

CAPITOLO 7

IMPIANTI SOLARI FOTOVOLTAICI

7.1 Introduzione

Fin dal suo inizio, la vita dell'uomo, o meglio la sua sopravvivenza, è stata garantita da quella quota di energia che riusciva a procurarsi e che gli permetteva di cibarsi, riscaldarsi e proteggersi. Grazie alle scoperte scientifiche e alle innovazioni tecnologiche che si sono succedute nei secoli della storia umana, la quantità di energia che l'uomo andava producendo e sfruttando è cresciuta, per arrivare ai massimi valori di oggi. Valori che sono destinati a crescere con un ritmo incalzante per lo sviluppo industriale dei Paesi dell'estremo oriente.

Se da un lato la disponibilità di energia significa benessere e miglioramento delle condizioni di vita, dall'altro ci si sta rendendo conto, in modo sempre più drammatico, che tutto questo ha un prezzo.

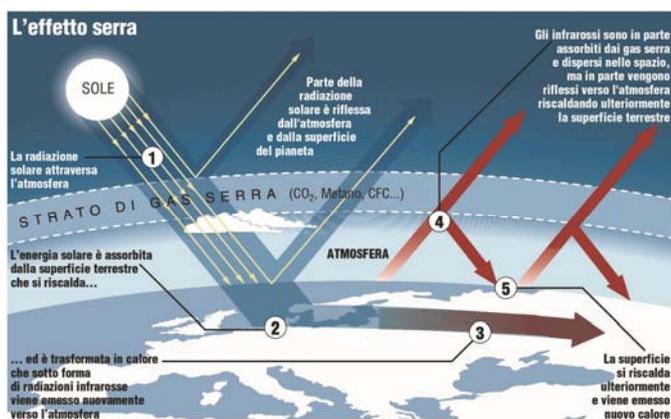
Il surriscaldamento della terra, l'estensione del buco di ozono troposferico, l'inquinamento delle acque e dei suoli, l'aumento delle malattie respiratorie, sono solo alcune conseguenze dell'intensa attività umana e dello sfruttamento delle fonti energetiche.

La trasformazione dell'energia termica in energia meccanica ed elettrica avviene principalmente con la combustione delle fonti fossili (petrolio, carbone, gas metano).

I residui gassosi della combustione vengono immessi direttamente in atmosfera: si tratta principalmente di anidride carbonica (CO_2), ossidi di azoto (NO_x), ossidi di zolfo (SO_x).

L'anidride carbonica, il vapor d'acqua, il metano (CH_4), il protossido di azoto (N_2O), gli idrofluorocarburi (HFC), i perfluorocarburi (PFC) e l'esafluoruro di zolfo (SF_6) sono i principali gas causa dell'**effetto serra** antropogenico, cioè derivato dalle attività umane (v. fig. 7.1a).

Esiste, infatti, un fenomeno naturale di effetto serra prodotto dal vapore d'acqua, dalla CO_2 naturale, dall'ozono (O_3) e da altri gas presenti nell'atmosfera terrestre: consiste nella capacità che questi gas presentano di trattenere gran parte della radiazione infrarossa (calore) riflessa dalla superficie terrestre senza cederla all'universo.



a



b

Fig. 7.1 – a) Effetto serra – b) Energie rinnovabili.

Questo provoca un aumento della temperatura media (temporale e geografica) della superficie sulla terra, che si assesta intorno ai 16 °C anziché ai 15 °C che si avrebbero in assenza di quest'effetto, garantendo quindi la vita alle specie viventi.

Una quota della CO₂ immessa nell'aria dall'uomo viene smaltita naturalmente dalle piante attraverso la fotosintesi clorofilliana. Tuttavia l'incremento della quantità di CO₂ prodotta con le attività industriali e la contemporanea deforestazione, sta causando un aumento di concentrazione dell'anidride carbonica e degli altri gas serra via via crescente. La temperatura media della crosta terrestre è così destinata all'incremento, con catastrofiche conseguenze per gli esseri viventi (piante e animali).

È stato a partire dall'osservazione dei possibili cambiamenti climatici innescati dall'effetto serra, che agli inizi degli anni Novanta del secolo scorso, alcuni scienziati hanno avviato un movimento di sensibilizzazione e azione ai problemi derivanti dall'inquinamento.

Un serio impegno per la salvaguardia del pianeta, implica di mettere in discussione i tradizionali sistemi di approvvigionamento dell'energia e i processi produttivi. Non solo, ma si tratta di rivedere e ridimensionare i consumi per passare ad uno sviluppo più sostenibile, consapevoli dell'importanza del risparmio energetico e dell'utilizzo di fonti di energia rinnovabili come il solare fotovoltaico e termico, eolico, idroelettrico, ecc. (v. fig. 7.1b).

Per stimolare gli stati ad una maggiore coscienza del problema energetico, la Comunità Europea è intervenuta pubblicando il **Libro Verde** sulla sicurezza nell'approvvigionamento energetico adottato nel 2000, dove si ribadisce la necessità di ricorrere alle fonti rinnovabili sia per rispettare i vincoli del Protocollo di Kyoto, incrementando la quota di energia elettrica e termica prodotta con queste, sia per ridurre la dipendenza del continente dalle fonti fossili, in particolare il petrolio, acquistate dai Paesi extracomunitari dell'OPEC.

7.2 Caratteristiche degli impianti fotovoltaici (FV)

Un impianto fotovoltaico (FV) trasforma direttamente e istantaneamente l'energia solare in energia elettrica senza l'utilizzo di alcun combustibile (l'effetto fotovoltaico è stato scoperto nel 1839 dal francese Edmond Becquerel). La tecnologia fotovoltaica sfrutta, infatti, l'effetto fotovoltaico, per mezzo del quale alcuni semiconduttori opportunamente **drogati** generano elettricità se esposti alla radiazione solare (v. fig. 7.2).

Inizialmente si prevedeva un utilizzo esclusivo per applicazioni aerospaziali, visti i costi elevati e i modesti rendimenti dei moduli costruiti. Da allora la tecnologia del fotovoltaico ha fatto molti passi avanti, avendo sfruttato i miglioramenti dell'industria elettronica e microelettronica, con cui condivide i principi di funzionamento.

Oggi, gli studi sperimentali vertono alla ricerca e allo sviluppo di nuovi materiali fotosensibili che consentano di ridurre i problemi legati al reperimento e alla lavorazione delle materie prime (il silicio) e di abbattere ulteriormente i costi di questa tecnologia.



Fig. 7.2 – Esempi di impianti fotovoltaici: a) Su tetto complanare al tetto inclinato – b) A terra.

L'uso dell'energia solare e degli impianti fotovoltaici presenta i seguenti **vantaggi**.

- Il sole è la principale fonte di energia per la vita sulla terra.
- La sua influenza è tale da essere causa diretta o indiretta di tutti i fenomeni climatici e meteorologici.
- L'energia che ci invia è superiore al fabbisogno energetico umano (in meno di un'ora arriva sulla Terra una quantità di energia pari al fabbisogno mondiale annuo).
- È un'energia gratuita, che arriva comunque che si sfrutti o meno.
- Diffusa su tutto il pianeta, con qualche differenza per le diverse latitudini.

- È tra le fonti energetiche praticamente inesauribile che consente il risparmio dei combustibili fossili.
- Lo sfruttamento dell'energia solare tramite processi fotovoltaici ha un basso impatto ambientale se si considera un bilancio globale tra energia spesa per produrre i generatori ed energia prodotta da questi ultimi.
- Affidabilità elevata degli impianti fotovoltaici poiché non vi sono parti in movimento (vita utile di norma superiore ai 20 anni);
- Impianti fotovoltaici modulari (per incrementare la potenza dell'impianto è sufficiente aumentare il numero di moduli) secondo le reali esigenze dell'utente.
- Ridotti costi di esercizio e manutenzione.

