda termometrica: idonea per la misura della temperatura ambiente (all'ombra);
- correnti continue ed alternate misurate tramite convertitori ad inserzione diretta con foro passante, segnali in uscita 0-10 Vcc;
- tensioni continue campo fotovoltaico misurate tramite convertitore di misura ad inserzione diretta con segnale in uscita 0-10 Vcc;
- tensione alternata misurata tramite convertitore di misura ad inserzione diretta con segnale di uscita 0-10 Vcc;
- potenza attiva misurata con convertitore di misura monofase o trifase ad inserzione semindiretta (tramite TA 15/5), con segnale di uscita 0-10 Vcc.

Per un monitoraggio accurato dell'impianto di generazione, è opportuno che l'incertezza dell'intera catena di misura, ivi compreso i sensori e/o eventuali condizionatori di segnale, sia non superiore a:

- 5% per l'irraggiamento solare
- 1°C per la temperatura ambiente e del modulo
- 2% per i segnali di tensione, corrente e potenza.

Le misure di energia elettrica ai fini fiscali e tariffari sono espone nel successivo par. 11.

9 Le protezioni

Gli impianti fotovoltaici devono essere dotati di opportuni sistemi di protezione, alla stregua di qualsiasi sistema elettrico di produzione.

Nel caso particolare di inserimento di un impianto fotovoltaico in una rete elettrica d'utente, già esistente, ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa viene ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente adeguata o protetta.

Si richiama l'attenzione su quanto già precisato nel par. 5.1 (Gruppi di conversione) ricordando che deve essere prevista la separazione metallica tra la parte in corrente continua di ciascun impianto costituente l'impianto fotovoltaico e la Rete; tale separazione può essere sostituita da una protezione sensibile alla corrente continua solo nel caso di impianti con potenza complessiva di produzione non superiore a 20 kW (CEI 11-20; V1), come indicato nel successivo par. 10.

9.1 Le protezioni contro gli shock elettrici

I pericoli per le persone che possono venire in contatto con gli impianti e le apparecchiature elettriche derivano essenzialmente da:

- contatto diretto: è il caso di contatto di parti del corpo con parti attive di un circuito elettrico (ovvero conduttori o parti conduttrici) destinate ad essere in tensione durante il normale servizio;
- contatto indiretto: è il caso di contatto di parti del corpo con masse, cioè con involucri metallici conduttivi normalmente non in tensione ma che possono andare accidentalmente in tensione per cedimento dell'isolamento principale dell'apparecchiatura elettrica.

Il contatto di una parte del corpo con l'isolamento principale in un punto in cui vi è un cedimento è riconducibile al caso del contatto diretto.

Come noto il corpo umano, qualora sia messo in contatto con conduttori in tensione, è sottoposto al passaggio di corrente che può, a seconda delle condizioni di contatto e della configurazione dei circuiti elettrici, superare largamente il valore sopportabile dal corpo stesso provocando lesioni temporanee o permanenti fino ad esiti letali.

L'impianto di terra viene realizzato per diverse finalità correlate alla protezione degli impianti elettrici, sia nell'esercizio normale che perturbato (ad esempio per fulminazioni), e fa sì che nelle circostanze appena dette venga preservata la sicurezza delle persone contro gli shock elettrici.

Per quanto riguarda la progettazione degli impianti di terra nei sistemi alimentati a tensione inferiore o uguale a 1 kV, si fa riferimento alla Guida CEI 64-12, basata sulla Norma CEI 64-8, mentre per i sistemi alimentati a tensione maggiore di 1 kV ci si può riferire alla Guida CEI 11-37, basata sulla Norma CEI 11-1.

Ricordando che il dimensionamento degli impianti di terra viene eseguito sulla base della corrente massima di guasto a terra, è necessario, negli impianti fotovoltaici, tener conto, anche del contributo del generatore fotovoltaico e di eventuali altre fonti di energia ad esso funzionali.



Si ricorda, inoltre, che un guasto può avvenire sia nella sezione in corrente continua che in quella a corrente alternata.

Si ricorda che le masse simultaneamente accessibili devono essere collegate ad un unico dispersore.

9.1.1 Protezione contro i contatti diretti

La protezione contro i contatti diretti deve essere realizzata utilizzando componenti con livello e classe di isolamento adeguati alla specifica applicazione, secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8. Anche l'installazione dei componenti e i relativi cablaggi devono essere effettuati in ottemperanza alle prescrizioni di detta norma.

Si ricorda, a questo proposito, che le misure di protezione contro i contatti diretti, in bassa tensione, possono essere tali da evitare qualsiasi rischio elettrico (protezione totale) oppure no (protezione parziale). Le prime vengono realizzate per proteggere le persone prive di conoscenze dei fenomeni e dei rischi elettrici associati: cioè quelle che nella Norma CEI 11-27 vengono definite Persone Comuni (PEC) e che non eseguono lavori elettrici se non a determinate condizioni; le altre protezioni vengono attuate per le Persone Esperte (PES) o Persone Avvertite (PAV) anch'esse definite nella norma succitata, le quali sono in possesso di adeguate conoscenze dei fenomeni elettrici e vengono appositamente addestrate per eseguire i lavori elettrici.

9.1.2 Protezione contro i contatti indiretti

Secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8, le masse di tutte le apparecchiature elettriche devono essere collegate a terra, mediante il conduttore di protezione. Sul lato c.a. in bassa tensione, il sistema deve essere protetto mediante un dispositivo di interruzione differenziale di valore adeguato ad evitare l'insorgenza di potenziali pericolosi sulle masse,.

Si precisa che, nel caso di generatori fotovoltaici costituenti sistemi elettrici in bassa tensione con moduli dotati solo di isolamento principale, è necessario mettere a terra le cornici metalliche dei moduli fotovoltaici, le quali in questo caso sono da considerare masse. Tuttavia è da notare come tale misura sia in grado di proteggere dal contatto indiretto solo contro tali parti metalliche, ma non dà nessuna garanzia contro il contatto diretto sul retro del modulo: un punto ove è possibile avere un cedimento dell'isolamento principale. Una strada diversa e risolutiva ai fini di garantire la sicurezza contro il contatto indiretto può essere quella di introdurre involucri o barriere che impediscano contatti diretti con le parti munite solo di isolamento principale.

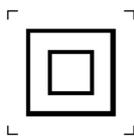
Nel caso invece in cui i moduli fotovoltaici siano dotati di isolamento supplementare o rinforzato (Classe II), la Norma CEI 64-8 prevede che le cornici, se metalliche, non vengano messe a terra. Questa situazione può creare una difficoltà applicativa nel caso in cui le strutture di sostegno dei moduli, se metalliche, siano o debbano essere messe a terra, giacché se da un lato viene richiesto di isolare le cornici dei moduli dalla struttura (magari, introducendo involucri o barriere che ne impediscano il contatto elettrico), dall'altro l'esperienza acquisita in ambito internazionale nella gestione di impianti fotovoltaici consiglia di rendere equipotenziali le cornici dei moduli con la struttura. Quest'ultima soluzione infatti garantirebbe la sicurezza contro il contatto indiretto nel corso della vita utile dell'impianto fotovoltaico (superiore a 25 anni), nei casi nei quali non si possa escludere a priori l'eventualità che l'isolamento possa decadere nel tempo (ad esempio, moduli installati in località vicino al mare).

L'equipotenzialità delle cornici dei moduli con la struttura di sostegno dei medesimi può essere ottenuta, previa opportuna valutazione del progettista, mediante il normale fissaggio meccanico dei moduli sulla struttura.



Livello di isolamento delle apparecchiature

Il simbolo che contraddistingue le apparecchiature con isolamento rinforzato o supplementare è il seguente:



Simbolo di apparecchio dotato di isolamento di classe II (IEC 60417-5172)

La norma CEI EN 60335-1:2004-04 classifica le apparecchiature secondo il loro livello di isolamento.

Apparecchio di Classe 0. Apparecchio provvisto di un involucro di materiale isolante che può costituire in tutto o in parte l'isolamento principale, o di un involucro metallico separato dalle parti in tensione mediante un isolamento appropriato; se un apparecchio provvisto di involucro di materiale isolante è munito di dispositivo per la messa a terra delle parti interne, esso è considerato di Classe I oppure di Classe 0I.

Apparecchio di Classe 0I. Apparecchio provvisto almeno di isolamento principale in tutte le sue parti e che incorpora un morsetto di terra, ma equipaggiato con un cavo di alimentazione privo di conduttore di messa a terra e munito di una spina senza contatto di terra.

Apparecchio di Classe I. Apparecchio nel quale la protezione contro la scossa elettrica non si basa unicamente sull'isolamento principale, ma anche su una misura di sicurezza aggiuntiva costituita dal collegamento delle parti conduttive accessibili a un conduttore di protezione di messa a terra che fa parte della rete di alimentazione in modo che le parti conduttive accessibili non possano diventare pericolose in caso di guasto dell'isolamento principale; il conduttore di protezione deve far parte del cavo di alimentazione se esistente.

Apparecchio di Classe II. Apparecchio nel quale la protezione contro la scossa elettrica non si basa unicamente sull'isolamento principale, ma anche sulle misure di sicurezza aggiuntive costituite dal doppio isolamento o dall'isolamento rinforzato. Queste misure escludono la messa a terra di protezione e non dipendono dalle condizioni d'installazione.

Si ricorda, inoltre, che le parti conduttrici accessibili di un circuito a doppio isolamento non devono essere collegate a terra, a meno che ciò sia previsto dalle prescrizioni di costruzione del relativo componente elettrico.

Infine, in merito alla protezione contro i contatti indiretti nelle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici e, in particolare, nelle palificazioni metalliche, non è possibile dare indicazioni perentorie sul collegamento a terra delle stesse, ma il progettista deve valutare se la struttura o la palificazione costituisce una massa o una massa estranea oppure se essa è indifferente dal punto di vista elettrico. Se la struttura o la palificazione costituisce una massa, il collegamento a terra va effettuato, in caso contrario potrebbe essere necessario effettuare una misura per valutare la resistenza a terra del manufatto:

- nel caso in cui questa resistenza avesse, in ambienti ordinari (cioè non speciali, quali cantieri e locali medici), un valore inferiore a $1\,000\ \Omega$, il manufatto dovrà essere collegato al collegamento equipotenziale, a sua volta collegato a terra tramite il collettore principale di terra;
- nel caso in cui questa resistenza avesse, in ambienti ordinari (cioè non speciali, quali cantieri e locali medici), un valore uguale o superiore a $1\,000\ \Omega$, il manufatto non dovrà essere collegato a terra.



Per la protezione contro contatti indiretti di un generatore fotovoltaico, occorre tenere conto che, nel caso in cui l'inverter non sia dotato di trasformatore interno a bassa frequenza, si applica quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8/7, Sezione 712, articolo 712.413.1.1.1.2. Occorre cioè che sia presente sull'uscita lato c.a. dell'inverter un interruttore differenziale di tipo B, secondo la IEC 60755/A2. Tale interruttore non è invece richiesto se l'inverter è per costruzione tale da non iniettare correnti continue di guasto a terra dell'impianto elettrico. In questo caso occorre però che il Costruttore dell'inverter rilasci la seguente dichiarazione: "In accordo con l'articolo 712.413.1.1.1.2 della Sezione 712 della Norma CEI 64-8/7, si dichiara che l'inverter, per costruzione, non è tale da iniettare correnti continue di guasto a terra".

La stessa Norma (al punto 712.413.2) raccomanda che, tutto l'impianto lato c.c. (inclusi quindi gli armadi, i cavi e le morsettiere) sia realizzato preferibilmente in classe di isolamento II o isolamento equivalente.

Per la protezione contro contatti indiretti nel lato corrente alternata, valgono le usuali Norme al riguardo.

9.1.3 Esclusione dal collegamento a terra

Si ricorda che i sistemi a tensione nominale minore o uguale a 50 V se a corrente alternata o a 120 V se in corrente continua (non ondulata) possono essere realizzati anche come sistemi a bassissima tensione di sicurezza (SELV: Safety Extra Low Voltage) quando:

- sono alimentati da sorgenti autonome o di sicurezza
- hanno una separazione di protezione verso altri sistemi elettrici
- non hanno punti a terra.

La sorgente autonoma può essere una batteria, un piccolo gruppo elettrogeno, un trasformatore di sicurezza o anche un generatore fotovoltaico.

La separazione verso altri sistemi elettrici può essere o un isolamento doppio o rinforzato oppure uno schermo metallico messo a terra.

Il sistema SELV non deve avere punti a terra perché la terra può introdurre nel sistema un potenziale pericoloso.

I sistemi SELV sono sicuri dal punto di vista del contatto diretto ed indiretto almeno nei luoghi ordinari (tenendo conto, però, che per tensioni superiori a 25 Vca o 60 Vcc occorre separare le parti conduttrici con una barriera IP2X o IPXXB). Nei luoghi speciali, quali cantieri o ad uso medico, i limiti massimi di tensione del sistema SELV scendono a 25 Vca o 60 Vcc.

9.1.4 Unicità dell'impianto di terra

Generalmente la messa a terra di protezione di tutte le parti di un impianto e tutte le messe a terra di funzionamento dei circuiti e degli apparecchi devono essere effettuate collegando le parti interessate a un impianto di terra, che si consiglia unico.

In particolare, per gli impianti di bassa tensione, la Norma CEI 64-8 suggerisce normalmente l'impianto di terra unico.

Si ricorda, inoltre, che nei centri urbani con particolari caratteristiche di densità della popolazione e di cabine elettriche MT/BT tra loro interconnesse attraverso le guaine dei cavi di MT, potrebbe sussistere la condizione di un "impianto di terra globale", definito nella Norma CEI 11-1. In tale situazione, che dovrebbe essere dichiarata dal distributore competente per territorio, la Guida CEI 11-37 e la Guida CEI 64-12 ne illustrano le particolarità.

9.2 Le protezioni da sovratensioni

9.2.1 Considerazioni generali

Gli impianti fotovoltaici, essendo tipicamente dislocati all'esterno di edifici e spesso sulla loro sommità, risultano essere esposti a sovratensioni derivanti da scariche atmosferiche sia di tipo diretto (struttura colpita dal fulmine) che indiretto (fulmine che si abbatte nelle vicinanze).



Normalmente la struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici è costituita da carpenteria metallica montata sulla copertura dell'edificio in aderenza alla sagoma dell'edificio stesso (tetti a falda con buona esposizione) oppure con sopraelevazione limitata rispetto alla sagoma (tetti piani con campo fotovoltaico su cavalletti in carpenteria di acciaio zincato con altezza non superiore a 1,5 m). Di conseguenza, nella maggior parte dei casi, l'installazione dell'impianto fotovoltaico non altera significativamente l'esposizione alle fulminazioni dirette.

Tuttavia, zone ceramiche particolari o situazioni impiantistiche specifiche richiedono una adeguata valutazione sulla necessità o meno di realizzare un impianto di protezione contro i fulmini che protegga i moduli fotovoltaici.

Le scariche atmosferiche non sono le uniche cause delle sovratensioni sulle linee. Le sovratensioni possono essere causate, tipicamente, dalla chiusura o dall'apertura di contatti o dall'intervento di fusibili. Questi eventi, maggiormente frequenti in ambienti industriali, interessano, tipicamente, la sezione c.a. del sistema fotovoltaico, mentre le scariche atmosferiche interessano sia la sezione c.c. che quella c.a.

9.2.2 Fulminazione diretta

Nel caso esista un impianto di protezione dalle scariche atmosferiche, l'impianto di messa a terra di protezione è opportuno che sia stato collegato a quello per la protezione dai fulmini. In questo caso, particolare attenzione deve essere data ai collegamenti tra gli organi di captazione e il dispersore. Infatti, le calate di protezione dai fulmini devono essere realizzate con criteri diversi da quelli dei normali conduttori di protezione.

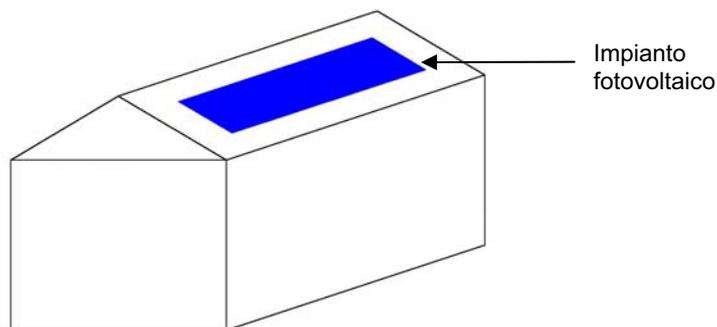
La serie di Norme CEI EN 62305 (serie CEI 81-10) fornisce il metodo di valutazione del rischio confrontandolo col rischio accettabile per la particolare struttura.

Ai fini della presente guida si considerano i calcoli effettuati applicando la serie di Norme CEI EN 62305 in casi specifici, motivati dal valore della struttura, ovvero dall'estensione del sistema fotovoltaico rispetto alla struttura stessa.

Nel seguito si esaminano alcuni casi tipici di installazioni fotovoltaiche su edifici e vengono riportate delle considerazioni sull'esposizione al fulmine.

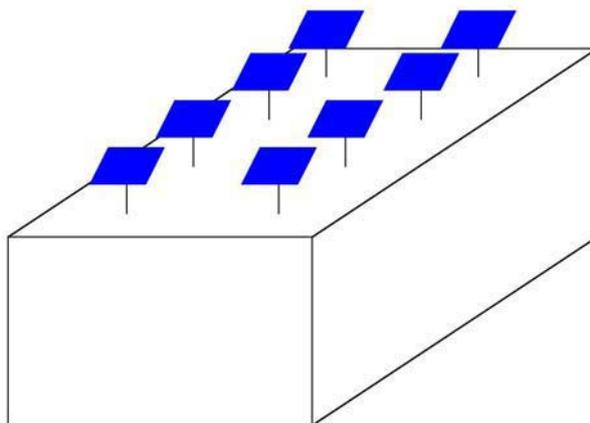
Generalmente, l'installazione di un impianto fotovoltaico non altera la dimensione dell'edificio e non comporta precauzioni aggiuntive nei riguardi della fulminazione diretta (Caso 1a). Nel caso, invece, in cui la presenza dell'impianto fotovoltaico alteri in maniera significativa la sagoma della copertura (ad esempio, costituendo un'elevazione importante), occorre riconsiderare il comportamento dell'edificio nei confronti della fulminazione diretta (Caso 1b).





**Caso 1a – L'edificio è autoprotetto e quindi non è dotato di LPS¹⁾.
L'impianto fotovoltaico non altera la sagoma dell'edificio.**

L'impianto fotovoltaico non altera la sagoma dell'edificio e quindi la frequenza di fulminazioni. Non è necessaria alcuna precauzione specifica contro il rischio di fulminazione.



**Caso 1b – L'edificio è autoprotetto e quindi non è dotato di LPS.
L'impianto fotovoltaico altera la sagoma dell'edificio.**

L'impianto fotovoltaico altera la sagoma dell'edificio e occorre quindi riconsiderare la frequenza di fulminazioni sullo stesso. In conseguenza dell'installazione dell'impianto fotovoltaico, occorre quindi verificare la necessità di realizzare l'impianto LPS.

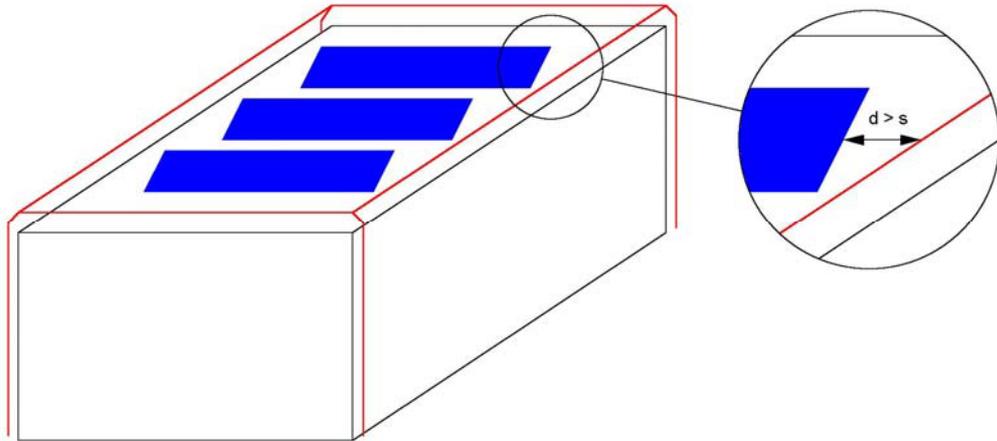
Struttura con impianto LPS

L'impianto fotovoltaico deve essere racchiuso nel volume protetto dagli organi di captazione. Ciò può essere ottenuto rispettando la distanza di sicurezza indicata nella Norma CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3), al fine di evitare scariche pericolose tra le parti dell'impianto fotovoltaico e l'LPS (Caso 2a).