Presenta anche alcuni **svantaggi**, i principali sono i seguenti.

- È una sorgente variabile, non costante, che risente delle condizioni meteorologiche che alterano la trasparenza dell'atmosfera ai raggi solari e dei moti astronomici della terra che causano l'alternarsi delle stagioni.
- La disponibilità non coincide sempre con i fabbisogni (es. di notte).
- Ha una densità bassa di potenza (in termini di W/m^2), che si traduce nella necessità di avere ampie superfici di captazione.
- Il suo sfruttamento è legato all'impiego di tecnologie costose a causa di un mercato che non ha ancora raggiunto la piena maturità tecnica ed economica, che comporta anche un certo inquinamento legato alla produzione e allo smaltimento dei componenti e in particolare dei moduli al silicio.
- La progettazione non è standardizzata, cioè variando le condizioni di irraggiamento con la latitudine, l'ottimizzazione delle caratteristiche d'impianto cambiano da località a località.

In particolare la produzione elettrica annua di un impianto fotovoltaico dipende da diversi fattori tra cui:

- radiazione solare incidente sul sito di installazione;
- inclinazione e orientamento dei moduli del generatore fotovoltaico;
- presenza o meno di ombreggiamenti;
- prestazioni tecniche dei componenti dell'impianto (principalmente moduli e dell'inverter necessario per convertire la corrente continua prodotta dai moduli in corrente alternata).

Le principali modalità di applicazione degli impianti fotovoltaici, che verranno spiegati successivamente, sono:

- 1) impianti (con sistemi di accumulo) per utenze isolate dalla rete (stand alone);
- 2) impianti per utenze collegate alla rete di bassa tensione del tipo grid connected (v. fig. 7.3a);
- 3) centrali di produzione di energia elettrica fotovoltaico, generalmente collegate alla rete in media tensione.

Al fine di favorire la diffusione degli impianti solari fotovoltaici i governi dei vari stati danno degli incentivi economici a chi intende installarli.

Gli incentivi, infatti, si sono resi necessari in quanto gli impianti fotovoltaici hanno normalmente un costo elevato rispetto all'energia prodotta in modo da rendere vantaggioso, dal punto di vista economico, la realizzazione di tali impianti.

Gli incentivi, denominati in **Conto Energia**, sono concessi in Italia solo per le applicazioni di tipo 2 e 3, in impianti con potenza nominale non inferiore a 1 kW (v. il sito www.gse.it).

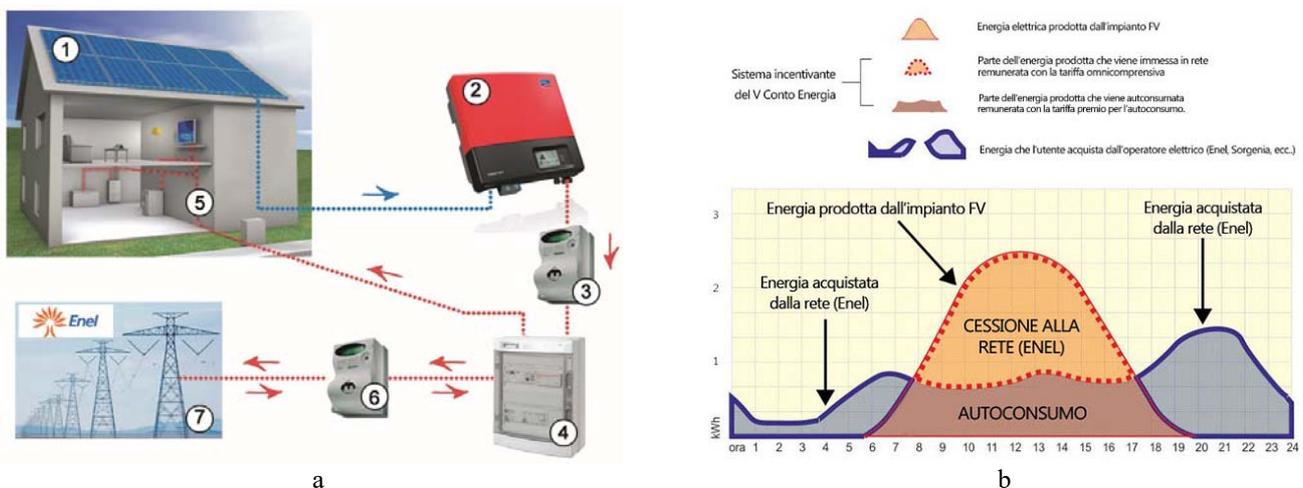


Fig. 7.3 – a) Esempio di impianto solare fotovoltaico con scambio di energia sul posto (grid-connected). (1) Moduli fotovoltaici, (2) Inverter, (3) Contatore produzione, (4) Quadro elettrico, (5) Utenze domestiche, (6) Contatore bidirezionale di scambio, (7) Rete elettrica – b) Grafico tipico dei consumi giornalieri di un'abitazione e dell'energia prodotta da un impianto fotovoltaico. Il grafico mostra anche la parte di energia dell'impianto che viene autoconsumata e quella parte che viene ceduta alla rete elettrica nazionale.

Gli incentivi denominati conto energia sono basati sulla remunerazione dell'energia prodotta dall'impianto (v. fig. 7.3b); i costi per la costruzione dell'impianto sono interamente a carico del proprietario mentre, per ogni kilowattora di energia elettrica prodotta viene riconosciuta una tariffa incentivante (es. per 20 anni) che varia in relazione delle caratteristiche dell'impianto stesso (es: per un impianto di potenza di picco minore di 20 kWp, si possono percepire circa 0,445 €/kWh).

Un altro tipo di agevolazione viene riconosciuta a quegli impianti che attuano lo **Scambio Sul Posto**, normalmente applicabile fino ad una potenza di picco di 200 kWp.

Questo tipo di incentivazione, utilizzato anche in ambito aziendale, riconosce la possibilità di compensare il valore associato all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore associato a quella prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

In pratica nei periodi in cui l'impianto utilizzatore assorbe una potenza elettrica maggiore di quella prodotta dall'impianto fotovoltaico tutta l'energia generata dallo stesso viene direttamente consumata; nei periodi in cui la potenza generata dall'impianto fotovoltaico eccede quella richiesta dall'impianto utilizzatore, l'energia prodotta in eccedenza viene ceduta alla rete elettrica a determinate condizioni economiche.

Per il funzionamento di un impianto incentivato sono presenti normalmente due tipi di contatori di energia:

- 1) per la contabilizzazione dell'energia scambiata ovvero immessa e prelevata dalla rete elettrica (v. fig. 7.3a, riferimento 6);
- 2) per la contabilizzazione dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (v. fig. 7.3a, riferimento 3).

7.3 Energia elettrica dal sole

Un impianto fotovoltaico è essenzialmente costituito da un generatore (moduli fotovoltaici), da una struttura di sostegno per installare i moduli sul terreno, su un edificio o una qualsiasi struttura edilizia, da un sistema di controllo e condizionamento della potenza (inverter o regolatore di carica), da un eventuale accumulatore di energia (es. batterie al piombo), da quadri elettrici contenenti le apparecchiature di manovra-protezione e dai cavi di collegamento.

Nel nucleo del sole avvengono incessantemente reazioni di fusione termonucleare a milioni di gradi che liberano enormi quantità di energia sotto forma di radiazioni elettromagnetiche.

Parte di questa energia raggiunge l'esterno dell'atmosfera terrestre con un irraggiamento medio (costante solare) di circa $1367 \pm 3\% \text{ W/m}^2$ che varia in funzione della distanza tra la terra e il sole (vale la pena ricordare che a causa dell'orbita ellittica, la terra si trova alla minima distanza dal sole (perielio) a dicembre-gennaio e alla massima distanza (afelio) nei mesi di giugno-luglio) come mostrato nella fig. 7.4a e dell'attività solare (macchie solari).

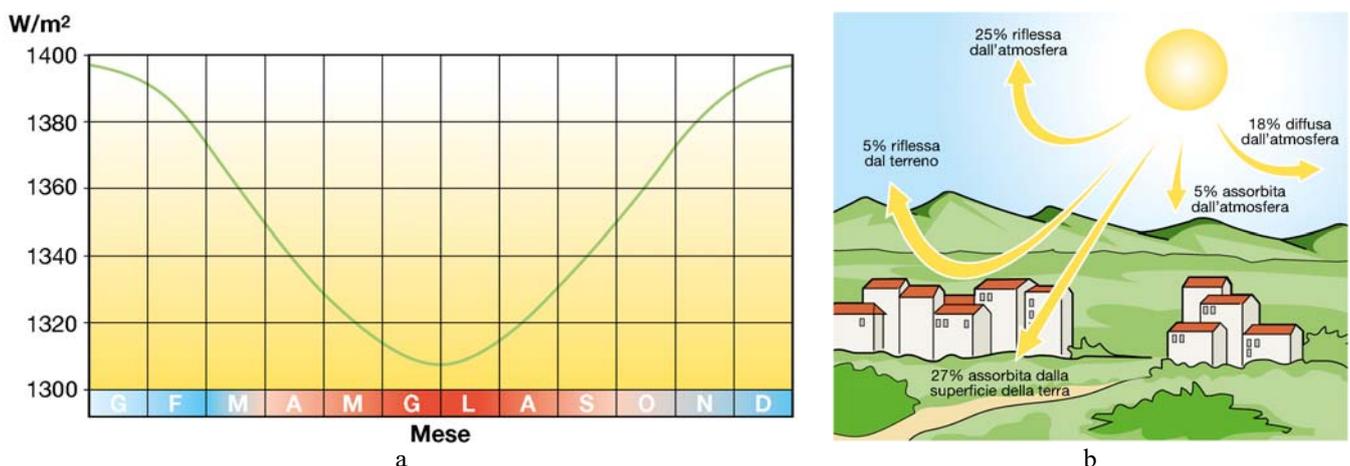


Fig. 7.4 – a) Radiazione extra-atmosferica – b) Flusso di energia fra il sole, l'atmosfera e la superficie terrestre.

Per irraggiamento solare si intende l'intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria [kW/m^2].

Tale intensità dipende dalla potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro della radiazione solare.

Nell'attraversare l'atmosfera la radiazione solare si attenua, poiché in parte viene riflessa e assorbita (soprattutto dal vapore d'acqua e dagli altri gas atmosferici). La radiazione che prosegue viene parzialmente diffusa dall'aria e dalle particelle solide in sospensione nell'aria (v. fig. 7.4b).

Per radiazione solare s'intende l'irraggiamento solare su un periodo di tempo specificato [kWh/m^2].

La radiazione che giunge su una superficie orizzontale è pertanto composta da una radiazione **diretta**, associata all'irraggiamento diretto sulla superficie, da una radiazione **diffusa** che arriva sulla superficie dal cielo in ogni direzione e da una radiazione **riflessa** dal terreno e dall'ambiente circostante una data superficie (v. fig. 7.5a).

D'inverno e con il cielo coperto la componente diffusa è maggiore di quella diretta.

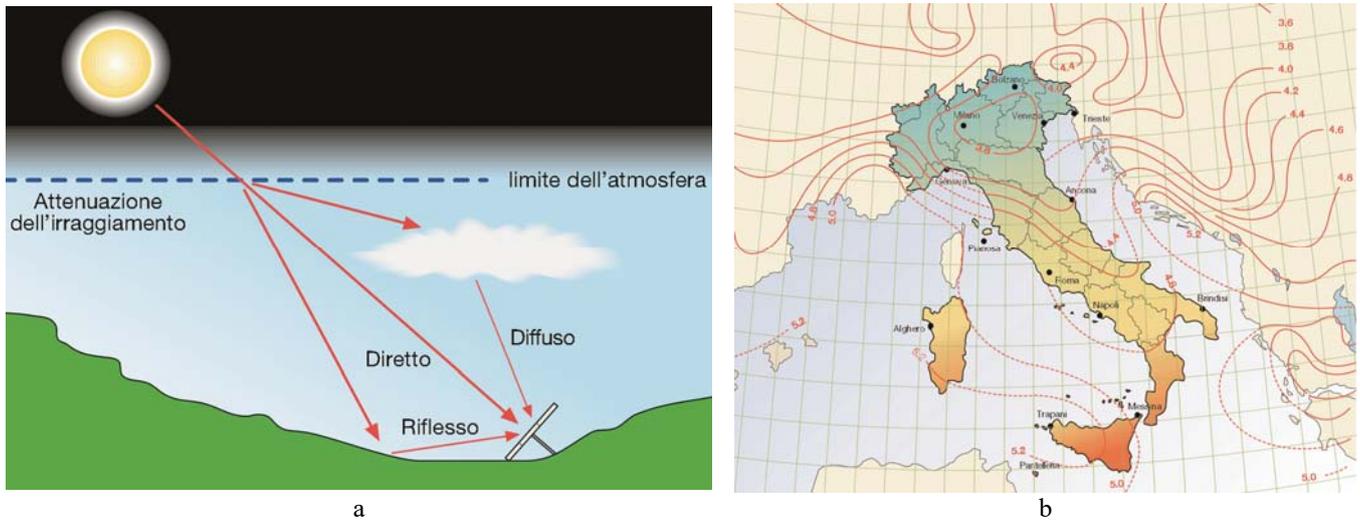


Fig. 7.5 – a) Componenti della radiazione solare – b) Irradiazione globale giornaliera in kWh/m² in Italia.

La radiazione riflessa dipende dalla capacità di una superficie di riflettere la radiazione solare e viene misurata tramite il coefficiente di **albedo** calcolato per ciascun materiale.

L'albedo massima è 1, quando tutta la luce incidente viene riflessa. L'albedo minima è 0, quando nessuna frazione della luce viene riflessa.

In termini di luce visibile, il primo caso è quello di un oggetto perfettamente bianco, l'altro di un oggetto perfettamente nero. Valori intermedi significano situazioni intermedie. (v. tab. 7.1).

Tipo di superficie	Coefficiente albedo	Tipo di superficie	Coefficiente albedo
Strade sterrate	0,04	Calcestruzzo invecchiato	0,22
Superfici acquose	0,07	Bosco in autunno/campi	0,26
Bosco di conifere d'inverno	0,07	Erba verde	0,26
Asfalto invecchiato	0,10	Superfici scure di edifici	0,27
Tetti o terrazzi in bitume	0,13	Foglie morte	0,30
Suole (creta, roccia)	0,14	Terra (valore medio)	0,37÷0,39
Erba secca	0,20	Superfici chiare di edifici	0,60
Pietrisco	0,20	Neve	0,75

Tab. 7.1 – Coefficiente di albedo relativo alla radiazione riflessa.

In Italia la radiazione media annuale varia dai 3,6 kWh/m²/giorno della Pianura Padana ai 4,7 kWh/m²/giorno del centro sud e ai 5,4 kWh/m²/giorno della Sicilia, come mostrato nella fig. 7.5b.

In località favorevoli del sud e delle isole è possibile pertanto raccogliere annualmente circa 2000 kWh/m² (5,4 kWh/m² x 365 giorni), l'equivalente energetico di 1,5 barili di petrolio per metro quadrato, mentre il resto dell'Italia si trova fra i 1750 kWh/m² della fascia tirrenica e 1300 kWh/m² della zona padana.