Quando non sia possibile mantenere la distanza di sicurezza tra l'impianto fotovoltaico e l'impianto LPS, ad esempio perché il captatore dell'impianto LPS è costituito o incorpora elementi preesistenti (quali ballatoi, balaustre, pluviali, o strutture metalliche di altro tipo), è necessario eseguire il collegamento elettrico (diretto o tramite un SPD (Surge Protective Device) tra le parti metalliche esterne dell'impianto fotovoltaico e l'impianto LPS.

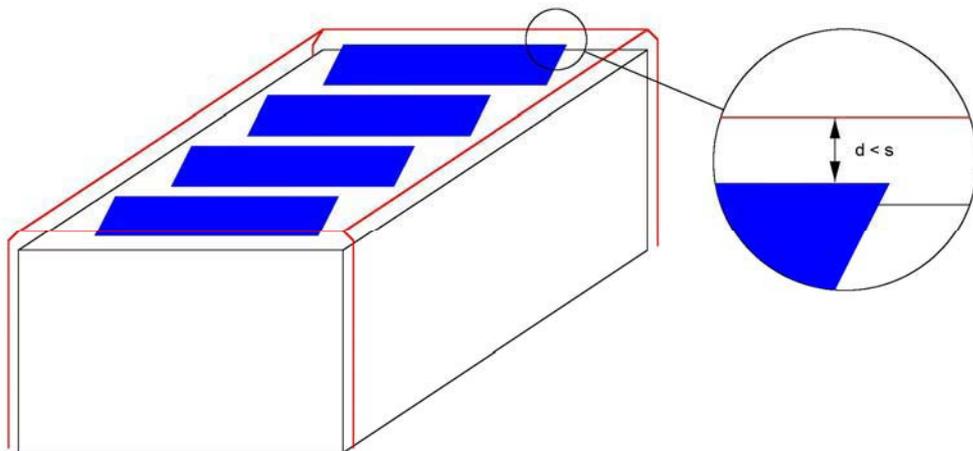
¹⁾ **LPS** (Lightning Protection System) o Sistema di protezione contro i fulmini. L'intero sistema usato per proteggere una struttura contro gli effetti del fulmine. Esso è costituito da impianti di protezione sia esterni (formati da captatori, calate e dispersore) che interni (tutte le misure di protezione atte a ridurre gli effetti elettromagnetici della corrente di fulmine entro la struttura da proteggere).

L'impianto fotovoltaico non altera la sagoma dell'edificio e non occorre quindi riconsiderare la frequenza di fulminazioni sullo stesso. Se la distanza minima "d" tra l'impianto fotovoltaico e l'impianto LPS è maggiore della distanza di sicurezza "s" (CEI EN 62305-3) non si rende necessario nessun provvedimento specifico per la protezione del nuovo impianto (Caso 2a).



Caso 2a – L'installazione dell'impianto fotovoltaico non altera le dimensioni dell'edificio che è dotato di impianto LPS ($d > s$).

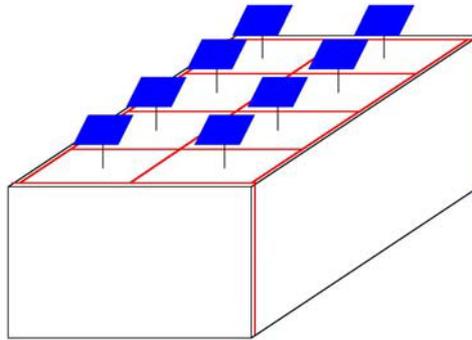
L'impianto fotovoltaico non altera la sagoma dell'edificio e non occorre quindi riconsiderare la frequenza di fulminazioni sullo stesso. La distanza minima "d" tra l'impianto fotovoltaico e l'impianto LPS è minore della distanza di sicurezza "s". E' opportuno estendere l'impianto LPS e collegare allo stesso le strutture metalliche esterne dell'impianto fotovoltaico (Caso 2b).



Caso 2b – L'installazione dell'impianto fotovoltaico non altera le dimensioni dell'edificio che è dotato di impianto LPS ($d < s$).



L'impianto fotovoltaico altera la sagoma dell'edificio: è quindi necessaria una nuova valutazione del rischio e/o aggiornamento dell'LPS (CEI EN 62305-3) (Caso 2c).



Caso 2c – L'installazione dell'impianto fotovoltaico altera le dimensioni dell'edificio che è dotato di impianto LPS ($d > s$)

Equipotenzializzazione dei servizi entranti

Nel caso di fulminazione diretta si verifica l'effetto di accoppiamento resistivo, che si manifesta come un'elevata differenza di potenziale di carattere impulsivo tra la terra locale e la terra lontana (in cabina MT/BT). Gli effetti dell'accoppiamento resistivo possono essere mitigati schermando opportunamente le linee elettriche (tipicamente nel caso di cabina MT/BT propria), ovvero ricorrendo a dispositivi soppressori (SPD). L'accoppiamento resistivo non riguarda però unicamente l'impianto fotovoltaico ma coinvolge tutto l'impianto elettrico presente nella struttura in cui è installato il generatore fotovoltaico (CEI EN 62305-3 e CEI EN 62305-4).

La fulminazione diretta, al pari di quella indiretta, genera sovratensioni nei circuiti per accoppiamento resistivo e induttivo. L'argomento è, pertanto, trattato nella parte relativa alla fulminazione indiretta.

9.2.3 Fulminazione indiretta

La fulminazione indiretta crea sovratensioni nei circuiti elettrici principalmente per accoppiamento induttivo.

I circuiti in c.c. che collegano tra loro i moduli fotovoltaici hanno tipicamente la forma di anello chiuso e pertanto sono spesso la causa di accoppiamenti induttivi con i campi elettromagnetici generati dai fulmini. Come ricordato in 4.4.1 è necessario prevedere una disposizione dei moduli fotovoltaici e dei circuiti che li collegano, tale da ridurre al minimo l'ampiezza dell'area circoscritta dai circuiti stessi, che può risultare esposta ad induzione da scariche atmosferiche. Si raccomanda, quando possibile, di realizzare per ciascuna stringa di moduli due anelli nei quali la corrente circoli con senso opposto.

Inoltre, ai terminali dei dispositivi sensibili (organi elettromeccanici e circuiti elettronici, in particolare inverter) deve essere valutata l'opportunità di interporre un sistema di protezione, costituito da SPD, con soglie di intervento adatte alla tensione di lavoro del circuito (CEI EN 62305-4). Tale sistema di protezione, quando se ne ravveda la necessità in base alla sensibilità dei dispositivi posti a valle, oltre a limitare la sovratensione differenziale, deve intervenire per sovratensione di modo comune (CEI EN 62305-4).

Nell'uso di SPD si deve tenere conto della possibilità che la sovratensione superi il valore massimo dell'energia dissipabile dal dispositivo stesso. Pertanto si raccomanda di usare scaricatori con fusibile incorporato oppure di abbinare al dispositivo un fusibile coordinato.

Poiché i dispositivi limitatori di sovratensione sono in derivazione sui circuiti e non in serie, la loro perdita di efficacia non pregiudica il funzionamento dell'impianto, rendendo così difficile rilevare il mancato funzionamento del dispositivo. A questo proposito, si raccomanda di usare dispositivi con segnalazione del loro stato.

Gli inverter normalmente contengono già dei limitatori di sovratensione. In base all'esposizione dei circuiti e al livello ceramico della zona, è necessario valutare l'opportunità di prevedere anche una barriera esterna prima dell'inverter, oppure subito a valle del campo fotovoltaico. In questo caso si raccomanda di utilizzare SPD di classe II (cioè in grado di drenare la corrente derivante da sovratensioni indotte), dotati di fusibile incorporato e indicazione visiva dello stato. Gli SPD devono essere montati in un contenitore facilmente ispezionabile.

NOTA Nel campo della protezione delle strutture contro i fulmini è in vigore la nuova serie di Norme CEI EN 62305, che sono identiche alle Norme IEC 62305 e CENELEC EN 62305.

Questa serie di norme è composta dalle seguenti quattro parti:

- Norma CEI EN 62305-1 Protezione contro i fulmini. Principi generali
- Norma CEI EN 62305-2 Protezione contro i fulmini. Valutazione del rischio
- Norma CEI EN 62305-3 Protezione contro i fulmini. Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone
- Norma CEI EN 62305-4 Protezione contro i fulmini. Impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture

La serie di Norme CEI EN 62305/1-4 sostituisce i seguenti documenti normativi:

- Norma CEI 81-1 Protezioni delle strutture contro i fulmini
- Norma CEI 81-4 Protezioni delle strutture contro i fulmini. Valutazione del rischio dovuto al fulmine
- Guida CEI 81-8 Guida d'applicazione all'utilizzo di limitatori di sovratensione sugli impianti utilizzatori di bassa tensione

10 L'interfacciamento alla rete del distributore

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

- generatore fotovoltaico, comprendente i 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 un sistema di protezioni interposto 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 e danni alle apparecchiature.

Questi impianti, fatto salvo in alcuni casi particolari, non concorrono al mantenimento della tensione e frequenza della rete del distributore.

Gli impianti fotovoltaici sono connessi alla rete del distributore di media o di bassa tensione in relazione alla loro potenza. Tuttavia, in alcune particolari situazioni, l'allacciamento in MT si rende necessario per motivazioni che esulano dalla potenza dell'impianto. Ad esempio, il confine tra la possibilità di allacciamento alla rete di BT del distributore o la necessità di ricorrere alla rete MT, per ogni specifico impianto fotovoltaico, può essere influenzato dalle caratteristiche dell'allacciamento già esistente all'atto di realizzare l'impianto fotovoltaico o da esigenze di operatività del distributore nel punto di connessione della propria rete BT.

La Norma CEI 11-20 costituisce in Italia il principale riferimento normativo per la connessione dei sistemi di produzione di energia elettrica alla rete del distributore. La sua Variante V1 è stata adottata anche per tener conto delle peculiarità degli impianti fotovoltaici. Fra le indicazioni contenute in tale variante per gli impianti fotovoltaici, si evidenziano le seguenti:

- non si impone il limite massimo di 50 kVA all'allacciamento dei sistemi di produzione alla rete del distributore BT, ma si subordina tale possibilità alla compatibilità con l'esercizio di rete del distributore e al massimo carico ammesso dal trasformatore MT/BT nella cabina del distributore;
- 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;
- 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;
- 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).

L'interfacciamento di un impianto fotovoltaico alla rete va effettuato tenendo conto anche delle prescrizioni delle società elettriche di Distribuzione a cui esso si collega.

La potenza massima di un impianto fotovoltaico che è possibile collegare alla rete del Distributore dipende dal numero delle fasi e dalla tensione della rete (Tabella 10.1).

Tabella 10.1 – Potenze massime in ragione del numero delle fasi e della tensione della rete

	Rete BT	Rete MT
Collegamento monofase	Fino a 6 kW (CEI 11-20)	Non ammesso (CEI 11-20)
Collegamento trifase	Fino a 50 kW (Del. AEEG 89/07) oltre 50 kW da concordare col Distributore in funzione delle caratteristiche della rete	Oltre 100 kW fino a 100 kW da concordare col Distributore in funzione delle caratteristiche della rete (CEI 0-16)

Nel caso di connessione di impianti FV alla rete BT, gli inverter devono avere una separazione metallica tra parte in corrente continua (anche se interna all'inverter) e parte in alternata, anche al fine di non iniettare correnti continue nella rete elettrica (CEI 11-20). Se la potenza complessiva di produzione non supera i 20 kW, tale separazione metallica può essere sostituita da una protezione che intervenga per valori di componente continua complessiva superiori allo 0,5% del valore efficace della componente fondamentale complessiva dei convertitori (CEI 11-20; V1).

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.

10.1 Schemi di connessione alla rete elettrica

Lo schema di connessione di un impianto di produzione funzionante in parallelo alla rete del Distributore, in accordo con la Norma CEI 11-20, è riportato in Figura 10.1.



In tale schema, che ha carattere generale essendo valido per connessioni sia alla rete MT che BT, sono riportati tre dispositivi di protezione richiesti dalla CEI 11-20:

- Dispositivo generale (DG)
installato all'origine della rete del Produttore e cioè immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica dalla rete pubblica.
- Dispositivo di interfaccia (DI)
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; 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.
- Dispositivo di generatore (DGen)
installato a valle dei terminali di ciascun generatore dell'impianto di produzione.

Le caratteristiche dei tre dispositivi sono illustrate nel successivo paragrafo 10.2, mentre la loro inserzione è indicata negli schemi elettrici dalla Figura 10.2 alla Figura 10.7.

In funzione delle caratteristiche dell'impianto di generazione la funzione di più dispositivi di protezione può essere accorpata. Ad esempio, nello schema di connessione di Figura 10.4, il dispositivo di interfaccia e il dispositivo di generatore possono essere costituiti da un unico apparato posizionato internamente all'inverter.

Secondo le Norme CEI 11-20; V1 e CEI 0-16, la funzione di dispositivo di interfaccia deve essere svolta da un unico dispositivo che deve essere asservito alle protezioni indicate nel paragrafo 10.2, ovvero, qualora l'impianto preveda una configurazione multi – generatore/inverter in cui siano presenti più protezioni di interfaccia associate a diversi apparati, queste 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 pubblica;
- 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.

In deroga, se la potenza complessiva lato c.a. 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 (CEI 11-20;V1), come illustrato in Figura 10.5.

In ulteriore deroga, secondo la CEI 0-16 (quindi per impianti di produzione collegati a reti MT), “qualora necessità impiantistiche lo imponessero¹, 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”.

Se l'impianto fotovoltaico è funzionante in parallelo alla rete MT del distributore, si applicano le protezioni di interfaccia secondo lo schema di Figura 10.6.

Tuttavia, secondo la Norma CEI 11-20;V1, quando un impianto fotovoltaico è afferente ad un punto di consegna MT tramite trasformazione dedicata e la potenza complessiva prodotta dall'impianto è inferiore al 2% della potenza nominale del trasformatore (o degli eventuali trasformatori in parallelo), è consentito applicare all'impianto di produzione afferente alla sbarra BT le prescrizioni degli impianti di produzione collegati a reti BT del distributore, secondo lo schema elettrico di connessione in Figura 10.7.

¹) Le condizioni di impianto devono essere valutate e concordate con il Distributore



È da notare infine che, qualora le condizioni impiantistiche e di uso dell'impianto fotovoltaico siano tali che possa essere trasferita nella rete del distributore una potenza maggiore di quella contrattuale della fornitura, i termini del contratto stesso dovranno essere aggiornati affinché la potenza contrattuale risulti non inferiore a quella massima che può essere immessa in rete.

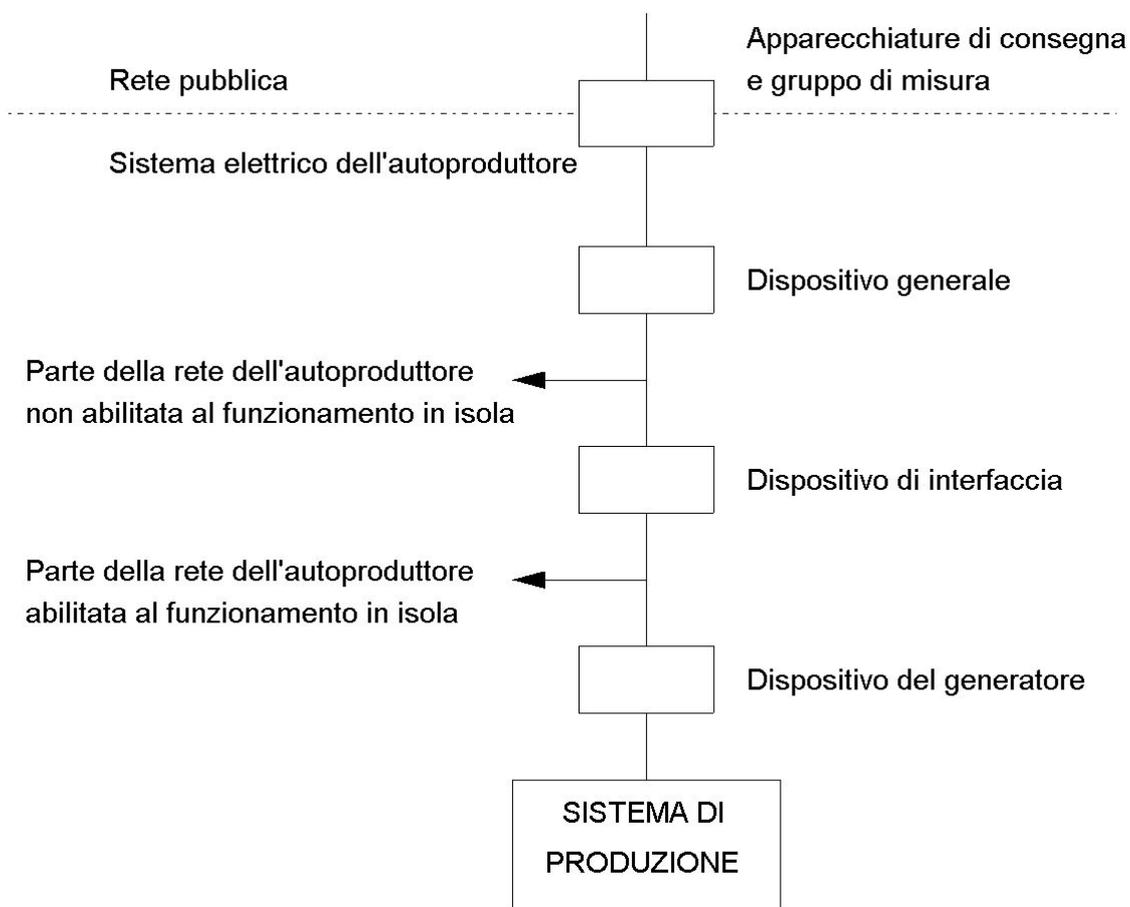


Figura 10.1 - Configurazione del sistema di produzione in parallelo alla Rete del distributore, secondo la Norma CEI 11-20

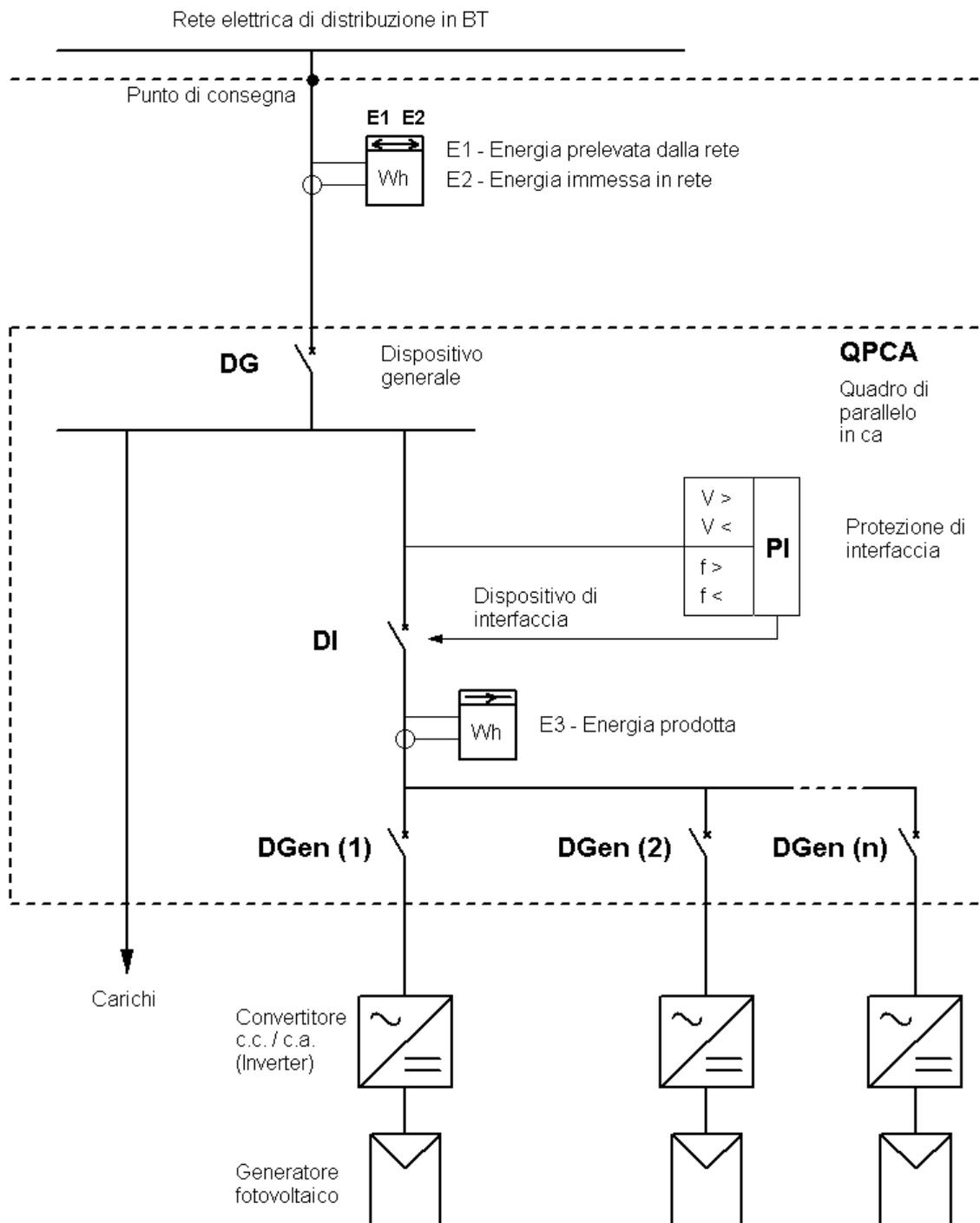


Figura 10.2 - Impianto fotovoltaico operante in parallelo alla rete BT del distributore

Caso in cui il Produttore non si avvale del servizio di scambio sul posto e non affida al Distributore il servizio di misura dell'energia scambiata con la rete

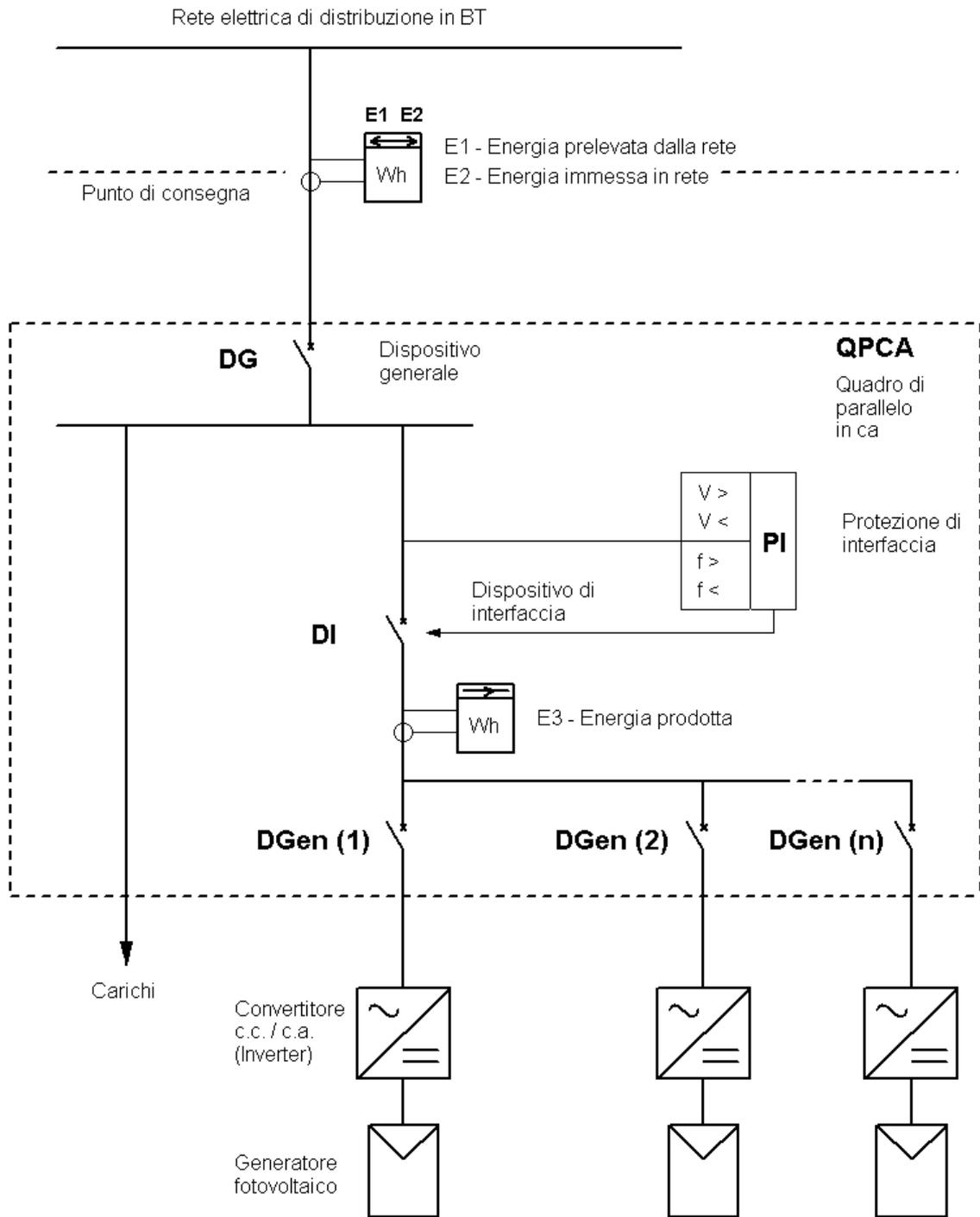


Figura 10.3 - Impianto fotovoltaico operante in parallelo alla rete BT del distributore

Caso in cui il Produttore si avvale del servizio di scambio sul posto o affida al Distributore il servizio di misura dell'energia scambiata con la rete

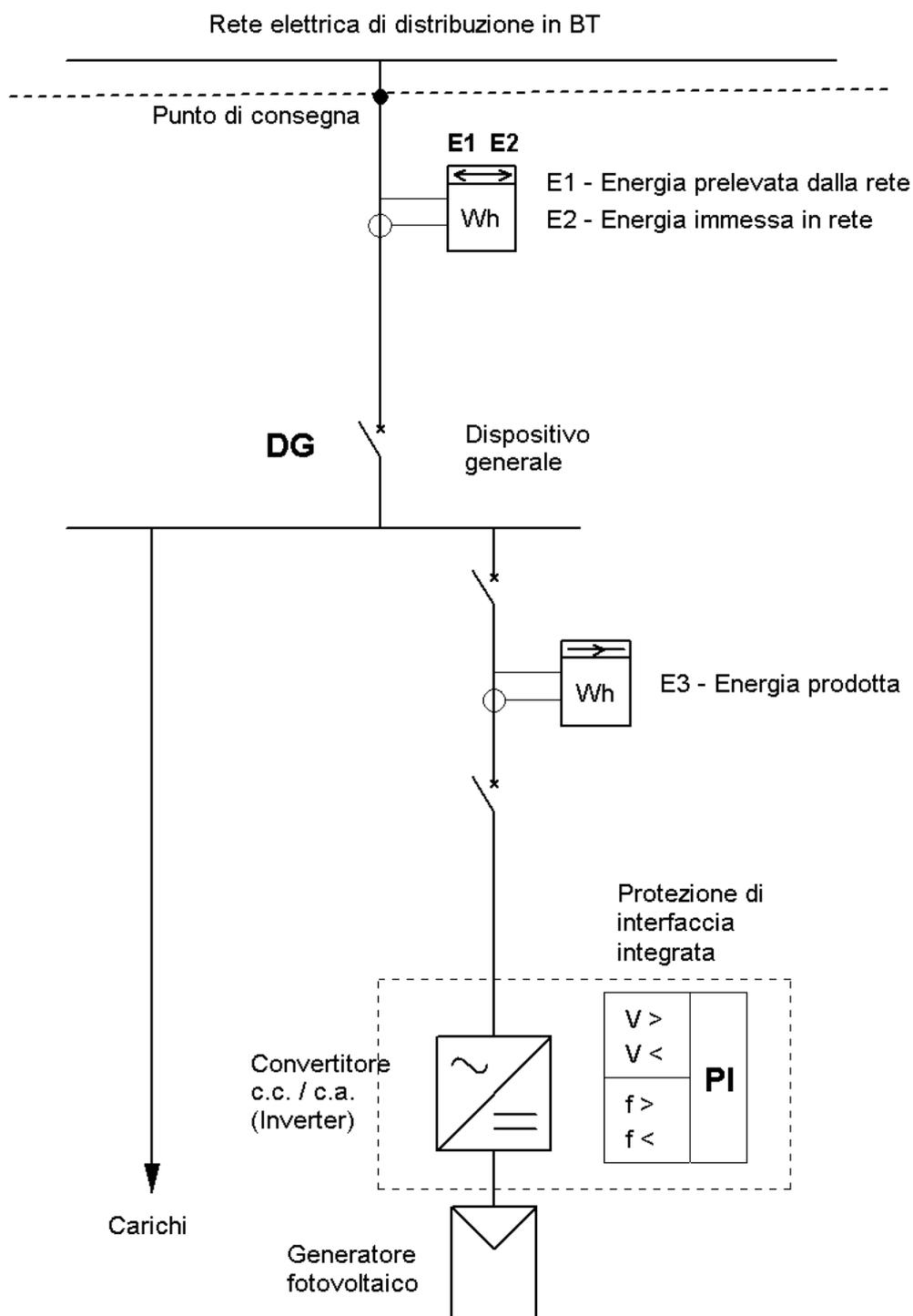


Figura 10.4 - Impianto fotovoltaico operante in parallelo alla rete BT del distributore

Nel caso di n. 1 inverter, connessione monofase, potenza del singolo inverter < 6 kW, protezione di interfaccia (PI) integrata nell'inverter



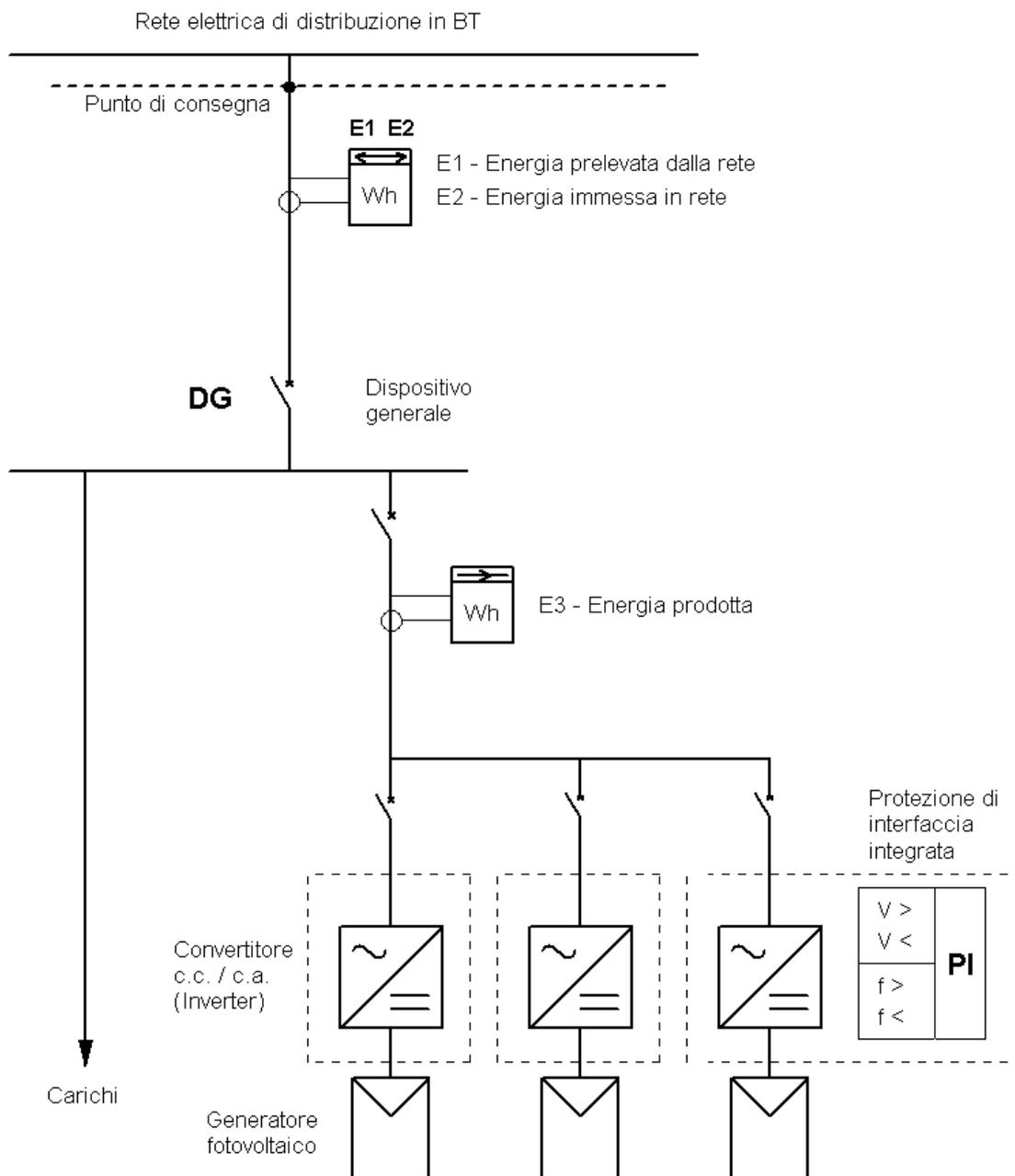


Figura 10.5 - Impianto fotovoltaico operante in parallelo alla rete BT del distributore

Nel caso di n. 3 inverter, connessione monofase o trifase, potenza del singolo inverter < 6 kW, potenza complessiva dell'impianto < 20 kW, protezione di interfaccia (PI) integrata in ciascun inverter

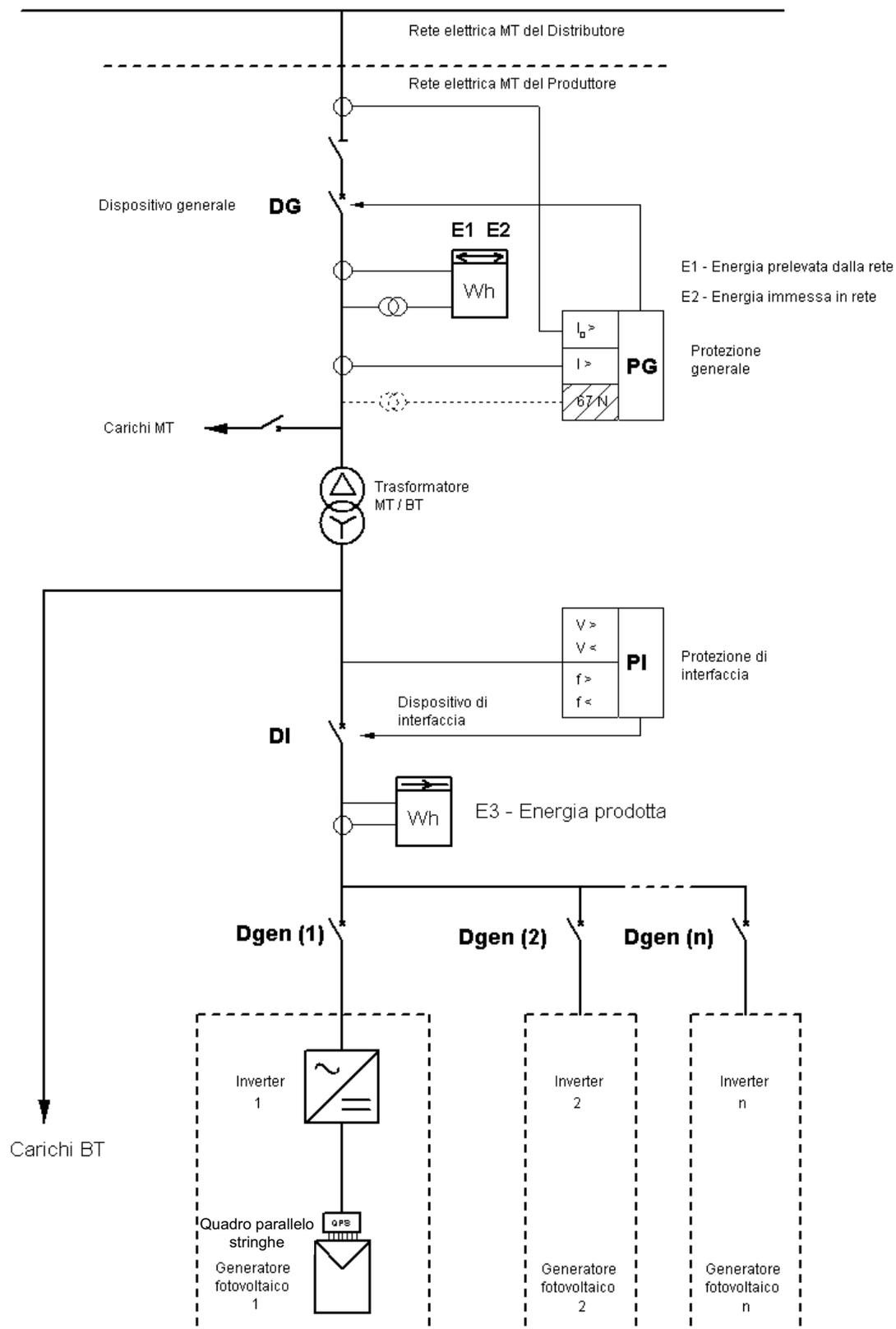


Figura 10.7 Impianto fotovoltaico operante in parallelo alla rete MT del distributore e con potenza di produzione inferiore al 2% della potenza nominale del trasformatore, secondo la Norma CEI 11-20;V1 e la Norma CEI 0-16

(La protezione 67 N è adottata in funzione della lunghezza della linea MT)

10.2 Dispositivi di protezione

Gli impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica del distributore sono dotati dei dispositivi di protezione di seguito descritti (dalla Figura 10.2 alla Figura 10.7).

Dispositivo generale

Il dispositivo generale interviene per guasto dell'impianto fotovoltaico oppure, nel caso di impianti con scambio sul posto dell'energia, per guasto del sistema fotovoltaico o del circuito utenze e deve essere conforme ai requisiti della Norma CEI 11-20 e della Norma CEI 0-16 (All. D).

a) Impianto connesso alla rete BT del distributore

Può essere costituito da un interruttore magnetotermico con caratteristiche di sezionatore che interviene su tutte le fasi e sul neutro.

b) Impianto connesso alla rete MT del distributore

Interruttore automatico con funzione di sezionamento rispondente alle prescrizioni della società distributrice di energia.

Quando tra le protezioni di interfaccia è presente anche la protezione per massima tensione omopolare, il dispositivo generale incorpora la protezione direzionale di terra 67N (secondo il Codice ANSI/IEEE, riportato nell'Allegato K della Guida CEI 11-35).

Dispositivo e protezioni di interfaccia

Il dispositivo di interfaccia (DI) interviene per guasto sulla rete del distributore e deve essere conforme ai requisiti della Norma CEI 11-20 e della Norma CEI 0-16 (All. E).

In particolare:

a) nel caso di impianti fotovoltaici allacciati alla rete BT del distributore, il dispositivo di interfaccia è costituito da un contattore o da un interruttore automatico con sganciatore di apertura a mancanza di tensione che interviene su tutte le fasi interessate e sul neutro, di categoria AC-7a se monofase o AC-1 se trifase (CEI EN 60947-4-1). Le funzioni e le principali caratteristiche delle protezioni di interfaccia sono riassunte nella Tabella 10.2.

b) nel caso di impianti fotovoltaici allacciati alla rete MT del distributore, il dispositivo di interfaccia deve rispondere a quanto prescritto nella Norma CEI 11-20 e nella Norma CEI 0-16.