Un impianto fotovoltaico prevede quali componenti principali il **generatore fotovoltaico** e l'**inverter**, che verranno descritti nelle loro caratteristiche principali nei successivi paragrafi.

7.4 Generatore fotovoltaico

Il componente elementare del generatore è la cella fotovoltaica in cui avviene la conversione della radiazione solare in corrente elettrica. La cella è costituita da una sottile fetta di materiale semiconduttore, generalmente silicio opportunamente trattato, dello spessore di circa 0,3 mm e con una superficie compresa tra i 100 e i 225 cm².

Il silicio, che ha quattro elettroni di valenza (tetravalente), viene **drogato** mediante l'inserimento su una **faccia** di atomi trivalenti (es. boro, che determina un drogaggio di tipo P) e sull'altra faccia con piccole quantità di atomi pentavalenti (es. fosforo, che determina un drogaggio di tipo N).

La regione tipo P ha un eccesso di lacune, mentre la regione tipo N ha un eccesso di elettroni (v. fig. 7.6a).

Nella zona di contatto tra i due strati a diverso drogaggio (giunzione P-N), gli elettroni tendono a diffondersi dalla regione ad alta densità di elettroni (N) alla regione a bassa densità di elettroni (P) creando pertanto un accumulo di carica negativa nella regione P.

Un fenomeno duale avviene per le lacune, con un accumulo di carica positiva nella regione N (v. fig. 7.6 b). Si viene quindi a creare un campo elettrico interno alla giunzione che si oppone all'ulteriore diffusione di cariche elettriche.

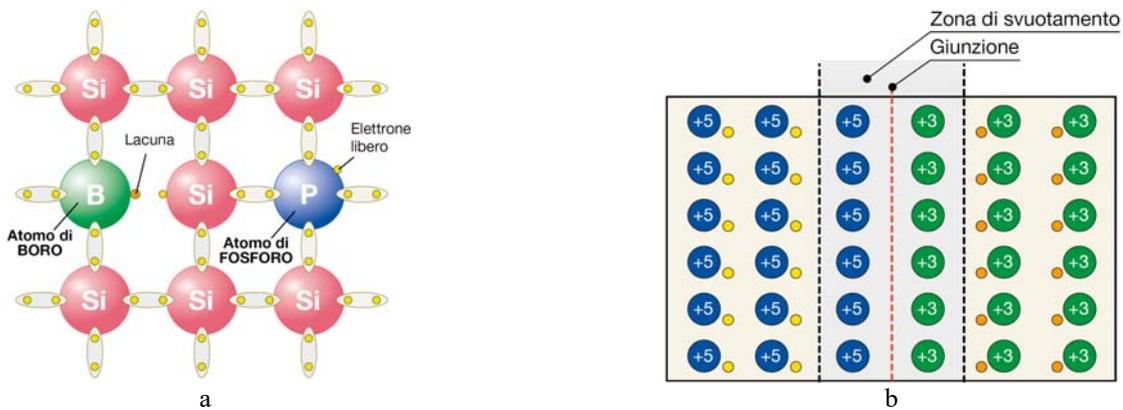


Fig. 7.6 – a) Principio di funzionamento di una cella fotovoltaica al silicio drogato – b) Cariche elettriche nella giunzione P-N.

Se si applica una tensione dall'esterno, la giunzione permette il passaggio di corrente in un solo senso (funzionamento da diodo). Quando la cella è esposta alla luce, per effetto fotovoltaico, vengono a crearsi delle coppie elettrone-lacuna sia nella zona N che nella zona P (v. fig. 7.7).

Il campo elettrico interno permette di dividere gli elettroni in eccesso (ottenuti dall'assorbimento dei fotoni da parte del materiale) dalle lacune, e li spinge in direzioni opposte gli uni rispetto agli altri.

Gli elettroni, una volta oltrepassata la zona di svuotamento non possono quindi più tornare indietro, perché il campo impedisce loro di invertire il **senso di marcia**.

Connettendo la giunzione con un conduttore esterno, si otterrà un circuito chiuso nel quale la corrente fluisce dallo strato P, a potenziale maggiore, verso lo strato N, a potenziale minore fintanto che la cella resta illuminata, come mostrato nella fig. 7.7.

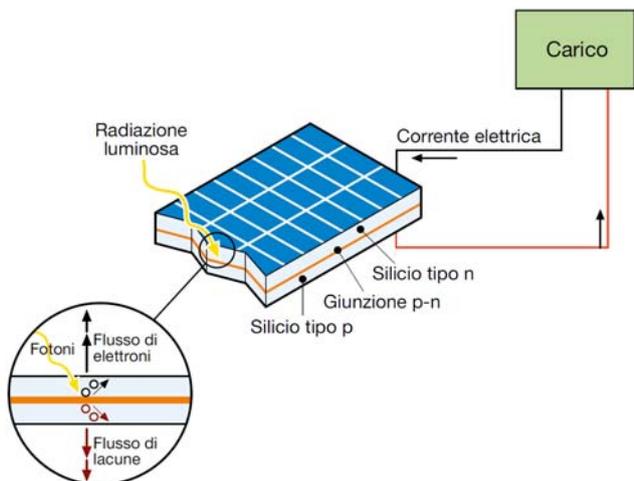
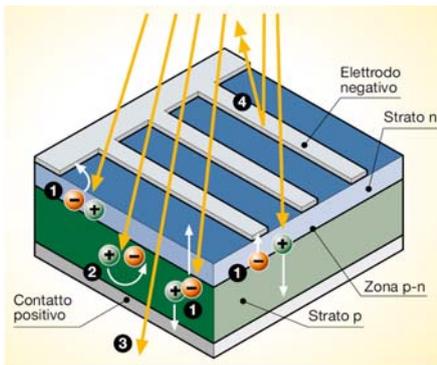


Fig. 7.7 – Funzionamento di una cella fotovoltaica come generatore di corrente.

La zona di silicio che contribuisce a fornire la corrente è quella circostante la giunzione P-N; nelle zone distanti si formano le cariche elettriche, ma manca il campo elettrico che le mette in movimento e di conseguenza si ricombinano. Quindi è importante che la cella fotovoltaica abbia una grande superficie: maggiore è la superficie, maggiore è la corrente generata (generatore di corrente).

Nella fig. 7.8 vi è una rappresentazione dell'effetto fotovoltaico e il bilancio energetico descrivente l'ingente percentuale di energia solare incidente che non viene convertita in energia elettrica.

Nelle condizioni di funzionamento standard (irraggiamento di 1 kW/m^2 alla temperatura di $25 \text{ }^\circ\text{C}$) una cella fotovoltaica fornisce una corrente di circa 3 A con una tensione di $0,5 \text{ V}$ e una potenza di picco pari a $1,5 \div 1,7 \text{ Wp}$.



100% dell'energia solare incidente



- 3% perdite di riflessione e ombreggiamento dei contatti frontali.
- 23% fotoni con lunghezza d'onda elevata, con insufficiente energia per liberare elettroni, con essi si genera solo calore.
- 32% fotoni con lunghezza d'onda corta, con energia in eccesso (trasmissione).
- 8,5% ricombinazioni dei portatori di carica libera.
- 20% gradiente elettrico nella cella, specialmente nella regione di transizione.
- 0,5% resistenza in serie, rappresentativa delle perdite elettriche di conduzione.



=13% energia elettrica utilizzabile

Fig. 7.8 – Effetto fotovoltaico: 1) Separazione della carica – 2) Ricombinazione – 3) Trasmissione – 4) Riflessione e ombreggiamento dei contatti frontali (ABB).

In commercio si trovano i moduli fotovoltaici che sono costituiti da un insieme di celle. I più diffusi racchiudono 36-38 celle disposte su 4 file parallele collegate in serie con una superficie che varia da 0,5 a 1 m².

Più moduli collegati tra loro meccanicamente ed elettricamente formano un pannello, ossia una struttura comune ancorabile al suolo o ad un edificio, come mostrato nella fig. 7.9.



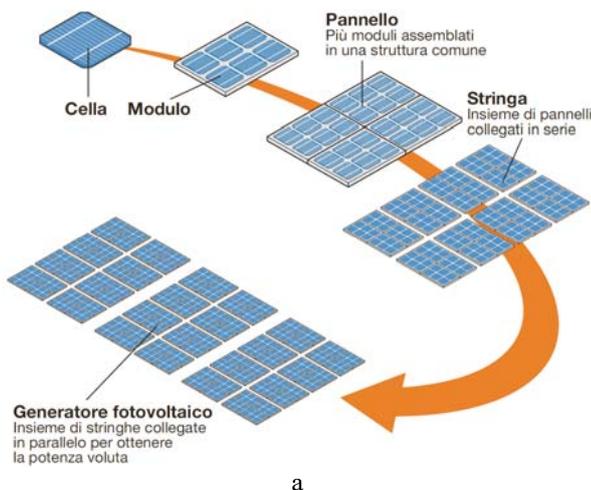
a



b

Fig. 7.9 – Pannelli fotovoltaici: a) Ancorati al suolo – b) Fissati su di un edificio.

Più pannelli collegati elettricamente in serie costituiscono una stringa, mentre più stringhe, collegate elettricamente in parallelo per fornire la potenza richiesta, costituiscono il generatore o campo fotovoltaico, come mostrato nella fig. 7.10.



a



b

Fig. 7.10 – a) Formazione di un generatore fotovoltaico – b) Esempio di generatore fotovoltaico.

Nei moduli, le celle fotovoltaiche non sono tutte identiche a causa delle inevitabili difformità di fabbricazione, pertanto due blocchi di celle collegate tra loro in parallelo possono non avere la stessa tensione.

Si viene a creare conseguentemente una corrente di circolazione dal blocco di celle a tensione maggiore verso quello a tensione minore. Quindi una parte della potenza prodotta dal modulo viene persa all'interno del modulo stesso (perdite di mismatch).

La disuguaglianza tra le celle può essere determinata dal loro deterioramento o anche da un diverso irraggiamento solare, per esempio una parte di celle sono ombreggiate.

Tali celle si comportano come un diodo che blocca la corrente prodotta dalle altre celle. Il diodo è sottoposto alla tensione delle altre celle, la quale può provocare la perforazione della giunzione con surriscaldamento locale e danni al modulo.

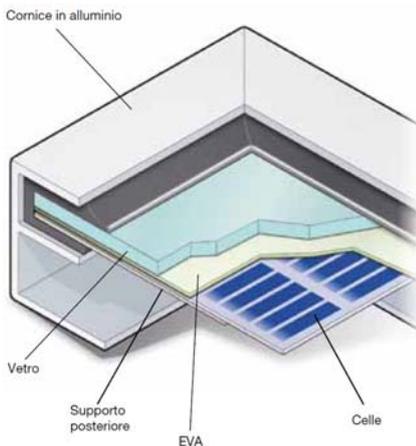
Pertanto i moduli sono dotati di diodi di by-pass che limitano tale fenomeno, cortocircuitando la parte del modulo ombreggiata o danneggiata. Anche tra le stringhe del campo fotovoltaico si può creare il fenomeno di mismatch, a seguito della disuguaglianza dei moduli, diverso irraggiamento delle stringhe, ombreggiamenti e guasti di una stringa. Per evitare la circolazione di corrente inversa tra le stringhe si possono inserire diodi.

Le celle che costituiscono il modulo sono incapsulate con un sistema di assemblaggio che:

- isola elettricamente le celle verso l'esterno;
- protegge le celle dagli agenti atmosferici e dalle sollecitazioni meccaniche;
- resiste ai raggi ultravioletti, alle basse temperature, agli sbalzi di temperatura e all'abrasione;
- smaltisce facilmente il calore, per evitare che l'aumento di temperatura riduca la potenza fornita dal modulo.

Tali proprietà devono permanere per la vita attesa del modulo.

La figura 7.11 mostra la sezione di un modulo standard in silicio cristallino; per il collegamento delle celle, si utilizzano contatti metallici saldati successivamente alla realizzazione delle celle; nei moduli a **film sottile** il collegamento elettrico anteriore rientra nel processo di produzione della cella ed è garantito da uno strato di ossidi metallici trasparenti, come l'ossido di zinco o l'ossido di stagno.



Parti principali di un modulo fotovoltaico standard in silicio cristallino.

- 1) Una lamina di protezione sul lato superiore esposto alla luce, caratterizzata da elevata trasparenza (il materiale più utilizzato è il vetro temprato).
- 2) Un materiale di incapsulamento per evitare il contatto diretto vetro-cella, eliminare gli interstizi dovuti alle imperfezioni superficiali delle celle e isolare elettricamente la cella dal resto del modulo; nei processi che utilizzano la fase di laminazione si impiega spesso l'Etilene Vinil Acetato (EVA).
- 3) Un substrato di supporto posteriore (vetro, metallo, plastica).
- 4) Una cornice metallica (telaio), usualmente in alluminio.

Fig. 7.11 – Esempio di modulo fotovoltaico standard in silicio cristallino.

7.5 Tipologie dei moduli fotovoltaici

Di seguito vengono descritte le principali tipologie dei moduli fotovoltaici, in particolare verranno esaminati i tipi al silicio cristallino e a film sottile.

Moduli in silicio cristallino (89% del mercato). I moduli in silicio cristallino sono attualmente i più utilizzati negli impianti installati e si suddividono in tre categorie.

- **Modulo monocristallino** (v. fig. 7.12a), omogeneo a cristallo singolo, è prodotto da cristallo di silicio di elevata purezza. Il lingotto di silicio monocristallino è di forma cilindrica con diametro di 13÷20 cm e lunghezza di 200 cm, ottenuto per accrescimento di un cristallo filiforme in lenta rotazione. Successivamente, tale cilindro viene opportunamente suddiviso in wafer dello spessore di 200÷250 μm e la superficie superiore viene trattata producendo dei microsolchi aventi lo scopo di minimizzare la perdite per riflessione. Il vantaggio principale di queste celle è l'efficienza (13÷17%, mentre 20÷25% per i moduli ad alte prestazioni), cui si associa una durata elevata e il mantenimento delle caratteristiche nel tempo (alcuni costruttori garantiscono il modulo per 20 anni con una perdita di efficienza massima del 10% rispetto al valore nominale). Il prezzo di tali moduli è intorno a 0,70 €/W e i moduli realizzati con tale tecnologia sono caratterizzati usualmente da un'omogenea colorazione blu scuro (il colore blu scuro è dovuto al rivestimento antiriflettente di ossido di titanio, atto a favorire la captazione della radiazione solare).