Le protezioni di interfaccia (PI) devono rispondere alle prescrizioni della Norma CEI 11-20, della Norma CEI 0-16 e della società distributrice di energia elettrica. Le funzioni e le principali caratteristiche delle protezioni di interfaccia sono riportate nell'Allegato E della Norma CEI 0-16.

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

Considerato che gli inverter utilizzati negli impianti fotovoltaici oggetto della presente Guida funzionano come generatori di corrente e non come generatori di tensione, in questi impianti di generazione, anche se di potenza maggiore di 400 kVA, secondo la Norma CEI 0-16, non è necessario integrare la protezione di interfaccia con la misura di tensione omopolare né provvedere un ricalzo alla mancata apertura del Dispositivo di Interfaccia.



**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⁾	$\leq 1,2 V_n$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Minima tensione	Unipolare/tripolare ⁽¹⁾	$\geq 0,8 V_n$	$\leq 0,2 \text{ s}$
Massima frequenza	Unipolare	50,3 Hz o 51 Hz ⁽²⁾	Senza ritardo intenz.
Minima frequenza	Unipolare	49 o 49,7 Hz ⁽²⁾	Senza ritardo intenz.
Derivata di frequenza ⁽³⁾	Unipolare	0,5 Hz/s	Senza ritardo intenz.
(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			

Dispositivo del generatore

Secondo la CEI 11-20 e la CEI 0-16, il dispositivo del generatore fotovoltaico interviene per guasto interno a tale generatore e può essere costituito:

- sulla rete BT del distributore, da un contattore o da un interruttore automatico che interviene su tutte le fasi interessate e sul neutro;
- sulla rete MT del distributore, da 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.

Utilizzo dei dispositivi

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.

10.3 Verifica delle funzioni di interfaccia con la rete elettrica

La Variante 2 alla CEI 11-20 (2007-08) "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 Variante V2 è stata preparata per poter aggiungere l'Allegato C che propone le prove elettriche cui assoggettare i generatori elettrici ed i cogeneratori di potenza non superiore a 50 kW connessi a reti di bassa tensione. Le prove elettriche riportate si sono rese necessarie per poter fruire degli incentivi e delle semplificazioni amministrativi 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.



11 Misura di energia elettrica per fini fiscali e tariffari

11.1 Generalità

La misura dell'energia elettrica viene effettuata con opportuni strumenti di misura ed altri dispositivi, assemblati a tale fine, che costituiscono il Sistema di misura.

Secondo la CEI 13-4, il sistema di misura è costituito dai seguenti elementi:

- contatori di energia;
- trasformatori di misura (ove previsti);
- dispositivi di collegamento: cavi, morsettiere;
- dispositivi di protezione;
- dispositivi ausiliari (ove previsti);.

La Norma CEI 13-4 fornisce le indicazioni per la scelta, l'installazione e la verifica di tali sistemi.

In un impianto fotovoltaico connesso alla rete elettrica è necessaria l'adozione di sistemi di misura, per conteggiare ai fini fiscali e tariffari:

- l'energia elettrica prelevata dalla rete (E1)
- l'energia elettrica immessa in rete (E2)
- l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (E3).

Le modalità d'inserzione dei sistemi di misura dell'energia elettrica prelevata dalla rete (**E1**), immessa in rete (**E2**) e prodotta dall'impianto fotovoltaico (**E3**) variano in funzione della tipologia dell'impianto fotovoltaico: monofase o trifase, connesso alla rete BT o MT, con cessione di energia alla rete o con scambio sul posto, ecc. Alcuni esempi di inserzione dei sistemi di misura dell'energia elettrica sono presentati negli schemi elettrici unifilari dalla Figura 10.2 alla Figura 10.7. I suddetti schemi sono di riferimento solo per la posizione dei sistemi di misura dell'energia nel circuito elettrico. Essi hanno carattere indicativo e rappresentano esempi di soluzioni impiantistiche conformi alle prescrizioni della Norma CEI 11-20 e della sua Variante 1. Ogni altra soluzione impiantistica, che risponda a tali prescrizioni, è consentita.

Per quanto riguarda la misura di energia elettrica, si ricorda che la delibera AEEG n. 348/07 prevede che:

- Il Gestore di rete è responsabile dell'installazione e manutenzione dei misuratori nei punti immissione di energia elettrica caratterizzati da prelievi non funzionali all'attività di produzione. Trattasi tipicamente di impianti per i quali l'energia immessa non coincide con quella prodotta e che, pertanto, effettuano una cessione "parziale" in rete dell'energia prodotta.
- Il Produttore è responsabile dell'installazione e della manutenzione del sistema di misura dell'energia elettrica immessa in rete da impianti di produzione per i quali l'energia prodotta coincide, a meno dei prelievi effettuati dai servizi ausiliari, con l'energia immessa (comunemente detta "cessione totale").

Il Gestore di rete è responsabile del sistema di misura dell'energia immessa dagli impianti di produzione che usufruiscono del servizio di scambio sul posto, ai sensi delle delibere vigenti.



Ai sensi della delibera AEEG 88/07, il Gestore di rete è, inoltre, responsabile del sistema di misura dell'energia prodotta da impianti per i quali tale misura è funzionale all'attuazione di una disposizione normativa (ad es. D.M. 19/02/07 "conto energia per gli impianti fotovoltaici") e di potenza complessiva fino a 20 kW (obbligatoriamente) e maggiore di 20 kW (solo su richiesta del produttore).

Il Sistema di misura sul punto di scambio con la rete elettrica deve essere di tipo orario conformemente alle disposizioni dell' AEEG in materia.

Per i sistemi di misura di nuova installazione e per quanto applicabile, si richiede anche la conformità ai requisiti espressi nel DLgs 22/2007 attuativo della direttiva 2004/22/CE (MID - Measuring Instruments Directive). A tal proposito, si ricorda che le norme armonizzate ai sensi della MID sono le seguenti:

- CEI EN 50470-1 (prescrizioni generali, prove e condizioni di prova)
- CEI EN 50470-2 (contatori elettromeccanici)
- CEI EN 50470-3 (contatori statici).

Il costruttore dovrà garantire la conformità ai predetti requisiti di legge, mediante una delle modalità previste per la specifica categoria di strumenti di misura.

I sistemi di misura utilizzati, i relativi cablaggi e le morsettiere utilizzate dovranno essere sigillabili, secondo quanto indicato al punto 5.2.5 della Norma CEI 13-4 per quanto riguarda l'adozione dei requisiti antifrode.

11.2 Obblighi fiscali e tariffari

Gli impianti di generazione devono essere dotati di sistemi di misura dell'energia elettrica prodotta nonché di quella consumata, che saranno soggetti a controllo fiscale da parte dell'Ufficio Tecnico di Finanza (UTF) dell'Agenzia delle Dogane.

L'energia elettrica consumata è assoggettata ad Imposta Erariale di Consumo (I.E.C.), nonché ad addizionale locale (DL 511/88) ed erariale (DL 332/89). In casi particolari, può essere concordato con l'UTF il conteggio dell'energia in modo forfettizzato.

Si ricorda che chiunque esercisca gli impianti di generazione deve farne denuncia all'UTF competente per territorio che, eseguita la verifica, rilascia licenza d'esercizio, soggetta al pagamento di un diritto annuale (DL 504/1995, art. 53).

Per gli impianti fotovoltaici sono previste specifiche semplificazioni ed agevolazioni fiscali:

- impianti fotovoltaici come ad energia rinnovabile;
- questi impianti non sono soggetti ad IEC secondo la legge n. 133/99 e la legge n. 338/00;
- impianti fotovoltaici di taglia inferiore o uguale a 20 kW;
- questi impianti non sono assoggettati ad addizionale locale ed erariale né devono essere denunciati all'UTF, giacché non necessitano di licenza di esercizio (Legge n. 133/99).

11.3 Indicazioni relative all'installazione di sistemi di misura dell'energia prodotta

Per la misura dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica, è necessario che siano applicate le seguenti indicazioni relative all'installazione dei sistemi di misura e al loro collegamento ai gruppi di conversione.

- a) Il posizionamento del sistema di misura deve essere il più vicino possibile all'uscita del gruppo di conversione della potenza da continua ad alternata o al punto di parallelo di più gruppi di conversione (vedi barra di parallelo negli schemi elettrici da Figura 10.2 a Figura 10.7);
- b) Il luogo di installazione del sistema di misura dell'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici soddisfa i seguenti requisiti:
 - b1) essere all'interno della proprietà del Soggetto responsabile o al confine di tale proprietà. Il Soggetto responsabile dovrà consentire l'accesso ai sistemi di misura al personale del Gestore di rete o del Gestore Contraente per l'espletamento delle attività di competenza;
 - b2) essere accessibile in condizioni di sicurezza senza dover ricorrere all'utilizzo di mezzi speciali per l'occasione, quali posizionamento di scale, approntamento di passaggi di qualunque tipo, o similari;
 - b3) essere di dimensioni sufficienti allo svolgimento delle attività di competenza del Gestore di rete o del Gestore Contraente; in particolare, il locale dove sono ubicati i sistemi di misura ha un'altezza del soffitto pari ad almeno 2 metri e larghezza utile senza ingombri pari ad almeno 1 metro;
 - b4) essere sufficientemente areato;
NOTA Un tasso di ricambio d'aria valido è $\geq 0,25$ vol / h.
 - b5) essere sufficientemente illuminato, anche da luce artificiale;
NOTA Un tasso di illuminamento valido è ≥ 150 lux.
 - b6) non essere adibito a deposito, anche temporaneo, di sostanze dannose o pericolose;
 - b7) non prevedere la presenza di ingombri, anche temporanei.
- c) I morsetti di ingresso dei sistemi di misura dell'energia elettrica prodotta sono sigillati. Non è necessaria la blindatura dei suddetti morsetti.
- d) Ciascuna linea elettrica, che collega (direttamente o tramite un quadro elettrico di parallelo) l'uscita di ogni inverter del gruppo di conversione della potenza al sistema di misura dell'energia elettrica prodotta, dovrà:
 - d1) essere dotata di opportuni organi di interruzione e protezione
 - d2) essere costituita da un unico cavo multipolare o da cavi unipolari (in base alle scelte impiantistiche più opportune) facilmente individuabili, posati nel rispetto dei requisiti previsti dalla Norma CEI 11-17 (Linee in cavo)
 - d3) essere priva di giunzioni intermedie, per quanto possibile
 - d4) essere racchiusa in un apposito tubo protettivo.
- e) Per tutti gli altri aspetti di manutenibilità e di requisiti antifrode relativi al sistema di misura ed ai diversi componenti costituenti il sistema, si rimanda a quanto prescritto dalla Norma CEI 13-4.
- f) Nel caso di immissione totale in rete dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, è ammesso utilizzare un unico sistema di misura posizionato nel punto di consegna. Tale sistema effettua la misura dell'energia prelevata dalla rete (E1), dell'energia immessa in rete (E2) e dell'energia prodotta (E3).
- g) Nel caso di impianto fotovoltaico organizzato in varie sezioni d'impianto, secondo quanto previsto alla delibera AEEG n. 161/08 del 17 novembre 2008, ciascuna di queste dovrà essere dotata di un proprio sistema di misura dell'energia prodotta (E3).



12 La documentazione di progetto

Per progetto di un impianto elettrico si intende l'insieme di studi, che partendo dalla conoscenza delle prestazioni richieste, nelle condizioni ambientali e di funzionamento assegnate, produce le informazioni necessarie e sufficienti alla valutazione ed esecuzione dell'impianto in conformità alla regola d'arte (Guida CEI 0-2, ed. seconda, 2002-09).

La CEI 0-2 definisce ancora che:

- il progetto rappresenta il mezzo fondamentale per rispondere alle attese del committente nel rispetto delle disposizioni di legge e delle norme tecniche, al fine di conseguire la sicurezza e la qualità dell'impianto;
- per un uso razionale dell'energia elettrica e per un significativo contenimento dei costi dell'opera, risulta indispensabile la collaborazione tra il progettista elettrico, il committente ed i progettisti delle altre discipline.

Un impianto fotovoltaico, in quanto sistema elettrico di produzione, deve essere progettato secondo le indicazioni fornite dalla CEI 0-2.

12.1 I livelli di progettazione

L'attività di progettazione di un impianto elettrico si articola, secondo la Guida CEI 0-2, in tre livelli di successive definizioni tecniche: preliminare, definitiva ed esecutiva.

- Il progetto preliminare definisce le caratteristiche qualitative e funzionali dei lavori, il quadro delle esigenze da soddisfare e delle specifiche prestazioni da fornire. Il progetto preliminare può individuare altresì i profili e le caratteristiche più significative dei successivi livelli di progettazione, in funzione delle dimensioni economiche e della tipologia e categoria dell'intervento.
- Il progetto definitivo redatto sulla base delle indicazioni del progetto preliminare approvato, contiene tutti gli elementi necessari ai fini del rilascio della concessione edilizia o permesso per costruire e di altro atto equivalente.
- Il progetto esecutivo costituisce l'ingegnerizzazione di tutte le lavorazioni e, pertanto, definisce completamente ed in ogni particolare impiantistico l'intervento da realizzare. Restano esclusi soltanto i piani di cantiere, i piani di approvvigionamento, nonché i calcoli e i grafici relativi alle opere provvisorie. Il progetto è redatto nel pieno rispetto del progetto definitivo e delle eventuali prescrizioni dettate in sede di rilascio della concessione edilizia o del permesso per costruire.

Sulla base di ciò, la documentazione d'impianto comprende:

- La documentazione di progetto è l'insieme dei documenti costituenti il progetto; essa comprende i tre livelli di progettazione (*preliminare, definitiva ed esecutiva*) e deve essere preparata con modalità, tempi e contenuti, tali da essere utile a tutte le figure che, a vario titolo, sono interessate al suo uso (CEI 0-2).
- La documentazione finale di progetto (progetto "come costruito o "as-built") è costituita dai documenti del progetto esecutivo aggiornati con le eventuali variazioni realizzate in corso d'opera (CEI 0-2). Essa è predisposta e/o messa insieme da chi svolge la funzione di progettista, se detta funzione non si esaurisce nella stesura del progetto iniziale ma continua nell'attività di interfaccia tra committente e impresa installatrice fino al completamento dei lavori. Negli altri casi, la documentazione finale di progetto è predisposta e/o messa insieme da chi ha facoltà di autorizzare le eventuali variazioni in corso d'opera. Essa è utilizzata per la preparazione della documentazione finale di impianto.

- La documentazione finale di impianto è costituita dalla dichiarazione di conformità alla regola dell'arte e dagli allegati obbligatori ai sensi del DM 37/08, ivi compresa la documentazione finale di progetto.

Essa comprende inoltre la documentazione fornita dai costruttori dei componenti elettrici riguardanti le istruzioni per l'installazione, la messa in servizio, l'esercizio, la verifica dopo l'installazione, la manutenzione e, quando prevista, la documentazione specifica per l'affidabilità e la manutenibilità dei componenti dell'impianto (CEI 0-2).

La documentazione finale di impianto è predisposta dalle singole figure professionali coinvolte secondo le specifiche competenze e messa insieme da chi svolge la funzione di progettista se detta funzione non si esaurisce nella stesura del progetto iniziale ma continua nell'attività di interfaccia tra committente e impresa installatrice fino al completamento dei lavori. Negli altri casi, la documentazione finale di impianto è messa insieme dalla ditta installatrice.

La documentazione finale di impianto è utilizzata ai sensi del DM 37/08 e per altri eventuali usi previsti dalla legislazione vigente, limitatamente ai documenti specifici per le singole autorizzazioni: essa serve inoltre per le verifiche, l'esercizio e la manutenzione dell'impianto elettrico.

In particolare, successivamente alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico, dovranno essere emessi da un tecnico, ove occorra abilitato, e rilasciati al committente i seguenti documenti:

- progetto elettrico dell'impianto fotovoltaico (nella versione come costruito);
- manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione;
- dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito, corredata dall'elenco della strumentazione impiegata;
- dichiarazione di conformità ai sensi del DM 37/08;
- documentazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alla Norma CEI EN 61215, per moduli al Silicio cristallino, e alla CEI EN 61646 per moduli a film sottile;
- dichiarazione attestante, o altra documentazione comprovante, in maniera inequivocabile l'anno di fabbricazione dei moduli fotovoltaici;
- documentazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità del gruppo di condizionamento e controllo della potenza alla legislazione vigente e, in particolare, alla Norma CEI 11-20, qualora venga impiegato il dispositivo di interfaccia interno all'inverter stesso;
- certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
- garanzia sull'intero sistema e sulle relative prestazioni di funzionamento.

Detti documenti dovranno essere disponibili presso l'impianto fotovoltaico e dovranno essere custoditi dal committente.

La scheda tecnica è inclusa nelle varie fasi della progettazione al fine di riassumere le principali caratteristiche dell'impianto. Un esempio è riportato nel riquadro "Esempio di Scheda tecnica".

12.2 Il progetto esecutivo

Nel seguito sarà **descritta la sola documentazione relativa al progetto esecutivo**, dovendo essere disponibile all'inizio dei lavori e utilizzata per l'installazione dell'impianto e per i controlli in corso d'opera.

In generale, per gli impianti elettrici, la documentazione relativa al progetto esecutivo deve tenere conto della destinazione d'uso delle opere (vedi Tab. 3-A della Guida CEI 0-2) e dell'entità dell'opera.



Nel caso di impianti fotovoltaici di produzione, ai fini di una corretta realizzazione dell'opera (anche in considerazione delle caratteristiche proprie di tali impianti), il progetto esecutivo deve essere composto dai seguenti documenti, il cui livello di dettaglio dipende dall'entità, dalla peculiarità e dalla destinazione d'uso dell'opera:

- relazione generale
- relazione specialistica
- schema (descrizione) dell'impianto elettrico
- elaborati grafici
- calcoli esecutivi, tabelle e diagrammi di coordinamento delle protezioni
- piano di manutenzione
- elementi del piano di sicurezza e di coordinamento (DL 494/96 e s.m.i.)
- computo metrico
- quadro economico
- cronoprogramma
- capitolato speciale d'appalto
- schema di contratto.

12.2.1 Relazione generale

La relazione generale descrive in dettaglio i criteri utilizzati per le scelte progettuali esecutive (CEI 0-2). Essa comprende una descrizione sommaria dell'impianto.

Descrizione sommaria dell'impianto

In questa sezione viene effettuata una descrizione schematica dell'impianto fotovoltaico, illustrando le principali caratteristiche elettriche, meccaniche e funzionali dei vari componenti dello stesso.

Criteri per le scelte progettuali esecutive

I criteri per le scelte progettuali esecutive del progetto fotovoltaico connesso alla rete del distributore, che dovranno essere considerati, sono principalmente:

- massimizzazione della captazione della radiazione solare, mediante posizionamento ottimale dei moduli e limitazione degli ombreggiamenti sistematici;
- scelta dei componenti e della configurazione impiantistica in modo da:
 - ottenere un'efficienza operativa media del generatore fotovoltaico superiore al 85%;
 - ottenere un'efficienza operativa media dell'impianto fotovoltaico superiore al 75%;
 - garantire un decadimento delle prestazioni dei moduli non superiore al 10% della potenza nominale nell'arco di 12 anni e non superiore al 20% nell'arco di 20 anni;
- configurazione impiantistica tale da garantire il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete del distributore, ecc.);
- predisposizione per la misura dell'energia elettrica generata dall'impianto fotovoltaico, all'uscita dei gruppi di conversione.