- **Modulo policristallino** (v. fig. 7.12b), che presenta i cristalli che compongono le celle e si aggregano tra loro con forma e orientamenti diversi. Le iridescenze tipiche delle celle in silicio policristallino sono infatti dovute al diverso orientamento dei cristalli il conseguente diverso comportamento nei confronti della luce. Il lingotto di silicio policristallino è ottenuto mediante un processo di fusione e colato in un contenitore a forma di parallelepipedo. I wafer che si ottengono presentano forma squadrata e caratteristiche striature con spessore di $180\div 300\ \mu\text{m}$. L'efficienza è inferiore al monocristallino ($11\div 15\%$, mentre $18\div 20\%$ per i moduli ad alte prestazioni), e anche il prezzo $0,67\ \text{€/W}$. La durata è comunque elevata (paragonabile al monocristallino) e anche il mantenimento della prestazioni nel tempo (85% del rendimento iniziale dopo 20 anni). Le celle con tale tecnologia sono riconoscibili dall'aspetto superficiale in cui si intravedono i grani cristallini.
- **Modulo quasi-monocristallino**, che presenta una struttura intermedia tra il mono e il policristallino. Il metodo per ottenere i lingotti è simile a quello di produzione del policristallino, in particolare, sul fondo del crogiuolo viene posto un cristallo di silicio monocristallino che funge da **nucleo di condensazione** da cui si formeranno cristalli di grandi dimensioni. Il raffreddamento del lingotto deve essere lento in modo da permettere che i cristalli crescano senza frammentarsi e deve avvenire nella direzione che va dal nucleo di silicio verso l'alto.

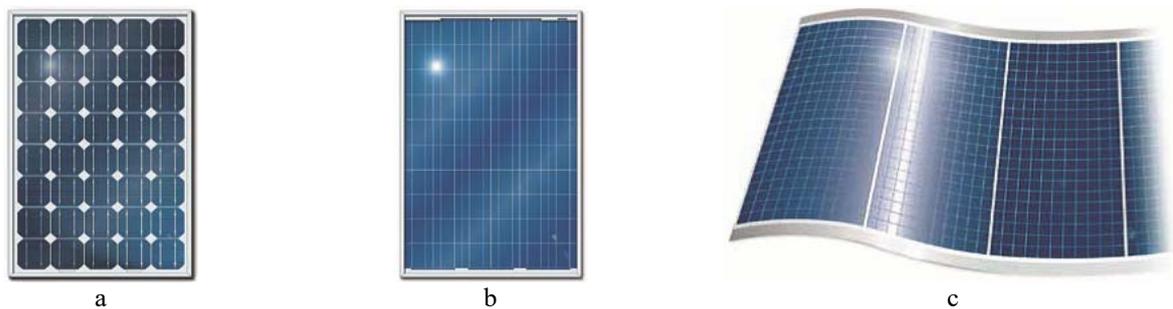


Fig. 7.12 – a) Modulo in silicio monocristallino – b) Modulo in silicio policristallino – c) Modulo a film sottile.

Il mercato è oggi dominato dalla tecnologia al silicio cristallino, che rappresenta circa il 90% del mercato. Tale tecnologia è matura sia in termini di rendimento ottenibile che di costi di produzione e si ritiene che continuerà a dominare il mercato nel breve/medio periodo (v. fig. 7.13a e fig. 7.13b).

Sono solo previsti miglioramenti contenuti in termini di efficienza e una possibile riduzione dei costi legata all'introduzione nei processi industriali di wafer più grandi e sottili e all'economia di scala.

In particolare, con la tecnica **selective emitter** si può incrementare l'efficienza fino allo 0,8% mediante un aumento della concentrazione dell'elemento drogante (fosforo) nella zona sottostante ai contatti metallici allo scopo di diminuire la resistenza in tale area, senza tuttavia aumentare le dimensioni del contatto metallico. Tale tecnica permette quindi di ridurre la resistenza dei contatti sopra la cella senza diminuire la superficie di captazione della radiazione solare e pertanto senza peggiorarne la resa ottica.

Inoltre, l'industria fotovoltaica basata su tale tecnologia utilizza il surplus di silicio destinato all'industria elettronica ma, a causa del costante sviluppo di quest'ultima e della crescita esponenziale della produzione fotovoltaica negli ultimi anni, diviene spesso difficoltosa la reperibilità di materia prima sul mercato destinata al mercato fotovoltaico.



Fig. 7.13 – Esempio di impianto fotovoltaico: a) Con moduli monocristallini installati nel balcone-terrazzo – b) Con moduli policristallini.

Moduli in film sottile. Le celle a film sottile sono composte da materiale semiconduttore depositato, generalmente come miscela di gas, su supporti come vetro, polimeri, alluminio che danno consistenza fisica alla miscela.

Lo strato del film semiconduttore è di pochi micrometri [μm], rispetto alle celle a silicio cristallino che hanno uno spessore di centinaia di micrometri. Pertanto il risparmio di materiale è notevole e la possibilità di avere un supporto flessibile amplia il campo di applicazione delle celle a film sottile (v. fig. 7.12c).

I materiali principalmente utilizzati sono:

- silicio amorfo (a-Si);
- tellururo di cadmio (CdTe);
- leghe a base di diseleniuro di indio e rame (CIS, CIGS, CIGSS);
- arseniuro di gallio (GaAs).

Il **silicio amorfo** (rappresenta il 4% del mercato) depositato in film, su un supporto (es. alluminio) rappresenta l'opportunità di avere il fotovoltaico a costi ridotti rispetto al silicio cristallino, ma le celle hanno rese che tendono decisamente a peggiorare nel tempo. Il silicio amorfo può anche essere **spruzzato** su un sottile foglio in materiale plastico o flessibile (v. fig. 7.14a e fig. 7.14b).

È utilizzato soprattutto quando serve ridurre al massimo il peso del modulo e adattarsi alle superfici curve.

L'efficienza è piuttosto bassa (7÷8%, mentre 10÷11% per i moduli ad alte prestazioni) a causa delle molteplici resistenze che gli elettroni devono superare nel loro flusso, ma anche il costo unitario (0,52÷0,56 €/W) è inferiore ai moduli in silicio cristallino. Anche in questo caso le celle tendono a peggiorare le proprie prestazioni nel tempo.

Un'interessante applicazione di tale tecnologia è quella tandem (celle in silicio micromorfo), che combina uno strato di **silicio amorfo con uno o più strati di silicio cristallino in multigiunzione** (rappresenta il 5% del mercato); grazie alla separazione dello spettro solare, ogni giunzione posizionata in sequenza lavora in maniera ottimale e garantisce livelli superiori in termini sia di efficienza che di garanzia di durata.

Le efficienze raggiunte sono interessanti: circa 11,6% in laboratorio e 9% per le applicazioni commerciali (v. fig. 7.15a).

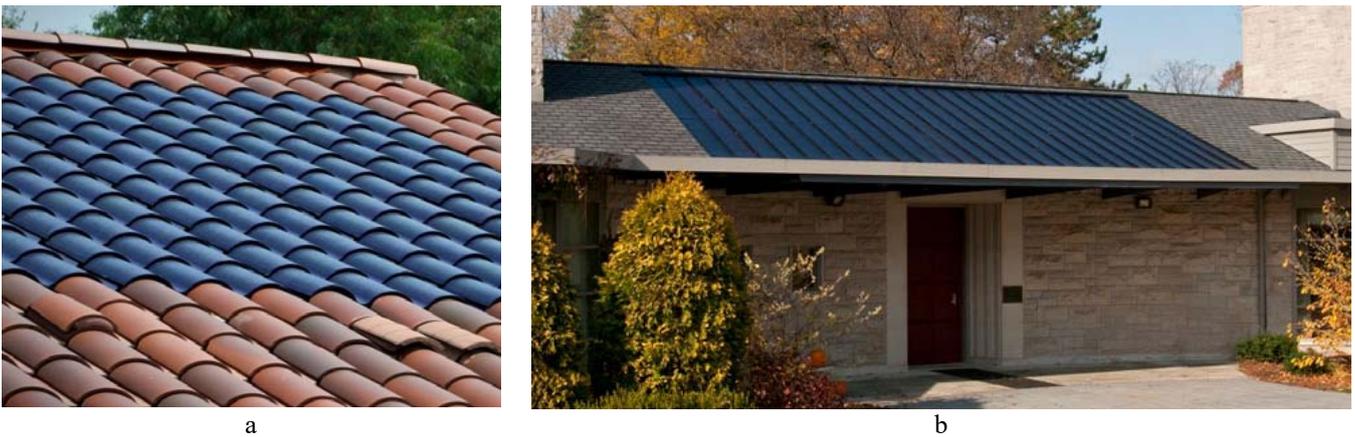


Fig. 7.14 – a) Esempio di impianto fotovoltaico con tegole in film sottile a impatto visivo nullo – b) Esempio di impianto fotovoltaico con pannelli solari in silicio amorfo.

Nella produzione su larga scala dei moduli in **tellururo di cadmio** (CdTe) (1% del mercato) si presenta il problema ambientale del composto CdTe contenuto nella cella, il quale, non essendo solubile in acqua e più stabile di altri composti contenenti cadmio, può diventare un problema se non correttamente riciclato o utilizzato (v. fig. 7.15b).

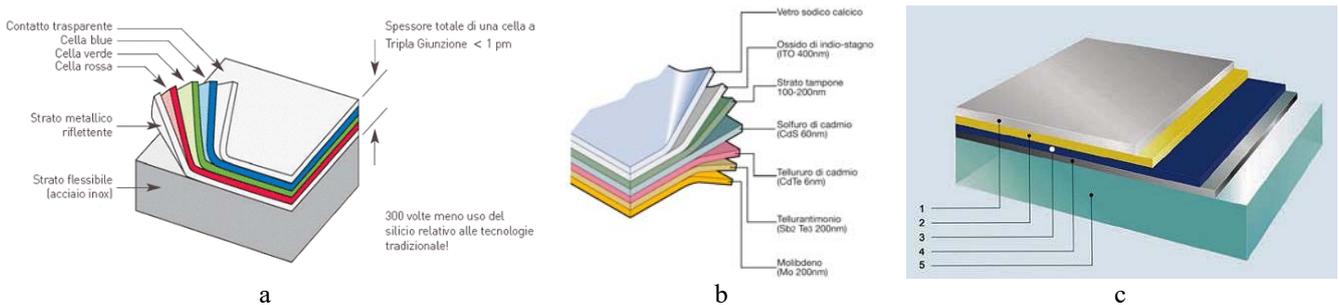


Fig. 7.15 – a) Struttura di una cella di silicio amorfo più strati di silicio cristallino in multigiunzione - b) Struttura della cella a film sottile basata su CdTe-CdS – c) Cella fotovoltaica in diseleniuro di indio e rame (CIS): 1: ZnO, 2: CdS, 3: CIS, 4: Contatto metallico posteriore, 5: Lastra di vetro.

Le celle CdTe hanno un'efficienza maggiore rispetto a quelle in silicio amorfo (12,4÷13,4%, mentre 12,7÷14,2% per i moduli ad alte prestazioni) e anche un costo unitario leggermente superiore (0,58÷0,60 €/W).

Nei moduli CIS/CIGS/CIGSS (0,25% del mercato) sono di tecnologia ancora in fase di studio e sviluppo, in sostituzione del silicio, vengono impiegate speciali leghe quali: rame, indio e selenite (CIS), rame, indio, gallio e selenite (CIGS), rame, indio, gallio, selenite e zolfo (CIGSS).

L'efficienza è del 13,6÷14,6% (15% per i moduli ad alte prestazioni) e le prestazioni rimangono stabili nel tempo; come per il silicio cristallino si prevede una riduzione del costo unitario che per ora è di circa 0,65 €/W.

La tecnologia che utilizza l'**arseniuro di gallio** (GaAs) è attualmente la più interessante dal punto di vista dell'efficienza ottenuta, superiore al 25÷33%, ma la produzione di tali celle è limitata dagli elevati costi e dalla scarsità del materiale, utilizzato in prevalenza nell'industria dei semiconduttori ad alta velocità di commutazione e dell'optoelettronica. Infatti la tecnologia GaAs viene utilizzata principalmente per applicazioni spaziali, dove sono importanti pesi e dimensioni ridotte.

	Silicio monocristallino	Silicio policristallino	Silicio amorfo	Arseniuro di gallio	Tellurio di cadmio	Diseleniuro di indio e rame
Rendimento della cella	13÷17%	11÷15%	7÷8%	25÷33%	12,4÷13,4%	13,6÷14,6%
Vantaggi	Rendimento elevato. Rendimento stabile. Tecnologia affidabile.	Costo inferiore rispetto al monocristallino. Fabbricazione più semplice. Ingombro ottimale.	Costo minore. Ridotta influenza della temperatura. Resa energetica superiore con radiazione diffusa. Flessibile e adattabile a superfici curve. Migliore comportamento in caso di ombreggiamento localizzato.	Alta resistenza alle alte temperature. Possono essere utilizzate con i concentratori.	Basso costo rispetto ai moduli cristallini. Minori perdite di potenza ad alte temperature rispetto ai moduli cristallini. Migliore rendimento con luce diffusa rispetto ai moduli cristallini.	Molto stabile.
Svantaggi	Maggiore quantità di energia per la fabbricazione. Tecnologia complessa e costi più elevati rispetto al policristallino.	Sensibilità alle impurità nella fabbricazione.	Maggiori dimensioni. Costo della struttura e tempo di montaggio. Consistente perdita di rendimento nei primi mesi di vita.	Tossicità. Disponibilità dei materiali.	Tossicità. Disponibilità dei materiali.	Tossicità.
m² necessari per 1 kWp	6÷9	8÷9	12,5÷20	3÷4	10÷11	8÷10

Tab. 7.2 – Vantaggi e svantaggi delle principali tipologie di moduli fotovoltaici. I valori numerici sono riferiti in condizioni standard di prova (STC): temperatura di 25 °C e irraggiamento di 1000 W/m².

La quota di mercato delle tecnologie a film sottile è molto contenuta, ma tali tecnologie vengono considerate come la soluzione con le maggiori potenzialità nel medio-lungo termine, anche per una significativa riduzione dei prezzi (secondo alcuni studi di settore entro il 2020, la quota di mercato di film sottile potrebbe raggiungere il 30÷40%).

Depositando il film sottile direttamente su larga scala, fino a oltre 5 m², si evitano gli sfridi di lavorazione tipici dell'operazione di taglio della sottile fetta di materiale di silicio cristallino (wafer) dal lingotto di partenza.

Le tecniche di deposizione sono a basso consumo di energia e quindi il periodo di ritorno dell'investimento ovvero il tempo necessario che passa tra l'investimento e il guadagno (pay-back) è breve, ossia quanto tempo deve operare un impianto fotovoltaico per produrre l'energia impiegata per fabbricarlo (circa 1 anno per i film sottili in silicio amorfo, contro i 2 anni del silicio cristallino).

Rispetto ai moduli in silicio cristallino, i moduli a film sottile hanno una minore dipendenza dell'efficienza dalla temperatura di funzionamento e una migliore risposta anche quando la componente di luce diffusa è più marcata e quando sono bassi i livelli di irraggiamento, specie nelle giornate nuvolose.

7.6 Inverter o convertitore DC/AC

Il sistema di condizionamento e controllo della potenza è costituito da un inverter o convertitore (DC/AC) che trasforma la corrente continua, in genere con tensioni che possono arrivare anche a 700÷800 V DC, in alternata a 230 V monofase oppure 400 V trifase, controllando la qualità della potenza in uscita per l'immissione in rete anche attraverso un filtro L-C (L1 e C1) interno all'inverter stesso.

La figura 7.16a mostra lo schema di principio di un inverter per impianti fotovoltaici. Il trasformatore di isolamento T1 è presente solo in alcuni modelli, in alcuni casi si preferisce non utilizzarlo per migliorare il rendimento dell'inverter.

I transistor (V1, V2, V3, V4), utilizzati come interruttori statici, sono pilotati da un segnale di apertura/chiusura che nella forma più semplice fornirebbe un'onda quadra in uscita.