Esempio di Scheda tecnica

Dati generali	Identificativo dell'impianto	Nome identificativo	
	Soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico	Nome	
	Ubicazione dell'impianto:	Via Città	
	Latitudine:	45° 28'N	
	Longitudine:	8° 54'E	
	Altitudine:	147 m s.l.m.	
	Inclinazione e orientazione piano moduli:	15°, Sud-Sud-Est (150°N)	
	Percentuale annua d'ombra sui moduli:	0%	
	Radiazione solare annua sul piano orizzontale:	1310 kWh/m ²	
	Radiazione solare annua sul piano inclinato:	1430 kWh/m ²	
	Temperatura ambiente media mensile:	fra 1,7 e 25,1°C	
	Zona vento:	1	
	Velocità giornaliera del vento (media annua):	1,1 m/sec	
	Direzione prevalente del vento (media annua):	Sud Ovest	
	Generatore fotovoltaico	Potenza nominale ⁽¹⁾ , Pn:	19,8 kWp
		Tensione alla massima potenza, Vm:	374 V
		Corrente alla massima potenza, Im:	52,8 A
Tensione massima (circuitto aperto), Voc:		482 V	
Corrente massima (cortocircuito), Isc:		57,6 A	
N°. moduli totale / in serie:		132 / 11	
N°. stringhe complessive:		12	
Moduli fotovoltaici (n. 132)	Tipo:	Costruttore Tipo	
	Potenza nominale ⁽²⁾ , Pn:	150 Wp	
	Tensione alla massima potenza, Vm:	34,0 V	
	Corrente alla massima potenza, Im:	4,4 A	
	Tensione massima (circuitto aperto), Voc:	43,4 V	
	Corrente massima (cortocircuito), Isc:	4,8 A	
	Tipo celle fotovoltaiche:	Silicio monocristallino	
Strutture di sostegno	Rendimento minimo garantito ⁽³⁾	11,4%	
	N°. celle totale / in serie:	72 / 72	
	Materiale:	Profilati in acciaio inox e all.	
	Posizionamento:	A tetto	
Inverter (n. 6)	Integrazione architettonica dei moduli:	NO	
	Tipo	Costruttore Tipo	
	Tecnologia (PWM/Tiristori/Altro)	PWM	
	Potenza nominale in c.c., Pn:	3200 W	
	Corrente nominale in c.c.:	12 A	
	Tensione ammessa in c.c.:	270 – 600 V	
	Potenza nominale in c.a., Pn:	3000 W	
	Tensione nominale in c.a.:	230 Vca monofase	
	Corrente nominale in c.a.	13 A	
	Corrente massima erogata in c.a. (contributo al cto cto):	15 A per circa 200 ms	
	Rendimento di picco:	95% a 90% di Pn	
	Rendimento europeo:	94%	
	Rendimento minimo garantito ⁽⁴⁾	90%	
Presenza trasformatore	si, in uscita		
Prestazioni energetiche	Distorsione, THD lato c.a.:	< 4%	
	Fattore di potenza:	1	
	Energia elettrica producibile (con radiazione solare pari a 1430 kWh/m ² /anno su piano inclinato 15° sull'orizzontale):	circa 20.900 kWh/anno	

(1) Somma della potenza dei moduli fotovoltaici a STC (AM 1,5, Irraggiamento sul piano dei moduli pari a 1000 W/m², temperatura di cella fotovoltaica pari a 25°C)

(2) Caratteristiche a STC

(3) Il rapporto fra la potenza nominale o di picco o di targa del modulo fotovoltaico tipo (espressa in kWp) e l'area del modulo, compresa la cornice (espressa in m²)

(4) Il rapporto fra la potenza Pca in uscita e la potenza Pcc in ingresso dell'apparato di conversione, con Pca > 30% della potenza nominale in uscita



12.2.2 Relazione specialistica

La relazione specialistica costituisce un'evoluzione, con informazioni più dettagliate, della relazione tecnica del progetto definitivo. La relazione specialistica riguarda la consistenza e la tipologia dell'impianto elettrico ed è il documento che svolge la funzione di raccordo fra i diversi documenti che costituiscono il progetto (CEI 0-2). Essa contiene i seguenti documenti.

Dati identificativi

Sono riportati le seguenti informazioni:

- identificazione dell'impianto fotovoltaico
- identificazione del committente,
- ubicazione del sito di installazione (indirizzo, latitudine, longitudine, altitudine, ...)
- attività oggetto dell'incarico

Dati di progetto

I dati di progetto sono costituiti dalle informazioni occorrenti per sviluppare il progetto e devono essere, quindi, noti prima di iniziare la specifica attività di progettazione che li utilizza.

I dati di progetto riguardano essenzialmente:

- la descrizione dell'edificio, della struttura o del luogo in cui verrà installato l'impianto, inclusi:
 - destinazione d'uso
 - dati dell'alimentazione elettrica (tensione della fornitura, potenza contrattuale impegnata, stato del neutro, vincoli del distributore da rispettare)
 - dati relativi agli ambienti soggetti a normativa specifica CEI
 - portanza dei solai o delle strutture destinate a sostenere il generatore fotovoltaico
 - presenza di barriere architettoniche
 - eventuali vincoli da rispettare
- le prestazioni elettriche richieste
- i dati meteo-climatiche del sito:
 - radiazione solare e temperatura ambiente:
 - medie mensili come da norma UNI 10349 con riferimento al capoluogo di provincia di appartenenza del sito o a quello più prossimo; è possibile utilizzare dati provenienti da altre fonti di riconosciuta attendibilità (ad es., Atlante Europeo della Radiazione Solare)
 - vento:
 - direzione prevalente, la velocità massima di progetto e la zona di vento come da Norma UNI 10349
- le norme di riferimento
- altre informazioni; ad esempio:
 - carico di neve (come già indicato nel par. 4.5)
 - effetti sismici (come già indicato nel par. 4.5).

Calcolo della radiazione solare ricevuta dall'impianto

Il calcolo della radiazione solare ricevuta dall'impianto dovrà essere effettuata utilizzando i dati radiometrici di progetto e determinando il valore della radiazione solare ricevuta dalla superficie (fissa comunque esposta ed orientata) del generatore fotovoltaico, mediante le formule riportate nella Norma UNI 8477 o, anche, mediante appositi programmi di calcolo di riconosciuta attendibilità.



Per il calcolo della radiazione solare effettivamente incidente sui moduli fotovoltaici ed effettivamente convertibile in energia elettrica da questi ultimi, è necessario tenere conto dell'effetto delle ombre riportate sui moduli almeno come valore stimato percentuale.

Nel caso in cui il generatore fotovoltaico sia suddiviso in campi con caratteristiche non omogenee per uno dei seguenti motivi:

- moduli fotovoltaici di tipo differente
- moduli fotovoltaici con orientamento differente, in cui si riscontri una differenza di orientamento tra le superfici dei moduli maggiore di 10°.

I calcoli sopracitati devono essere ripetuti per ogni raggruppamento di campi che possa essere considerato omogeneo.

È possibile utilizzare direttamente i dati di partenza qualora la disposizione dei moduli fotovoltaici sia ragionevolmente prossima alle condizioni di rilevamento di questi.

Nel caso in cui il generatore fotovoltaico sia composto da uno o più campi ad inseguimento solare, i calcoli devono tenere conto del tipo di sistema di inseguimento adottato, della sua precisione e di eventuali ombreggiamenti reciproci tra i diversi apparati mobili nel caso ve ne sia più di uno.

Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche elettriche

Sono descritte le soluzioni impiantistiche adottate inerenti le:

- protezioni contro le sovracorrenti;
- protezioni contro le sovratensioni;
- protezioni di interfaccia lato corrente alternata;
- protezioni contro i contatti diretti per la sezione in corrente continua e la sezione in corrente alternata;
- protezioni contro i contatti indiretti, con particolare riferimento ai conduttori equipotenziali, ai conduttori di terra e ai dispersori;
- protezioni contro i fulmini.

Criteri di scelta delle soluzioni meccaniche e strutturali per il generatore fotovoltaico

Sono descritte le soluzioni meccaniche e strutturali che permettono di collocare adeguatamente il generatore fotovoltaico nel luogo previsto (tetto o facciata di edificio, struttura o area), assicurando la necessaria resistenza alle sollecitazioni prevedibili. Le soluzioni scelte devono rispondere ai seguenti criteri:

- sollecitazioni strutturali dovute ai carichi propri;
- sollecitazioni strutturali dovute ai sovraccarichi, in particolare per il carico neve, l'azione del vento ed eventuali azioni sismiche;
- azioni corrosive dovute a fenomeni atmosferici, ambiente salino, correnti galvaniche anche dovute all'accoppiamento di metalli differenti;
- dilatazioni termiche.

Criteri di scelta e dimensionamento dei componenti principali

Sono descritti i principali componenti del sistema:

- moduli fotovoltaici;
- gruppo di conversione (inverter).



Calcolo della potenza erogata e stima della produzione annua di energia elettrica

La potenza erogata e la stima della produzione annua di energia elettrica sono calcolati secondo le modalità esposte nel par. 4.3.3.

12.2.3 Elaborati grafici

Schema elettrico generale

Lo schema elettrico generale può essere redatto come schema unifilare o multifilare; esso mostra le principali relazioni o connessioni tra i componenti descritti nella relazione tecnica. Esso contiene le informazioni relative ai circuiti di potenza, ai livelli di tensione e di corto circuito, al sistema di protezione elettrica, ai circuiti di comando e segnalazione, ai dati nominali dei componenti elettrici principali, alla contabilizzazione dell'energia elettrica.

In particolare lo schema elettrico generale dell'impianto riporta le seguenti indicazioni:

- numero delle stringhe e numero dei moduli per stringa;
- quadro di campo;
- numero di inverter e modalità di collegamento delle uscite degli inverter;
- eventuali dispositivi di protezione lato c.c. e c.a. esterni all'inverter;
- contatori di energia prodotta;
- punto di collegamento alla rete di utente con eventuali dispositivi di protezione della rete di utente;
- contatori per la misura dell'energia prelevata/immessa dalla/nella rete del distributore.

Schemi elettrici

Gli schemi elettrici contengono tutte le necessarie informazioni dell'impianto e le funzioni svolte dai componenti indicati.

Essi comprendono:

- gli schemi dei principali circuiti in entrata ed uscita
- gli schemi dei quadri elettrici
- gli schemi logici di funzione.

Schemi d'installazione e disegni planimetrici

Gli schemi d'installazione mostrano i componenti elettrici (in particolare moduli fotovoltaici e gruppi di conversione) in relazione alla loro ubicazione planimetrica e i tracciati principali della rete impiantistica e di eventuale rete di terra e di protezione da scariche atmosferiche.

Essi saranno redatti in scala 1:50 o 1:100 e presentati, preferibilmente, in formato A4 o A3.

Schemi delle apparecchiature assiemate di protezione e di manovra (quadri)

Contengono l'indicazione dei circuiti principali in entrata e in uscita, gli interruttori, i dispositivi di protezione e comando, gli strumenti di misura e i dati di dimensionamento.

Particolari costruttivi e dettagli d'installazione

Contengono le informazioni necessarie per una corretta installazione dei componenti elettrici compresa la disposizione dei cavi negli scavi e nelle passerelle, i dettagli relativi all'impianto di terra e alla protezione contro i fulmini, ove prevista.



12.2.4 Calcoli esecutivi

La progettazione esecutiva degli impianti elettrici deve essere effettuata unitamente alla progettazione esecutiva delle opere edili al fine di prevedere esattamente ingombri, passaggi, cavedi, sedi, attraversamenti e simili e di ottimizzare le fasi di realizzazione.

I criteri e le modalità di esecuzione, nonché i risultati dei calcoli di dimensionamento degli impianti, comunque eseguiti, sono descritti in una relazione, esposti in modo da consentirne un'agevole lettura e verificabilità. La relazione non deve necessariamente contenere i calcoli stessi.

I calcoli esecutivi di dimensionamento degli impianti sono riferiti alle condizioni di esercizio ed alle specificità dell'intervento. Essi devono permettere di stabilire e dimensionare tutte le apparecchiature, condutture, canalizzazioni e qualsiasi altro elemento necessario per la funzionalità dell'impianto stesso.

Le tabelle e i diagrammi di coordinamento delle protezioni sono documenti alternativi od anche complementari tra loro. Essi possono far parte della relazione illustrativa relativa ai calcoli esecutivi. Essi contengono i dati per definire le caratteristiche significative dei dispositivi di interruzione, dei dispositivi di protezione dei circuiti e degli apparecchi utilizzatori ed i dati per la verifica della selettività, quando richiesta, dei dispositivi di protezione, quali:

- tipi di dispositivi di protezione;
- tipi di curve di intervento, campi di taratura e valori selezionati; poteri d'interruzione richiesti nei diversi punti dell'impianto elettrico;
- indicazioni relative alle funzioni di selettività (ed eventualmente di soccorso) da applicare nei diversi punti dell'impianto elettrico.

Possono non essere riportati i calcoli relativi ai singoli circuiti, ma devono essere riportati i criteri per la verifica di tali circuiti.

12.2.5 Piano di manutenzione

Il piano di manutenzione è il documento complementare al progetto esecutivo che pianifica e programma l'attività di manutenzione al fine di mantenere nel tempo la funzionalità, le caratteristiche di sicurezza e qualità, l'efficienza ed il valore economico dell'opera, tenendo conto degli elaborati progettuali esecutivi effettivamente realizzati.

Il piano di manutenzione assume contenuto differenziato in relazione all'importanza e alla specificità dell'opera e contiene l'insieme delle informazioni atte a permettere all'utente di conoscere le modalità di utilizzo e manutenzione nonché tutti gli elementi necessari ed evitare i possibili danni derivanti da un'utilizzazione impropria.

Il programma di manutenzione prevede un sistema di controlli e di interventi da eseguire periodicamente, a cadenze prestabilite o altrimenti prefissate, al fine di una corretta gestione dell'opera e delle sue parti nel corso degli anni.

12.2.6 Elementi per il piano di sicurezza

Sono le disposizioni da rispettare nell'installazione, esercizio e manutenzione, onde evitare situazioni pericolose per la sicurezza e la continuità di funzionamento, nonché per la salvaguardia dei componenti elettrici.

12.2.7 Computo metrico

Il computo metrico definisce in modo dettagliato le quantità di componenti dell'impianto (materiali) e di attività previste per la realizzazione dell'impianto.



12.2.8 Computo metrico estimativo

Il computo metrico-estimativo è l'elaborato che contiene la stima che si ottiene applicando, alle quantità di materiali e attività del computo metrico, i prezzi unitari dettati anche dai prezziari o dai listini correnti dell'area interessata.

Ove mancanti, i prezzi saranno dedotti da quelli elementari disponibili, incrementati delle spese generali e di quelle per la sicurezza e l'utile d'impresa.

12.2.9 Quadro economico

Il quadro economico è il documento che riassume i costi per:

- lavori a misura, a corpo, in economia;
- somme a disposizione del committente (o stazione appaltante) per:
 - rilievi;
 - allacciamento alla rete del distributore, autorizzazioni necessarie alla realizzazione dell'impianto, costituzione di cauzione finanziaria;
 - imprevisti;
 - spese tecniche relative alla progettazione, alle necessarie attività preliminari, nonché al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, assistenza giornaliera e contabilità, assicurazione dei dipendenti;
 - IVA ed eventuali altre imposte;
 - eventuale incentivo per la progettazione fatta all'interno dell'amministrazione pubblica.

In particolare il preventivo di spesa relativo ai costi da sostenere dovrà essere ripartito tra le principali voci di costo, tra cui:

- progettazione;
- direzione lavori, collaudo e certificazione dell'impianto;
- fornitura dei materiali e dei componenti necessari alla realizzazione dell'impianto;
- installazione e posa in opera dell'impianto;
- eventuali opere edili necessarie e connesse all'installazione dell'impianto;
- costi di sviluppo del progetto;
- eventuali altri oneri.

12.2.10 Cronoprogramma

Il progetto esecutivo può essere corredato dal cronoprogramma delle lavorazioni da realizzare in funzione di particolari esigenze di programmazione e del finanziamento dell'opera.

Esempio di documentazione di progetto per impianti di media taglia

Viene riportata, a titolo esemplificativo, la lista della documentazione di progetto relativa ad un impianto di media taglia (100 kW):

- relazione (o specifica tecnica) generale
- relazione specialistica (o specifica tecnica) di fornitura dei:
 - moduli fotovoltaici
 - quadri di sottocampo, parallelo, BT e MT
 - gruppo di conversione
 - eventuali containers per apparecchiature
 - strutture di sostegno moduli
 - cavi elettrici
 - hardware e software sistema acquisizione dati e sensori
 - montaggi elettrici e meccanici
- schemi elettrici:
 - elettrico unifilare generale dell'impianto
 - bifilare quadri di campo
 - costruttivi, morsettiere, lay-out quadri inverter
 - cablaggio delle stringhe dei moduli
 - a blocchi dell'inverter
 - composizione del campo fotovoltaico
 - inserzione dei contatori
- elaborati grafici:
 - planimetria generale e con quote di posa strutture
 - percorso cavi
 - rete di terra
 - eventuali containers per apparecchiature
 - assieme e particolari costruttivi delle strutture di supporto moduli
 - particolari rete di terra
 - costruttivo generale e cassetta di terminazione moduli
- relazione di calcolo:
 - tabelle e diagrammi di coordinamento delle protezioni
 - dimensionamento cavi
 - dissipazione termica quadri elettrici
 - strutture di supporto
 - eventuali containers per apparecchiature
 - dimensionamento gruppo di conversione
 - previsione di produzione energetica
 - rete di terra, tensione di passo e di contatto
 - fondazioni
- computo metrico:
 - moduli
 - strutture di supporto
 - gruppo di conversione
 - quadri elettrici
 - cavi
 - protezioni
- quadro economico
- cronoprogramma
- elementi del piano di sicurezza e di coordinamento (DL 494/96 e s.m.i.)
- capitolato speciale d'appalto
- schema di contratto
- piano di manutenzione.



12.2.11 Capitolato speciale d'appalto

Il capitolato speciale d'appalto è diviso in più parti ed illustra:

- gli elementi necessari per una compiuta definizione dell'appalto;
- le modalità di esecuzione e le norme di misurazione di ogni lavorazione, i requisiti di accettazione dei materiali e componenti, le specifiche di prestazione e le modalità di prove nonché, ove necessario, l'ordine da tenersi nello svolgimento di specifiche lavorazioni;
- ogni altra informazione e prescrizione ritenuta necessaria dal progettista.

13 L'installazione degli impianti fotovoltaici

13.1 Gli aspetti specifici degli impianti fotovoltaici

13.1.1 Soggetti abilitati

I soggetti abilitati alla progettazione e all'installazione degli impianti fotovoltaici sono quelli specificati nella legislazione vigente in materia di sicurezza degli impianti. In particolare si richiama il DM n. 37 del 22 gennaio 2008.

I sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti BT del distributore ricadono nell'ambito di applicazione al DM 37/08 in quanto "impianti di produzione, di trasporto, di distribuzione e di utilizzazione dell'energia elettrica all'interno degli edifici a partire dal punto di consegna dell'energia fornita dalla società distributrice". Occorre tenere conto però, che, nel caso di installazioni all'aperto (ad esempio, pensiline fotovoltaiche), gli impianti fotovoltaici non sono soggetti al DM 37/08.

13.2 La sicurezza delle installazioni

Dal punto di vista della sicurezza, come già evidenziato, occorre tenere conto che il generatore fotovoltaico è una fonte energetica non interrompibile, data l'impossibilità pratica di porre il sistema fuori tensione alla 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.

È necessario quindi indicare con opportuna segnaletica tale situazione di pericolo. Un esempio di cartello di sicurezza che avvisa del pericolo della doppia alimentazione del circuito elettrico di un impianto fotovoltaico collegato alla rete del distributore è riportato in Fig. 13.1.



Figura 13.1 – Cartello di sicurezza per un impianto fotovoltaico collegato alla rete del distributore

Nel caso di impianti dotati di un solo generatore o di più generatori soggetti al medesimo sistema di misura dell'energia prodotta, deve essere previsto un adeguato numero di dispositivi di sezionamento manovrabili e posizionati "a monte" (cioè lato rete) rispetto al/ai generatore/i (cioè al fine della messa in sicurezza del tratto di impianto in cui è inserita la misura durante gli interventi di installazione/manutenzione del contatore), come illustrato in Figura 10.4 e Figura 10.5.

14 Verifiche tecnico funzionali sui componenti

14.1 Materiali e apparecchiature

I materiali e le apparecchiature utilizzati devono essere realizzati e costruiti a regola d'arte, ovvero secondo le Norme CEI, ai sensi della Legge 1 marzo 1968.

Il materiale elettrico specificato nella Direttiva Europea 2006/95/CE deve essere costruito conformemente ai criteri di sicurezza contenuti nel testo di legge e recare le marcature corrispondenti, tra cui la marcatura CE di conformità.

14.2 Le prove in fabbrica sui moduli fotovoltaici

Le prove sui moduli fotovoltaici, eseguite in fabbrica, sono tese ad accertare la loro rispondenza alle norme applicabili e alle specifiche di progetto. Le prove, da effettuare eventualmente a campionamento, consistono essenzialmente in:

- ispezione visiva tesa ad evidenziare eventuali difetti macroscopici dei moduli (celle rotte, collegamenti elettrici difettosi, celle in contatto tra loro o con la cornice, incrinature o difetti dei vetri, bolle formanti un cammino continuo tra cella e bordo del modulo, ecc.);
- rilievo delle caratteristiche tensione corrente (I-V);
- verifica dell'eventuale scostamento fra la massima potenza misurata ed, eventualmente, riportata a STC (P_m) e quella dichiarata dal costruttore;
- il controllo delle misure e del peso dei moduli e della conformità ad altre eventuali specifiche contrattuali.

La procedura per il rilievo delle caratteristiche I-V (CEI EN 60891, 60904-1, 60904-2 e 60904-3) prevede una fase preliminare di taratura del simulatore solare che verrà adottato per la verifica.

La taratura del simulatore potrà anche essere effettuata utilizzando un modulo di riferimento, con caratteristiche elettriche e meccaniche simili a quelle dei moduli da accettare, precedentemente tarato presso un laboratorio qualificato (ad esempio il JRC di Ispra). In questo caso, la procedura di taratura consiste nel:

- delimitare un'area sul piano di misura del simulatore da utilizzare per tutte le misure successive;
- regolare l'intensità della lampada del simulatore in modo che il modulo di riferimento fornisca, entro i limiti di sensibilità del simulatore una corrente I_{sc} pari a quella di riferimento;
- verificare (con la lampada così regolata) che la P_m misurata corrisponda, a meno di una prefissata tolleranza, con la P_m di riferimento. In queste condizioni il simulatore si riterrà idoneo per le successive verifiche dei moduli fotovoltaici.

Al momento dell'accettazione nel sito di installazione, i moduli potranno comunque essere sottoposti a prove e misure necessarie per verificarne la conformità alla normativa di riferimento e alle specifiche di progetto.

14.2.1 Gruppi di conversione

Le prove sui gruppi di conversione, eseguite in fabbrica, sono tese ad accertare la loro rispondenza alle norme applicabili e alle specifiche di progetto.



Tipicamente le prove sui gruppi di conversione riguardano la verifica:

- della curva rendimento-potenza, del fattore di potenza, della distorsione armonica in corrente, della capacità di funzionamento in automatico;
- delle prescrizioni contrattuali;
- delle prescrizioni previste dalla normativa di riferimento.

In particolare, per la determinazione della curva rendimento-potenza verrà eseguita la misura diretta e contemporanea della potenza elettrica in ingresso ed in uscita dell'inverter nelle varie condizioni di potenza di ingresso. La misura della potenza lato continua sarà effettuata con il metodo voltamperometrico mentre per quella attiva e reattiva, lato alternata, è previsto l'impiego di un wattmetro (previo condizionamento dei segnali di tensione e corrente mediante opportuni trasformatori di misura). L'incertezza di misura dell'intera catena dovrà essere inferiore ad un valore prefissato. La misura della distorsione armonica dovrà essere volta a verificare che le armoniche della corrente erogata verso la rete del distributore, nelle varie condizioni operative, non superino i limiti previsti per la distorsione armonica totale e per quella di singola armonica, in accordo con la Norma CEI EN 61000-3-2 (per correnti $\leq 16A$ per fase) e con le Norme CEI EN 61000-3-12 e CEI EN 61000-3-4 (per correnti maggiori).

In merito alla verifica della capacità di funzionamento in automatico le prove saranno volte a verificare il corretto funzionamento del dispositivo di inseguimento del punto di massima potenza del generatore fotovoltaico, la capacità di avviamento e arresto automatico in relazione al valore di soglie prefissate, nonché l'intervento delle protezioni interne dei vari dispositivi (sovracorrente, sovratensione, temperatura, ecc.) e di quelle per l'interfacciamento alla rete del distributore.

15 Verifiche tecnico funzionali su impianti installati

Di seguito sono forniti i criteri da seguire nel corso delle verifiche degli impianti fotovoltaici già realizzati al fine di assicurare il rispetto dei requisiti di sicurezza e di funzionalità previsti in fase di progetto.

Le verifiche consistono in un controllo di rispondenza dell'opera realizzata ai dati di progetto ed alla regola dell'arte e constano di due momenti: l'esame a vista e l'esecuzione di prove sugli impianti.

L'esecuzione delle prove può anche avere un aspetto amministrativo e, quindi, di collaudo.

15.1 L'esame a vista

L'esame a vista ha il fine di controllare che l'impianto sia stato realizzato secondo le Norme CEI. In particolare deve accertare che i componenti siano conformi alle prescrizioni delle relative norme, scelti e messi in opera correttamente e non danneggiati visibilmente. Inoltre l'esame a vista è teso a identificare, senza l'uso di attrezzi o di mezzi di accesso eventuali difetti dei componenti elettrici che sono evidenti allo sguardo quali ad esempio: la mancanza di ancoraggi, connessioni interrotte, involucri rotti, dati di targa, ecc.

15.2 Prove sugli impianti già realizzati

Per prove sugli impianti già realizzati si intende l'effettuazione di misure o di altre operazioni mediante le quali si accerta la rispondenza dell'impianto alle Norme CEI e alla documentazione di progetto, in genere, prima della messa in servizio dell'impianto.

In particolare le prove consistono nel controllare, per ciascun impianto, almeno i seguenti punti:

- la continuità elettrica e le connessioni tra moduli; questa prova consiste nell'accertare la continuità elettrica tra i vari punti dei circuiti di stringa e fra l'eventuale parallelo delle stringhe e l'ingresso del gruppo di condizionamento e controllo della potenza;
- la messa a terra di masse e scaricatori che consiste nell'accertare la continuità elettrica dell'impianto di terra, a partire dal dispersore fino alle masse e masse estranee collegate;
- l'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse; lo scopo è quello di accertare che la resistenza di isolamento dell'impianto sia adeguata ai valori prescritti dalla Norma CEI 64-8/6; la misura deve essere eseguita tra ogni conduttore attivo, oppure ciascun gruppo completo di conduttori attivi, e l'impianto di terra; le misure devono essere eseguite in c.c. mediante strumenti di prova in grado di fornire le tensioni previste (es. 500 V c.c.) con un carico di 1mA;
- il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete del distributore, ecc.); questa prova consiste nel verificare che i dispositivi siano stati installati e regolati in modo appropriato; per la prova di accensione e spegnimento automatico dell'impianto è consigliabile intervenire sui sezionatori di stringa; una verifica che accerti le funzioni di protezione di interfaccia deve almeno provare il loro intervento in caso di mancanza della rete del distributore;
- il soddisfacimento delle due seguenti condizioni, in presenza di irraggiamento sul piano dei moduli superiore a 600 W/m^2 :

$$(15.1) \quad P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * G_p / G_{STC}$$

$$(15.2) \quad P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$$

dove:

- P_{cc} è la potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con incertezza non superiore al 2%;
- P_{ca} è la potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata con incertezza non superiore al 2%;
- P_{nom} è la potenza nominale (in kWp) del generatore fotovoltaico, determinata come somma delle singole potenze dei moduli desunte dai fogli di dati rilasciati dal costruttore;
- G_p è l'irraggiamento (in W/m^2) misurato sul piano dei moduli con incertezza di misura del sensore solare non superiore al 3% e con incertezza di misura della tensione in uscita dal sensore solare non superiore all'1%;
- G_{STC} è l'irraggiamento in STC (pari a 1000 W/m^2).



La condizione di cui sopra ammette quindi, per le perdite del generatore fotovoltaico, un valore complessivo massimo pari al 15% della potenza nominale dell'impianto stesso; detto limite tiene conto delle perdite ohmiche, di difetti di accoppiamento, della temperatura (fino al valore di 40 °C), della non linearità dell'efficienza dei moduli in funzione dell'irraggiamento, degli ombreggiamenti (entro il 2% massimo) e della risposta angolare.

La misura della potenza P_{cc} e della potenza P_{ca} deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento sul piano dei moduli (G_p) superiore a 600 W/m². Qualora nel corso di detta misura venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli, misurata sulla faccia posteriore dei medesimi, superiore a 40 °C, è ammessa la correzione in temperatura della potenza stessa. In questo caso, anziché verificare la condizione (15.1), potrà essere verificata la seguente condizione:

$$(15.3) \quad P_{cc} > (1 - P_{tpv} - 0,08) * P_{nom} * G_p / G_{STC}$$

Ove P_{tpv} indica le perdite causate dalla riduzione delle prestazioni del generatore fotovoltaico, quando la temperatura di lavoro delle celle fotovoltaiche è superiore a 25°C, mentre tutte le altre perdite del generatore stesso (ottiche, resistive, caduta sui diodi, difetti di accoppiamento) sono state tipicamente assunte pari all'8%.

Le perdite P_{tpv} possono essere determinate approssimativamente come :

$$(15.4) \quad P_{tpv} = (T_{cel} - 25) * \gamma$$

oppure come:

$$(15.5) \quad P_{tpv} = [T_{amb} - 25 + (NOCT - 20) * G_p / 0,8] * \gamma$$

Dove

T_{cel} Temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termoresistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo in corrispondenza di una cella o mediante la misura della tensione a vuoto secondo la Norma CEI EN 60904-5

γ Coefficiente di temperatura di potenza delle celle fotovoltaiche; questo parametro, sta ad indicare la diminuzione della potenza generata all'aumentare della temperatura ed è fornito dal costruttore; per moduli in silicio cristallino è tipicamente pari a 0,4÷0,5% /°C.

T_{amb} Temperatura ambiente

$NOCT$ Temperatura nominale di lavoro della cella: questo parametro, fornito dal costruttore, è tipicamente pari a 40÷50°C, ma può arrivare a 60°C per moduli in vetrocamera.

G_p Irraggiamento solare, misurato sul piano dei moduli, espresso in kW/m².

NOTA Si evidenzia che, per assicurare una misura accurata e ripetibile, secondo la Norma CEI EN 61829 è necessario che le misure di P_{cc} , P_{ca} , G_p e T_{amb} da utilizzare nelle formule precedenti siano effettuate simultaneamente.

Pertanto le misure vanno effettuate in uno dei seguenti modi:

- mediante l'utilizzo di strumenti in grado di effettuare le suddette misure in simultanea;
- mediante l'utilizzo di più strumenti di misura indipendenti, ma con valori di irraggiamento solare, temperatura ambiente, velocità del vento e potenza erogata praticamente costanti durante la misurazione;
- mediante l'utilizzo di più strumenti di misura indipendenti, ma con l'ausilio di più operatori che in contemporanea effettuano le suddette misurazioni.

15.3 Il collaudo tecnico-amministrativo

Il collaudo degli impianti può essere effettuato a cura di professionisti abilitati, non intervenuti in alcun modo nella progettazione, direzione ed esecuzione dell'opera, i quali attestino che i lavori realizzati sono conformi ai progetti approvati e alla normativa vigente in materia.



Il collaudo ha lo scopo di verificare e certificare che l'impianto è stato eseguito a regola d'arte e secondo le prescrizioni tecniche prestabilite, in conformità al progetto e alle varianti approvate. Il collaudo ha altresì lo scopo di verificare che i dati risultanti dalla contabilità e dai documenti giustificativi corrispondono fra loro e con le risultanze di fatto, non solo per dimensioni, forma e quantità, ma anche per qualità dei materiali e componenti. Il collaudo comprende inoltre tutte le verifiche tecniche previste dalle leggi di settore.

Al collaudatore, deve essere trasmessa copia conforme del progetto, completo di tutti i suoi allegati e delle eventuali varianti approvate, i verbali di prova sui materiali (di cui al paragrafo 14.2) e le relative certificazioni di qualità, nonché l'eventuale collaudo statico delle strutture di sostegno dei moduli.

La verifica della buona realizzazione di un impianto è effettuata, nel corso della visita di collaudo, attraverso accertamenti, saggi e riscontri che il collaudatore giudica necessari e che possono essere svolti secondo le modalità indicate nei paragrafi 15.1 e 15.2. L'appaltatore a propria cura e spese mette a disposizione del collaudatore gli operai e i mezzi necessari ad eseguire tali attività.

Della visita di collaudo è redatto processo verbale di visita che oltre a contenere informazioni di carattere generale descrive i rilievi fatti dal collaudatore, le singole operazioni e le verifiche compiute, in particolare le prove sugli impianti già realizzati (di cui al par. 15.2) e i risultati ottenuti. In un'apposita relazione il collaudatore raffronta i dati di fatto risultanti dal processo verbale di visita con i dati di progetto, delle varianti approvate e formula le proprie considerazioni sul modo in cui sono stati condotti i lavori nonché espone se il lavoro sia o no collaudabile o sotto quali condizioni o restrizioni.

Qualora il collaudatore ritenga collaudabile il lavoro emette il certificato di collaudo che deve contenere i dati tecnici, amministrativi e contabili, i verbali delle visite con l'indicazione delle verifiche effettuate nonché la dichiarazione circa la collaudabilità dell'opera e sotto quali condizioni.



Allegato A

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

A.1 Leggi e Decreti

D.P.R. 27 aprile 1955, n. 547 (**abrogato dal D D.L. 9 aprile 2008, n. 81**)

Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro

Legge 1° marzo 1968, n. 186

Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici

Legge 18 ottobre 1977, n. 791

Attuazione della direttiva del Consiglio delle Comunità europee (73/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione – bassa tensione

Legge 5 marzo 1990, n. 46

Norme per la sicurezza degli impianti (abrogata dall'entrata in vigore del D.M. 22 gennaio 2008, ad eccezione degli articoli 8, 14 e 16)

D.P.R. 6 dicembre 1991, n. 447

Regolamento di attuazione della legge 5 marzo 1990, n. 46, in materia di sicurezza degli impianti (abrogato dall'entrata in vigore del D.M. 22 gennaio 2008)

D.P.R. 18 aprile 1994, n. 392

Regolamento recante disciplina del procedimento di riconoscimento delle imprese ai fini della installazione, ampliamento e trasformazione degli impianti nel rispetto delle norme di sicurezza

D.L. 19 settembre 1994, n. 626 (**abrogato dal D D.L. 9 aprile 2008, n. 81**)

Attuazione delle direttive 89/391/CEE, 89/654/CEE, 89/655/CEE, 89/656/CEE, 90/269/CEE, 90/270/CEE, 90/394/CEE e 90/679/CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro

D.M. 16 gennaio 1996

Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi

Circolare 4 luglio 1996

Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi" di cui al decreto ministeriale 16 gennaio 1996

D.L. 19 marzo 1996, n. 242

Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 19 settembre 1994, n. 626, recante attuazione di direttive comunitarie riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro

D.L. 12 novembre 1996, n. 615

Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 3 maggio 1989, in materia di ravvicinamento delle legislazioni degli stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata e integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28 aprile 1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22 luglio 1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29 ottobre 1993

D.L. 25 novembre 1996, n. 626

Attuazione della direttiva 93/68/CEE in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione

- D.L. 16 marzo 1999, n. 79
Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica
- Legge 13 maggio 1999, n. 133
Disposizioni in materia di perequazione, razionalizzazione e federalismo fiscale [in particolare art. 10 comma 7: l'esercizio di impianti da fonti rinnovabili di potenza non superiore a 20 kWp, anche collegati alla Rete, non è soggetto agli obblighi della denuncia di officina elettrica per il rilascio della licenza di esercizio e che l'energia consumata, sia autoprodotta che ricevuta in conto scambio, non è sottoposta all'imposta erariale e alle relative addizionali]
- D.M. 11 novembre 1999
Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79
- DPR 22 ottobre 2001, n. 462
Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi
- Ordinanza PCM 20 marzo 2003, n. 3431
Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica
- D.L. 29 dicembre 2003, n. 387
Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità
- Legge 23 agosto 2004, n. 239
Riordino del settore energetico, nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia
- Ordinanza PCM 3 maggio 2005, n. 3431
Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica"
- D.M. 28 luglio 2005 Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare
- D.M. 6 febbraio 2006
Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare
- D.M. 19 febbraio 2007
Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003
- D.M. 22 gennaio 2008 n. 37
Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici
- Nota: Ai sensi dell'articolo 3, comma 1, della legge n. 17 del 2007, con l'entrata in vigore di questo regolamento sono abrogati:
- il regolamento di cui al D.P.R. 6 dicembre 1991, n. 447,
 - gli articoli da 107 a 121 del testo unico di cui al D.P.R. 6 giugno 2001, n. 380,
 - la legge 5 marzo 1990, n. 46, ad eccezione degli articoli 8, 14 e 16, le cui sanzioni trovano applicazione in misura raddoppiata per le violazioni degli obblighi previsti dallo stesso regolamento
- D.L. 9 aprile 2008, n. 81
"Testo sulla sicurezza sul lavoro" - Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro



A.2 Deliberazioni AEEG

- Delibera n. 188/05 Definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005
- Delibera n. 281/05 Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi
- Delibera n. 40/06 Modificazione e integrazione alla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 14 settembre 2005, n. 188/05, in materia di modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici
- Testo coordinato delle integrazioni e modifiche apportate con Deliberazione AEEG n. 40/06 alla Deliberazione AEEG n. 188/05
- Delibera n. 182/06 Intimazione alle imprese distributrici ad adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell'energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04
- Delibera n. 260/06 Modificazione ed integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05 in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici
- Delibera n. 88/07 Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione
- Delibera n. 89/07 Condizioni tecnico economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale ad 1 kV
- Delibera n. 90/07 Attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici (Modificata dalla 74/08 a partire dal 01.01.2009).
- Delibera n. 280/07 Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della Legge 23 agosto 2004, n. 239/04.
- Delibera n. 33/08 (ARG/elt) Condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV
- Delibera n. 74/08 (ARG/elt) Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP).
- Delibera n. 99/08 Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA)
- Delibera n. 107/08 Modificazioni e integrazioni alla deliberazione dell'AEEG n. 280/07, in materia di ritiro dedicato dell'energia elettrica
- Delibera n. 109/08 Revisione dei prezzi minimi garantiti di cui alla deliberazione dell'AEEG n. 280/07
- Delibera n. 119/08 (ARG/elt) Disposizioni inerenti l'applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV
- Delibera n. 161/08 (ARG/elt) Modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici

A.3 Norme

Le norme riportate si riferiscono a condizioni normali di progetto e installazione. Qualora l'impianto fotovoltaico sia realizzato in zone, su strutture o in ambienti soggetti a normativa specifica, quali ad esempio gli ambienti con pericolo di esplosione, come i distributori di carburante, dovranno essere adottate le norme applicabili al caso specifico.

A.3.1 Criteri di progetto e documentazione

CEI 0-2	Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici
CEI EN 60445 CEI (16-2)	Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità dei conduttori

A.3.2 Sicurezza elettrica

CEI 0-16	Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica
CEI 11-27	Lavori su impianti elettrici
CEI 64-8	Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua
CEI 64-8/7	(Sez.712)- Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari
CEI 64-12	Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario
CEI 64-14	Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori
IEC/TS 60479-1	Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects
IEC 60364-7-712	Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems
CEI EN 60529 CEI (70-1)	Gradi di protezione degli involucri (codice IP)
CEI 64-57	Edilizia ad uso residenziale e terziario - Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici - Impianti di piccola produzione distribuita.
CEI EN 61140 CEI (0-13)	Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature



A.3.3 Parte fotovoltaica

IEC/TS 61836	Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols
CEI EN 50380 CEI (82-22)	Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici
CEI EN 50438 CEI (311-1)	Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione
CEI EN 50461 CEI (82-26)	Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino
CEI EN 60891 CEI (82-5)	Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in Silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento
CEI EN 60904-1 CEI (82-1)	Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione
CEI EN 60904-2 CEI (82-2)	Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per i dispositivi solari di riferimento
CEI EN 60904-3 CEI (82-3)	Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento
CEI EN 61173 CEI (82-4)	Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida
CEI EN 61215 CEI (82-8)	Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo
CEI EN 61646 CEI (82-12)	Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri – Qualifica del progetto e approvazione di tipo
CEI EN 61277 CEI (82-17)	Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida
CEI EN 61345 CEI (82-14)	Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FV)
CEI EN 61683 CEI (82-20)	Sistemi fotovoltaici - Condizionatori di potenza - Procedura per misurare l'efficienza
CEI EN 61701 CEI (82-18)	Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV)
CEI EN 61724 CEI (82-15)	Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
CEI EN 61727 CEI (82-9)	Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete
CEI EN 61730-1 CEI (82-27)	Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione
CEI EN 61730-2 CEI (82-28)	Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove
CEI EN 61829 CEI (82-16)	Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V
CEI EN 62093 CEI (82-24)	Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali



A.3.4 Quadri elettrici

CEI EN 60439-1 CEI (17-13/1)	Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)
CEI EN 60439-3 CEI (17-13/3)	Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD
CEI 23-51	Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare

A.3.5 Rete elettrica del distributore e allacciamento degli impianti

CEI 11-1	Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
CEI 11-17	Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo
CEI 11-20	Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
CEI 11-20, V1	Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria – Variante
CEI 11-20, V2	Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria – Allegato C - Prove per la verifica delle funzioni di interfaccia con la rete elettrica per i micro generatori
CEI EN 50110-1 CEI (11-48)	Esercizio degli impianti elettrici
CEI EN 50160 CEI (8-9)	Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica

A.3.6 Cavi, cavidotti e accessori

CEI 20-13	Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV
CEI 20-14	Cavi isolati con polivinilcloruro per tensioni nominali da 1 kV a 3 kV
CEI 20-19/1	Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali
CEI 20-19/4	Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 4: Cavi flessibili
CEI 20-19/9	Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 9: Cavi unipolari senza guaina, per installazione fissa, a bassa emissione di fumi e di gas tossici e corrosivi
CEI 20-19/10	Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 10: Cavi flessibili isolati in EPR e sotto guaina di poliuretano
CEI 20-19/11	Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 11: Cavi flessibili con isolamento in EVA
CEI 20-19/12	Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 12: Cavi flessibili isolati in EPR resistenti al calore
CEI 20-19/13	Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 470/750 V – Parte 13: Cavi flessibili senza alogeni, a bassa emissione di fumi e di gas tossici e corrosivi



CEI 20-19/14	Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750V – Parte 14: Cavi per applicazioni con requisiti di alta flessibilità
CEI 20-19/16	Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 16: Cavi resistenti all'acqua sotto guaina di policloroprene o altro elastomero sintetico equivalente
CEI 20-20/1	Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali
CEI 20-20/3	Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 3: Cavi senza guaina per posa fissa
CEI 20-20/4	Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 4: Cavi con guaina per posa fissa
CEI 20-20/5	Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 5: Cavi flessibili
CEI 20-20/9	Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 9: Cavi senza guaina per installazione a bassa temperatura
CEI 20-20/12	Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 12: Cavi flessibili resistenti al calore
CEI 20-20/14	Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V - Parte 14: Cavi flessibili con guaina e isolamento aventi mescole termoplastiche prive di alogeni
CEI-UNEL 35024-1	Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria
CEI-UNEL 35026	Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata
CEI 20-40	Guida per l'uso di cavi a bassa tensione
CEI 20-65	Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascio contenente conduttori di sezione differente
CEI 20-67	Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV
CEI EN 50086-1 CEI (23-39)	Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali
CEI EN 50086-2-4 CEI (23-46)	Sistemi di canalizzazione per cavi - Sistemi di tubi Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati
CEI EN 50262 CEI (20-57)	Pressacavo metrici per installazioni elettriche
CEI EN 60423 CEI (23-26)	Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori
CEI EN 61386-1 CEI (23-80)	Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali



CEI EN 61386-21	
CEI (23-81)	Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori
CEI EN 61386-22	
CEI (23-82)	Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori
CEI EN 61386-23	
CEI (23-83)	Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 23: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori

A.3.7 Conversione della potenza

CEI 22-2	Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione
CEI EN 60146-1-1	
CEI (22-7)	Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali
CEI EN 60146-1-3	
CEI (22-8)	Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori
CEI UNI EN 45510-2-4	
CEI (22-20)	Guida per l'approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4: Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza

A.3.8 Scariche atmosferiche e sovratensioni

CEI EN 50164-1	
CEI (81-5)	Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione
CEI EN 61643-11	
CEI (37-8)	Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove
CEI EN 62305-1	
CEI (81-10/1)	Protezione contro i fulmini – Parte 1: Principi generali
CEI EN 62305-2	
CEI (81-10/2)	Protezione contro i fulmini – Parte 2: Valutazione del rischio
CEI EN 62305-3	
CEI (81-10/3)	Protezione contro i fulmini – Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone
CEI EN 62305-4	
CEI (81-10/4)	Protezione contro i fulmini – Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture

A.3.9 Dispositivi di potenza

CEI EN 50123 (serie)	
CEI (9-26 serie)	Applicazioni ferroviarie, tranviarie, filoviarie e metropolitane - Impianti fissi - Apparecchiatura a corrente continua
CEI EN 50178	
CEI (22-15)	Apparecchiature elettroniche da utilizzare negli impianti di potenza
CEI EN 60898-1	
CEI (23-3/1)	Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari – Parte 1: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata



CEI EN 60898-2 CEI (23-3/2)	Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari - Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua
CEI EN 60947-1 CEI (17-44)	Apparecchiature a bassa tensione - Parte 1: Regole generali
CEI EN 60947-2 CEI (17-5)	Apparecchiature a bassa tensione – Parte 2: Interruttori automatici
CEI EN 60947-4-1 CEI (17-50)	Apparecchiature a bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori – Contattori e avviatori elettromeccanici

A.3.10 Compatibilità elettromagnetica

CEI 110-26	Guida alle norme generiche EMC
CEI EN 50263 CEI (95-9)	Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione
CEI EN 60555-1 CEI (77-2)	Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni
CEI EN 61000-2-2 CEI (110-10)	Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-2: Ambiente – Livelli di compatibilità per i disturbi condotti in bassa frequenza e la trasmissione dei segnali sulle reti pubbliche di alimentazione a bassa tensione
CEI EN 61000-2-4 CEI (110-27)	Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-4: Ambiente – Livelli di compatibilità per disturbi condotti in bassa frequenza negli impianti industriali
CEI EN 61000-3-2 CEI (110-31)	Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti – Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)
CEI EN 61000-3-3 CEI (110-28)	Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-3: Limiti – Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale ≤ 16 A e non soggette ad allacciamento su condizione
CEI EN 61000-3-12 CEI (210-81)	Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-12: Limiti - Limiti per le correnti armoniche prodotte da apparecchiature collegate alla rete pubblica a bassa tensione aventi correnti di ingresso > 16 A e ≤ 75 A per fase.
CEI EN 61000-6-1 CEI (210-64)	Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-1: Norme generiche - Immunità per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera
CEI EN 61000-6-2 CEI (210-54)	Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-2: Norme generiche - Immunità per gli ambienti industriali

CEI EN 61000-6-3 CEI (210-65)	Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-3: Norme generiche - Emissione per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera
CEI EN 61000-6-4 CEI (210-66)	Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-4: Norme generiche - Emissione per gli ambienti industriali

A.3.11 Energia solare

UNI 8477-1	Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta
UNI EN ISO 9488	Energia solare - Vocabolario
UNI 10349	Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici

A.3.12 Sistemi di misura dell'energia elettrica

CEI 13-4	Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica
CEI EN 62052-11 CEI (13-42)	Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Parte 11: Apparato di misura
CEI EN 62053-11 CEI (13-41)	Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 11: Contatori elettromeccanici per energia attiva (classe 0,5, 1 e 2)
CEI EN 62053-21 CEI (13-43)	Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2)
CEI EN 62053-22 CEI (13-44)	Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 22: Contatori statici per energia attiva (classe 0,2 S e 0,5 S)
CEI EN 50470-1 CEI (13-52)	Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C)
CEI EN 50470-2 CEI (13-53)	Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 2: Prescrizioni particolari - Contatori elettromeccanici per energia attiva (indici di classe A e B)
CEI EN 50470-3 CEI (13-54)	Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C)



Allegato B

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

B.1 Leggi e decreti

DM 14 Gen. 2008 Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni
Gazzetta ufficiale n° 29 del 4/2/2008 - Suppl. Ordinario n. 30

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

C.1 La radiazione solare

C.1.1 Generalità

L'energia solare è una fonte rinnovabile che consente di produrre elettricità in modo sicuramente rispettoso dell'ambiente, evitando di immettere nell'atmosfera emissioni gassose (ad es., CO₂) o di produrre scorie.

La disponibilità della fonte solare su tutto il pianeta terrestre rende possibile la generazione diffusa di energia elettrica (anche in posti fortemente decentralizzati), consentendo anche una riduzione dei costi di trasporto dell'energia.

L'energia irradiata dal Sole si propaga con simmetria sferica nello spazio, raggiungendo la fascia esterna dell'atmosfera terrestre con un valore per unità di superficie e di tempo, pari a 1 353 W/m² (costante solare).

Nell'attraversare l'atmosfera terrestre, l'irraggiamento solare subisce notevoli interazioni. In parte è assorbito dall'atmosfera, in parte viene nuovamente riflesso nello spazio esterno e in parte viene parzialmente diffuso nell'atmosfera stessa (Fig. C.1). Per effetto dell'assorbimento e riflessione dell'atmosfera, l'irraggiamento solare diretto che arriva al suolo è sempre inferiore al valore della costante solare, mentre per effetto della diffusione, una parte della radiazione solare appare distribuita su tutta la volta celeste. Queste interazioni dipendono dalla massa d'aria attraversata dall'irraggiamento solare (variabile nel tempo e dipendono dalla latitudine ma comunque calcolabile con una buona approssimazione) e dalla composizione dell'aria, fortemente influenzata dalle condizioni atmosferiche.

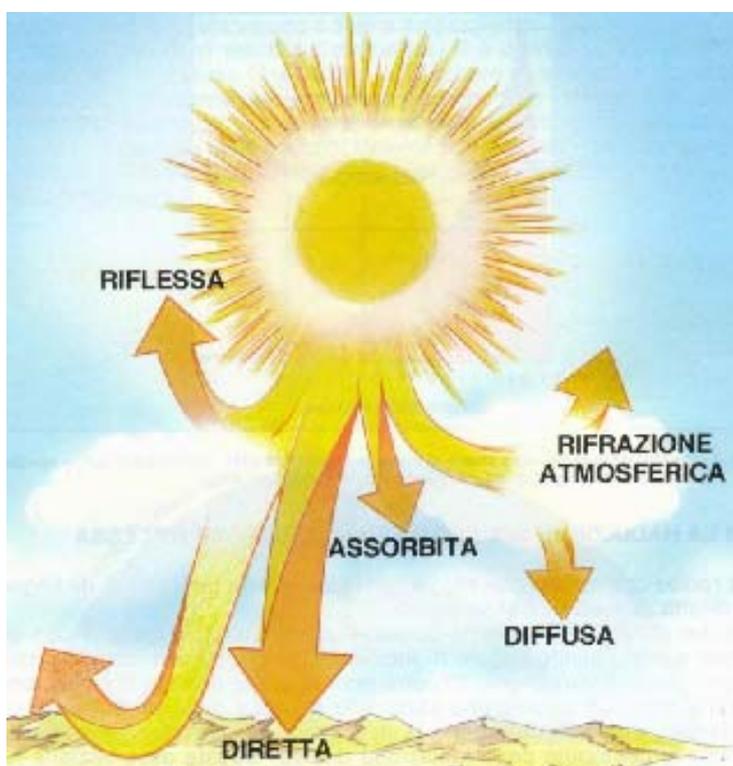


Figura C.1 – Scomposizione della radiazione solare per effetto dell'atmosfera terrestre



A causa dell'andamento aleatorio delle condizioni atmosferiche non è possibile predire il valore dell'irraggiamento solare incidente in una determinata località. Si conoscono invece i dati storici di radiazione solare mediati in un periodo di tempo che va dai 5 ai 10 anni. Ovviamente, in queste condizioni, l'accuratezza con cui si conosce la disponibilità di energia solare in una certa località dipende dalle fluttuazioni dei dati climatici rispetto ai dati storici.

I dati storici disponibili riguardano generalmente i valori giornalieri medi mensili di radiazione solare su superficie orizzontale (espressi in kWh/m²/giorno) e vengono forniti sia in forma tabellare sia attraverso mappe isoradiative (Fig. C.2).

In Italia, la disponibilità di **radiazione solare** globale (diretta + diffusa) sul piano orizzontale varia dai 1 400 kWh/m² all'anno nella pianura Padana ai circa 1 700 nelle regioni meridionali, come si può evincere dalle curve in Fig. C.3, o dai valori numerici riportati nella Tab. C.1 o nella norma UNI 10349. Quest'ultima norma riporta i valori di radiazione solare, per varie località; per altre località il valore di radiazione solare può essere ottenuto interpolando opportunamente i valori di località limitrofe.

In Italia le punte massime di radiazione solare si raggiungono nella Sicilia meridionale, mentre quelle minime in Alto Adige. Come valori giornalieri medi annuali, si va dai circa 3,3 kWh/m²/giorno in provincia di Bolzano agli oltre 4,6 kWh/m²/giorno in provincia di Siracusa mentre valori tipici dell'Italia centrale (Roma) si attestano attorno ai 4,15 kWh/m²/giorno.

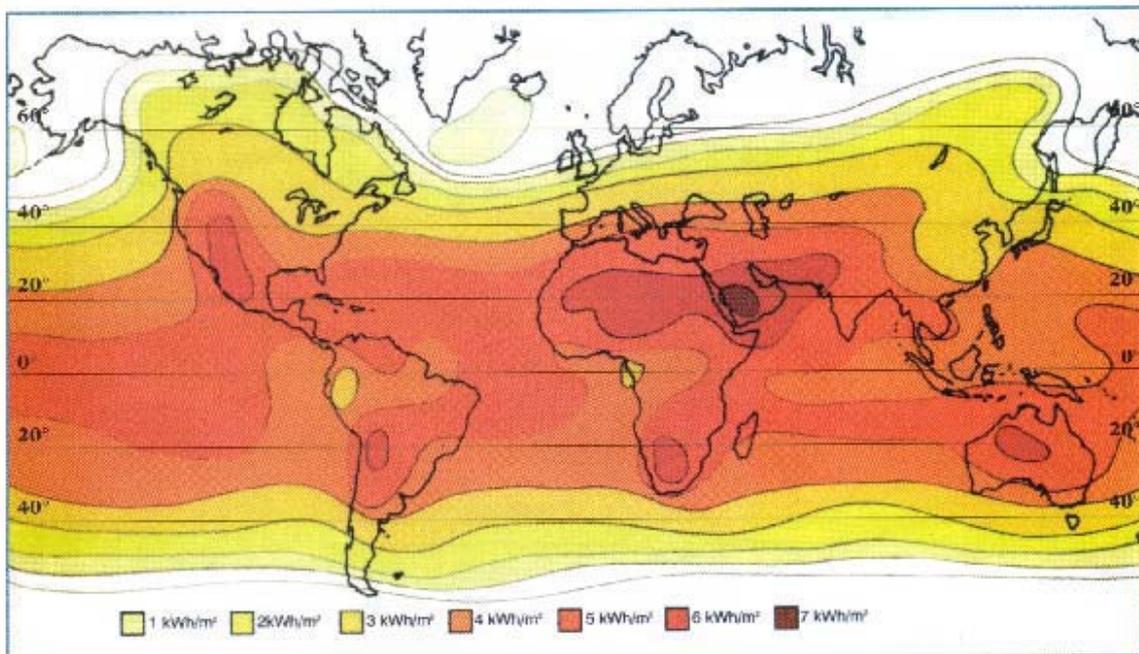


Figura C.2 – Mappa della radiazione solare nel mondo in kWh/m²



Figura C.3 – Radiazione solare in Italia sul piano orizzontale in kWh/m² (Atlante Solare Europeo)

Tabella C.1 – Radiazione solare su superficie orizzontale (kWh/m²/giorno) di alcune località italiane. La media è stata calcolata sul periodo 1994- 1999.¹

Sito	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	Ago	set	ott	nov	dic
Milano	1,44	2,25	3,78	4,81	5,67	6,28	6,31	5,36	3,97	2,67	1,64	1,19
Venezia	1,42	2,25	3,67	4,72	5,75	6,31	6,36	5,39	4,08	2,72	1,64	1,14
Bologna	1,50	2,28	3,81	4,81	5,86	6,42	6,47	5,47	4,19	2,81	1,72	1,25
Firenze	1,58	2,33	3,75	4,72	5,86	6,39	6,44	5,50	4,17	2,86	1,83	1,39
Roma	1,92	2,61	3,94	4,92	6,08	6,56	6,58	5,72	4,39	3,17	2,11	1,58
Napoli	1,92	2,67	3,92	5,03	6,08	6,64	6,58	5,81	4,50	3,28	2,17	1,69
Bari	1,86	2,58	3,97	5,08	6,08	6,69	6,64	5,81	4,53	3,25	2,08	1,69
Messina	2,11	2,94	4,19	5,19	6,22	6,69	6,67	5,89	4,64	3,53	2,36	1,94
Siracusa	2,36	3,22	4,33	5,39	6,36	6,78	6,75	6,00	4,81	3,69	2,58	2,17

¹ Enea – La radiazione solare globale al suolo in Italia (media 1994 -1999).Valori stimati sulle immagini del satellite Meteosat – Dic. 2000.



L'energia solare può essere utilizzata, per la produzione di elettricità, mediante due differenti processi tecnologici:

- il **processo termodinamico**, che consiste nella trasformazione della radiazione solare in energia termica (con opportuni concentratori dei raggi solari), quindi in energia meccanica e infine in elettrica mediante turbina ed alternatore;
- il **processo fotovoltaico**, che consiste nella trasformazione diretta della radiazione solare in energia elettrica tramite l'effetto fotovoltaico.

C.1.2 La misura dell'irraggiamento solare

Per effettuare tale misura dell'irraggiamento solare può essere impiegato un piranometro (sensore solare a termopila) oppure un solarimetro (sensore solare con cella fotovoltaica).

L'incertezza di misura dei due tipi di sensori è correlata ad una serie di parametri quali il livello di irraggiamento e la relativa distribuzione spettrale, l'angolo di incidenza dell'irraggiamento solare, la temperatura e la stabilità del sensore.

In genere, per i sensori solari a termopila di prima classe, l'incertezza di misura è compresa fra il 3% e il 5%.

Invece, nel caso di sensore solare con cella fotovoltaica, poiché la relativa risposta spettrale non è costante sull'intero spettro della radiazione solare (che varia con le condizioni atmosferiche, l'elevazione del sole e le stagioni) l'incertezza di misura può in genere variare dal 2% al 5% (in funzione della qualità del sensore e del metodo di taratura adottato). In tale stima si è tenuto conto anche dell'influenza della temperatura sulla sensibilità del sensore. Tuttavia, qualora la risposta spettrale del solarimetro sia diversa da quella del generatore fotovoltaico, l'incertezza di misura può risultare anche superiore al 5% nel caso di spettro dell'irraggiamento solare non in condizioni standard.

In definitiva, qualora si debba effettuare la misura dell'irraggiamento solare con un'incertezza di misura non superiore al 3%, come è consigliabile nel caso di collaudo o verifiche periodiche dell'impianto, occorre impiegare i seguenti sensori solari:

- un piranometro di prima classe, oppure,
- un solarimetro, purché esso sia realizzato con una cella fotovoltaica avente una risposta spettrale simile a quella dei moduli e le misure di irraggiamento siano effettuate con irraggiamento superiore a 600 W/m^2 ¹⁾ e con tempi di esposizione del sensore limitati a qualche secondo²⁾

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 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 durante l'esercizio dell'impianto fotovoltaico, ai fini della valutazione delle prestazioni energetiche dello stesso, questa può essere effettuata con un'incertezza complessiva della misura dell'irraggiamento solare non superiore al 5%. E' consigliabile, in questo caso, utilizzare un solarimetro purché questo sia realizzato con una cella fotovoltaica avente una risposta spettrale simile a quella dei moduli. Il solarimetro viene, infatti, preferito al piranometro, perché presenta un costo più contenuto e il vantaggio di non richiedere frequenti tarature.

1) Per minimizzare l'errore sulla risposta direzionale.

2) Per minimizzare l'influenza della temperatura.

C.2 L'effetto fotovoltaico

L'effetto fotovoltaico consente di trasformare l'energia solare in energia elettrica in modo diretto, silenzioso e senza alcun organo meccanico in movimento. Tale effetto si basa sulla proprietà di alcuni materiali semiconduttori opportunamente trattati (tra i quali il Silicio, elemento molto diffuso in natura) di generare direttamente energia elettrica quando vengono colpiti dalla radiazione solare (Fig. C.4).

Il componente fondamentale dei sistemi fotovoltaici è la cella fotovoltaica. Questa è sostanzialmente un diodo di grande superficie, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente. Il funzionamento di quest'ultimo dipende fondamentalmente dall'intensità della radiazione solare, dalla temperatura e dalla superficie e può essere descritto per mezzo della caratteristica tensione-corrente riportata qualitativamente in Fig. C.5.

Una cella fotovoltaica con superficie di $150 \times 150 \text{ mm}^2$ produce, in condizioni standard (STC), una corrente di oltre 6 A con una tensione di 0,55 V, quindi una potenza di 3,5 Wp.

Più celle, connesse in serie/parallelo e incapsulate tra un foglio di plastica e una lastra di vetro, formano il **modulo fotovoltaico**. Un modulo formato da 72 celle da $150 \times 150 \text{ mm}^2$ ha una superficie di $1,5 \text{ m}^2$ ed eroga, in condizioni standard (STC), circa 230 Wp.

Esistono in commercio anche moduli con potenza nominale ben superiore a 300 Wp.

Un insieme di moduli, connessi elettricamente tra loro, costituisce il **campo fotovoltaico** che, insieme ad altri componenti strutturali, elettrici ed elettronici, consente di realizzare il **generatore fotovoltaico** (vedi anche Fig. C.6 e par. 4).



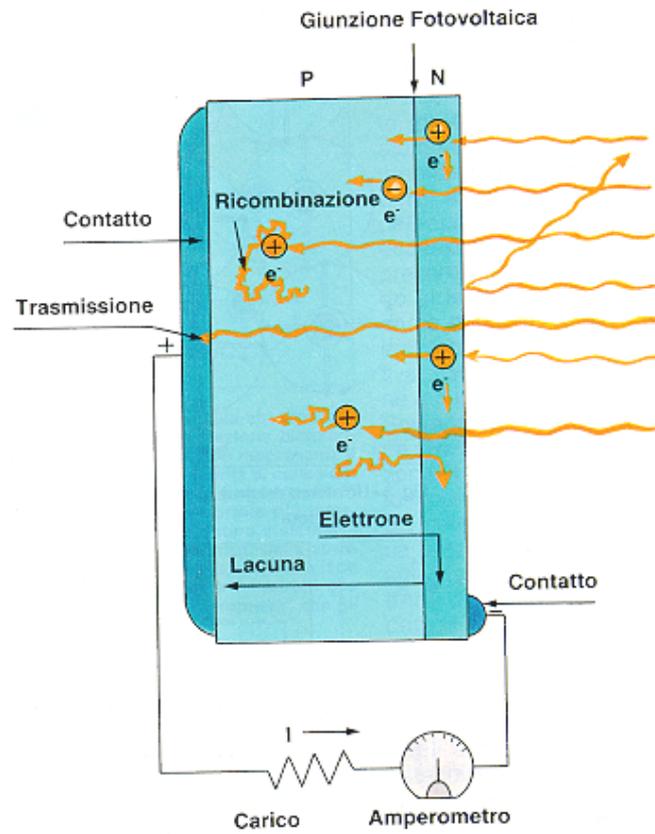


Figura C.4 – Schema base del flusso di corrente generata da un dispositivo fotovoltaico al Silicio

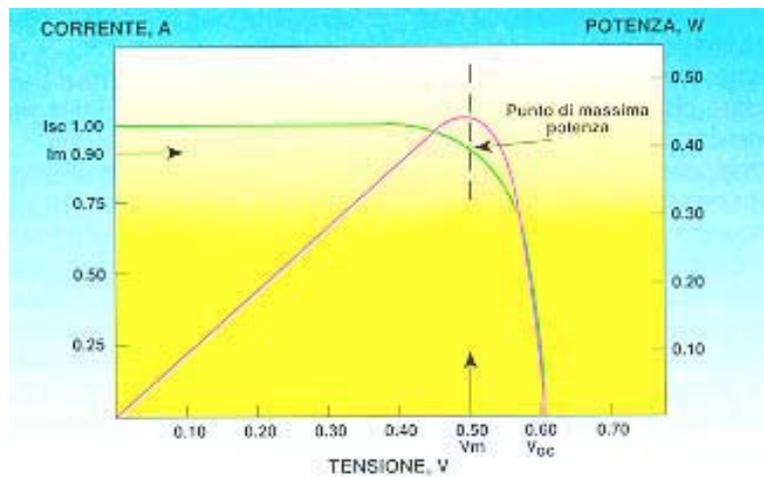


Figura C.5 - Caratteristica tensione – corrente di una cella fotovoltaica al Silicio

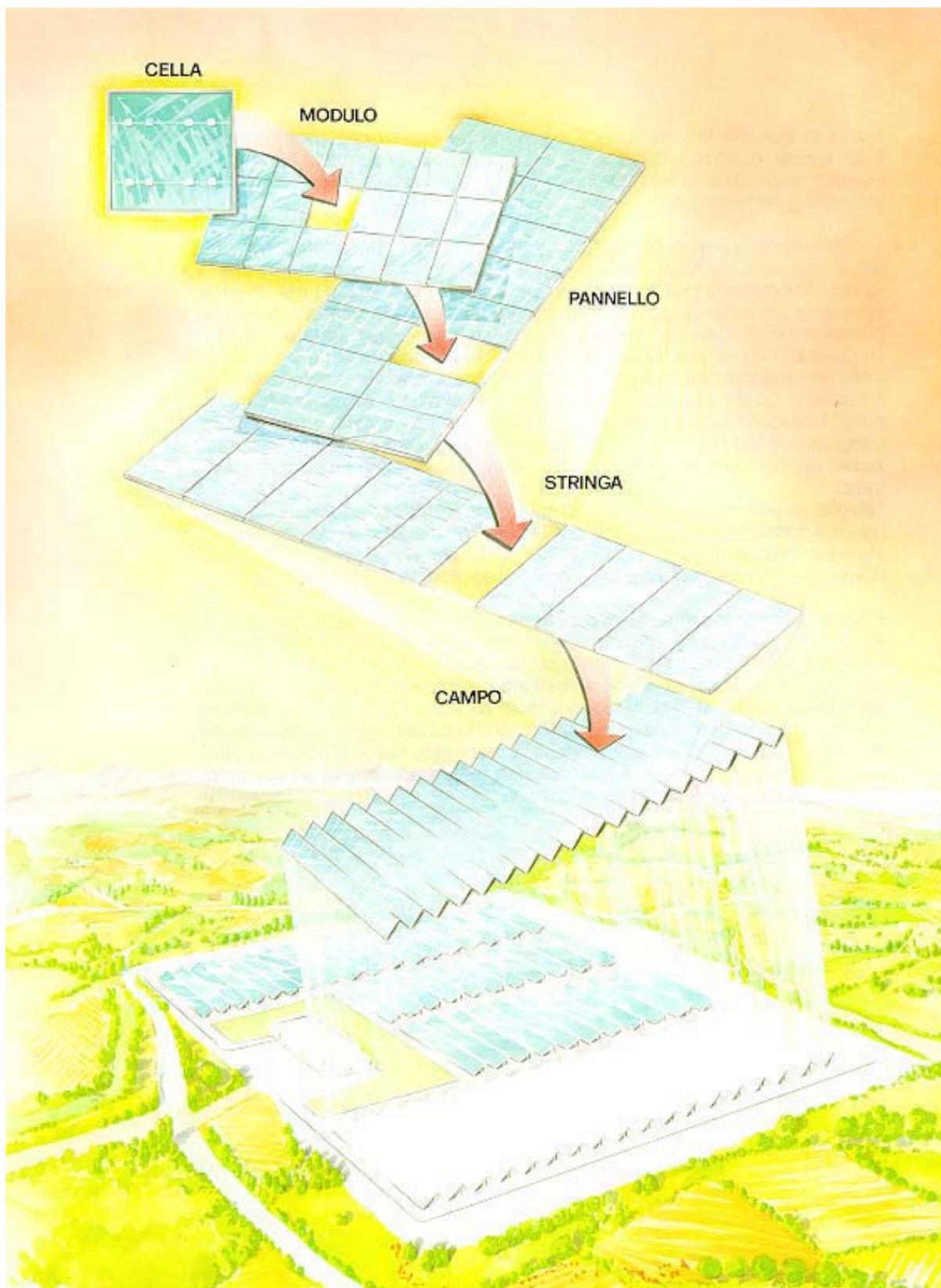


Figura C.6 – Elementi componenti il generatore fotovoltaico



C.3 I materiali fotovoltaici

Il materiale più usato per produrre celle solari è il **Silicio**. Il Silicio a cristallo singolo o monocristallino, ottenuto dal materiale in forma liquida, solidifica nella forma di un lingotto cilindrico di monocristallo di dimensioni sino a 20 cm di diametro e 200 cm di lunghezza. Drogato solitamente "p" con Boro, viene poi tagliato con seghe a filo in fette o wafers di spessore 180 -250 micron.

L'industria fotovoltaica utilizza anche il Silicio multicristallino di purezza e costo inferiore rispetto al mono e prestazioni lievemente inferiori. Allo stato attuale le due tecnologie citate contribuiscono largamente alla produzione mondiale di moduli, coprendo l'87,5% dell'intera produzione nel 2007. Il silicio per uso fotovoltaico rimane un materiale costoso da fabbricare e presenta prospettive limitate per una efficace riduzione dei costi.

Per questo, altri materiali come i cosiddetti **film sottili** meno maturi come tecnologia ma in forte sviluppo, stanno conquistando fette di mercato sempre più significative. Si tratta di una famiglia di celle solari basate su materiali semiconduttori depositati in strati molto sottili (spessori dell'ordine di alcuni micron) che vengono sviluppate con l'obiettivo principale di ridurre i costi, grazie a processi costruttivi più efficienti sia in termini di consumo di energia che di materiali. I moduli a film sottile oggi disponibili sono basati sul Silicio amorfo (a-Si) in configurazione a multigiunzione, sul Tellururo di Cadmio (CdTe), sul diSeleniuro di Indio e Gallio (CIS/CIGS) e possono essere integrati in una varietà di substrati, quali la plastica, il vetro e il metallo. Le applicazioni più diffuse riguardano l'integrazione di questi moduli negli edifici (BIPV). Le prestazioni dei moduli commerciali più avanzati si discostano abbastanza da quelle dei moduli al silicio, dato che le efficienze sono comprese tra 7 e 12% ma i problemi tecnici evidenziati in passato nell'area della stabilità outdoor e della resa nel processo costruttivo sono ormai superati. I costi attuali sono compresi tra 2,3 e 2,7 €/W a livello di modulo.

I materiali a **film sottile** mantengono, tuttavia, un notevole potenziale in termini di riduzione di costi sia per la ridotta richiesta di materiale di base, avendo spessore molto ridotto, che per l'adattabilità ai processi di produzione su grande scala. Si stima possibile, entro una decina di anni, un costo inferiore a 1 €/W.

Celle solari di qualunque tipo, connesse in serie/parallelo e incapsulate tra un foglio di plastica e una lastra di vetro, costituiscono poi la base dei moduli commerciali. Si tratta di sandwich di materiali molto robusti, caratterizzati da forma rettangolare (dimensioni laterali tra 50 e 200 cm, spessore tra 4 e 6 cm, massa tra 6 e 21 kg), senza cornici o con cornici profilate in alluminio. I moduli fotovoltaici in commercio presentano **efficienze di conversione** comprese tra 13 e 15% per i moduli in Silicio standard 17,0 -18,5 % per moduli al silicio le cui celle sono realizzate con tecniche particolarmente sofisticate e, come detto, 7-12% per i moduli a film sottile. Alcune realizzazioni proposte dai più avanzati Centri di ricerca hanno già superato il 20% in condizioni di illuminazione standard (AM1,5). La vita attesa di una cella solare è dell'ordine di 20-30 anni, ma potrebbe essere molto maggiore come cominciano a dimostrare gli impianti costruiti circa 20 anni fa.

Una menzione infine deve essere fatta su innovative tipologie di celle, che stanno proponendosi come un'ulteriore possibilità per il futuro. **Celle a tripla giunzione, basate sui semiconduttori del gruppo III-V come l'Arseniuro di Gallio GaAs**), consentono di convertire la luce in elettricità, operando separatamente sulle diverse bande di frequenza della radiazione solare e raggiungendo in tal modo rendimenti superiori al 30%. Queste celle, certamente più costose per unità di superficie, sono viste come un'opportunità in abbinamento con la concentrazione della radiazione solare, fino all'ordine di 1000 soli (tecnologia denominata CPV): nel 2008 è stata raggiunta un'efficienza record di 40,8% a 350 soli. L'utilizzo di celle di piccole dimensioni poste nel fuoco di concentratori permette di ridurre a valori trascurabili il costo del materiale semiconduttore, date le modeste quantità in gioco e di scaricare questi costi sui materiali come la plastica delle lenti, il metallo delle strutture, assai meno impegnativi da un punto di vista economico. Il potenziale tecnico ed economico della soluzione "cella ad altissima efficienza e concentratore" è sicuramente molto elevato e in prospettiva si potrebbe ottenere un costo per Watt comparabile a quello dei film sottili.

C.4 Le applicazioni

Fra le varie applicazioni della tecnologia fotovoltaica quelle che costituiscono valide alternative agli usuali impianti di produzione sono le seguenti (Fig. C.7).

C.4.1 Impianti fotovoltaici per l'alimentazione di utenze isolate

Gli impianti per l'alimentazione di utenze isolate sono dotati di batterie di accumulo per le ore notturne o di insufficiente irraggiamento solare e sono in grado di soddisfare le esigenze primarie di utenze abitative o produttive. La realizzazione di questi impianti può consentire rilevanti economie rispetto agli oneri dovuti all'estensione della rete del distributore o alla gestione di gruppi elettrogeni.

C.4.2 Impianti ibridi fotovoltaico-eolico-diesel per l'alimentazione di piccole reti di utente

Gli impianti ibridi (in genere fotovoltaico-eolico-diesel) per l'elettrificazione di mini-aree isolate dalla rete del distributore (isole minori, piccoli villaggi montani, ecc.) costituiscono una delle applicazioni più competitive del fotovoltaico rispetto agli impianti di generazione a combustibili fossili.

C.4.3 Tetti e facciate fotovoltaiche

Gli impianti fotovoltaici integrati nell'edilizia residenziale e industriale ("tetti fotovoltaici") sono impianti di taglia compresa tra 1 kW e decine di kW e vengono collegati alla rete MT o BT del distributore.

C.4.4 Centrali fotovoltaiche

Le centrali fotovoltaiche sono impianti di produzione di energia elettrica con caratteristiche di elevata modularità e facile inserimento in reti di distribuzione in media tensione. Automatiche, telecontrollabili a distanza e a costi di manutenzione minimi sono anche in grado di potenziare i punti deboli della rete del distributore differendone nel tempo l'adeguamento o il rifacimento.





Figura C.7 – Varie tipologie di impianti fotovoltaici: alimentazione di utenza isolata, alimentazione di comunità isolata, tetti fotovoltaici e centrali fotovoltaiche

C.5 La consistenza e la potenzialità degli impianti fotovoltaici

La potenza cumulativa di impianti fotovoltaici installati nel mondo ha raggiunto alla fine del 2007 circa 9 100 MWp, con un incremento annuo che ha raggiunto il 40% mentre la potenza installata nel solo 2007 è stata pari a 2 300 MW, di cui il 52% in Europa.

Le installazioni sono concentrate nei paesi più industrializzati e, principalmente, in Germania, e Spagna in Europa, poi in Giappone e negli USA.

In Italia alla fine del 2007 erano installati impianti fotovoltaici per una potenza complessiva pari a circa 120 MWp. L'installato per il solo 2007 è stato pari a 70 MW con un incremento di +140% sull'anno precedente.

La potenzialità energetica di un impianto fotovoltaico dipende da numerosi fattori, quali:

- valori della radiazione solare incidente nel sito di installazione
- efficienza dei moduli fotovoltaici
- efficienza del resto dell'impianto (BOS)
- altri parametri (p.es. ombreggiamenti sistematici, temperatura di funzionamento, ...).

La Tab. C.2 presenta la produzione di energia elettrica annua attesa dello stesso impianto fotovoltaico, installato in 3 differenti località italiane.

Tabella C.2 – Energia solare disponibile e produzione di energia elettrica annua attesa in differenti località Italiane

Località	Energia solare annua su superficie orizzontale [kWh/m ²]	Energia solare annua su superficie rivolta a Sud e inclinata di 30° [kWh/m ²]	Produzione di energia elettrica attesa con un rendimento medio di impianto pari a 75% [kWh/kWp]
Milano	1.300	1.400	1.050
Roma	1.600	1.750	1.300
Messina	1.730	1.880	1.400

La produzione di energia elettrica attesa dallo stesso impianto fotovoltaico varia, oltre che con il sito di installazione, anche con le caratteristiche del piano in cui sono posizionati i moduli fotovoltaici.

Nel caso di superfici non orizzontali, ma posizionate in maniera ottimale rispetto alla radiazione solare (inclinate dai 20° ai 30° ed esposte a sud), i valori di radiazione solare medi annuali risultano approssimativamente incrementati del 15%, mentre per facciate non esposte a sud i valori di radiazione solare risultano ridotti anche del 30%. In generale, nel caso cioè di superfici comunque esposte è possibile determinare il valore della radiazione solare incidente, partendo da quello su superficie orizzontale, mediante le formule riportate nella norma UNI 8477.

Per quanto riguarda i sistemi ad inseguimento solare, i valori di radiazione solare media annuale sul piano di captazione risultano incrementati del 15-20% nel caso d'inseguimento Est-Ovest su un asse orizzontale e del 25-35% nel caso di inseguimento su due assi, secondo la frazione di componente diffusa della radiazione solare nel sito. Valutazioni accurate possono essere effettuate con opportuni programmi di calcolo o mediante dati già disponibili per località USA con caratteristiche meteo, per quanto possibile, simili al sito in esame.

Infine per i sistemi ad inseguimento solare che utilizzano moduli fotovoltaici a concentrazione, i valori di radiazione solare media annuale sulle celle risultano circa pari a quella dei sistemi fissi, giacché essi sono in grado di sfruttare solo la componente diretta della radiazione. Ovviamente la producibilità di questi sistemi diventa tanto maggiore, quanto più elevata è la frazione di radiazione diretta disponibile nel sito (vedi ad esempio il deserto dell'Arizona).

È da osservare, infine, che mentre nel caso di impianti collegati alla rete del distributore i dati riguardanti la disponibilità di radiazione solare sono sufficienti per poter calcolare la producibilità degli impianti stessi, per gli impianti isolati è invece altresì necessario disporre della probabilità con cui la radiazione solare persista al di sotto di determinate soglie per un certo periodo di tempo.





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

Altre Norme di possibile interesse sull'argomento

CEI 0-16

Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica

CEI 11-20

Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria

CEI 13-4

Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica

CEI 64-8/7

Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari

CEI 64-57

Edilizia ad uso residenziale e terziario - Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici - Impianti di piccola produzione distribuita

CEI EN 60904-1 (CEI 82-1)

Dispositivi fotovoltaici - Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2)

Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizioni per i dispositivi solari di riferimento

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3)

Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento

CEI EN 61215 (CEI 82-8)

Moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo

CEI EN 61646 (CEI 82-12)

Moduli fotovoltaici (FV) a film sottili per usi terrestri - Qualificazione del progetto e approvazione di tipo

CEI EN 50380 (CEI 82-22)

Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici

CEI EN 62093 (CEI 82-24)

Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali

CEI EN 61730-1 (CEI 82-27)

Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione

CEI EN 61730-2 (CEI 82-28)

Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove

CEI EN 62108 (CEI 82-30)

Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo

€ 75,00