Per avvicinarsi il più possibile ad un'onda sinusoidale si utilizza la tecnica più sofisticata a modulazione della larghezza d'impulso (PWM) che consente di ottenere una regolazione sia sulla frequenza che sul valore efficace della forma d'onda in uscita (fig. 7.16c).

La potenza fornita da un generatore fotovoltaico dipende dal punto in cui esso si trova ad operare.

Per ottimizzare l'energia prodotta dall'impianto si deve adeguare il generatore al carico, in modo che il punto di funzionamento corrisponda sempre a quello di massima potenza.

A tal fine viene utilizzato nell'inverter un circuito denominato chopper controllato denominato inseguitore del punto di massima potenza (MPPT: *Maximum Power Point Tracking*) che individua istante per istante la coppia di valori tensione-corrente del generatore per la quale la potenza fornita è massima.

Partendo dalla curva *I-V* del generatore fotovoltaico, come mostrato nella fig. 7.16b, il punto di massimo trasferimento di potenza agli utilizzatori corrisponde al punto di tangenza tra la caratteristica *I-V* per un dato valore di radiazione solare e l'iperbole di equazione $V \cdot I = \text{cost}$ (potenza costante).

I dispositivi MPPT commercialmente utilizzati individuano il punto di massima potenza sulla curva caratteristica del generatore fotovoltaico provocando ad intervalli regolari delle piccole variazioni di carico che determinano scostamenti dei valori di tensione e di corrente, valutando se il nuovo prodotto *I-V* è maggiore o minore del precedente. Se si presenta un aumento si continuano a variare le condizioni di carico nella direzione considerata.

Nel caso contrario si modificano le condizioni del carico nel verso opposto.

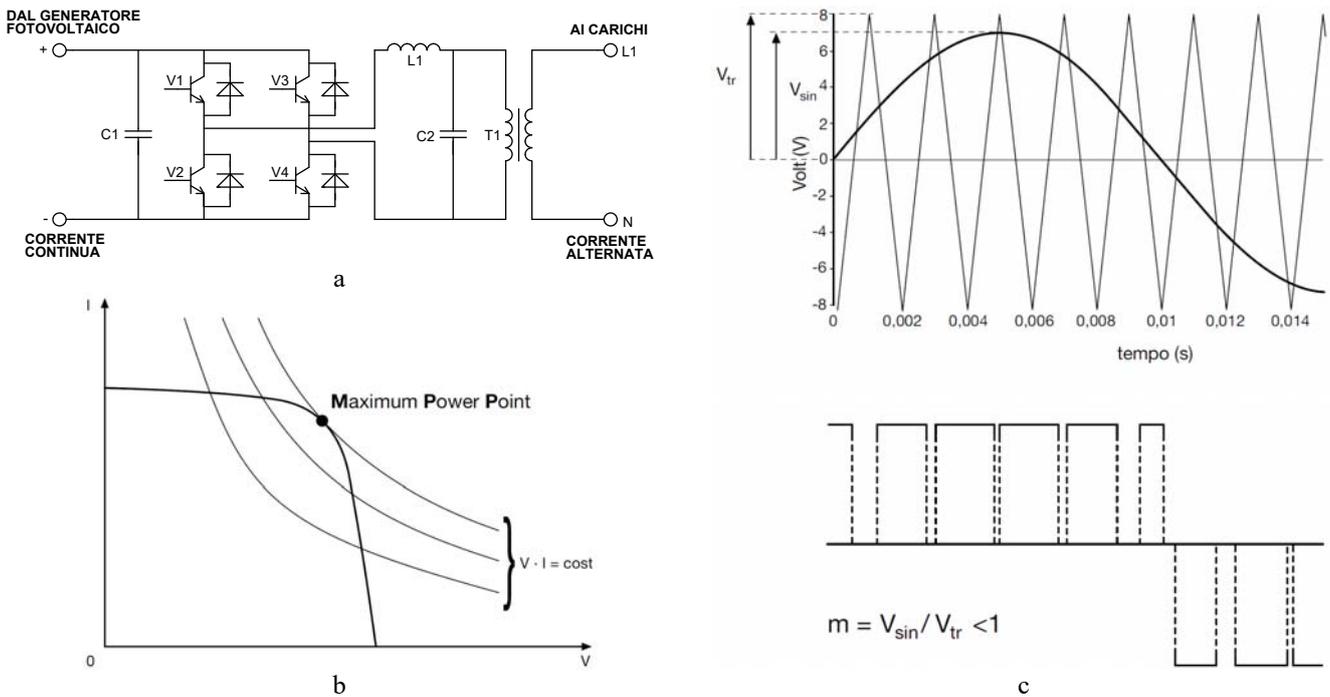


Fig. 7.16 – a) Schema di principio di un inverter monofase per impianti fotovoltaici – b) Punto di massima potenza (MPP) di un generatore fotovoltaico – c) Principio di funzionamento della tecnica PWM.

Per effetto delle caratteristiche delle performance richieste, gli inverter per impianti in isola (non collegati alla rete elettrica) e per impianti collegati alla rete di distribuzione devono avere caratteristiche differenti:

- negli impianti funzionanti in isola, gli inverter devono essere in grado di fornire una tensione lato in corrente alternata AC il più possibile costante al variare della produzione del generatore e della richiesta del carico;
- negli impianti connessi alla rete, gli inverter devono riprodurre, il più fedelmente possibile, la tensione di rete, cercando nel contempo di ottimizzare e massimizzare la produzione energetica dei moduli fotovoltaici.

Per quanto riguarda la scelta del modello e della taglia dell'inverter occorre considerare in primo luogo la potenza nominale del generatore fotovoltaico ad esso collegato. Inoltre, le stringhe di moduli devono essere dimensionate in base alla tensione minima e massima di ingresso dell'inverter (es. da 250 V a 450 V). Al fine di proteggere l'inverter, particolare attenzione deve essere rivolta al grado di protezione contro la penetrazione della polvere e dell'acqua (IP), in quanto tale apparecchiatura risulta essere la più delicata dell'intero impianto fotovoltaico.

Caratteristiche degli inverter utilizzati negli impianti in isola	Caratteristiche degli inverter utilizzati negli impianti connessi in rete
<ul style="list-style-type: none"> • Inverter a onda quadra, sono caratterizzati da una tecnologia semplice che però genera dei disturbi sulle linee e inoltre non consente la regolazione della tensione in uscita che varia con il carico e con la tensione proveniente dal generatore fotovoltaico. • Inverter a onda sinusoidale modificata, sono caratterizzati da un rendimento più elevato rispetto ai modelli ad onda quadra; sono in grado di regolare in modo preciso la tensione in uscita; sono adatti per l'alimentazione di molte apparecchiature elettriche e elettroniche. • Inverter con uscita a onda sinusoidale, costruiti con una tecnologia simile a quella utilizzata negli inverter per impianti connessi in rete, ma realizzati con circuiti più semplici (privi di protezioni e interfacce verso la rete); sono caratterizzati da un elevato rendimento e sono impiegabili per la maggior parte degli utilizzatori. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sono caratterizzati da elevati rendimenti ed elevata stabilità di funzionamento durante le normali condizioni di irraggiamento. • Vengono realizzati sia per utenze monofase che trifase in un'ampia gamma di potenze da 2 kW a 2 MW. • Sono dotati di una tecnologia che consente di generare un'onda sinusoidale. • Sono dotati di protezione di rete e di interfaccia integrate, con un display LCD che permette di mostrare i dati relativi alla produzione di energia elettrica, possono essere dotati di moduli. • Possono essere dotati di moduli aggiuntivi per la misura dell'irraggiamento, della temperatura oppure per la trasmissione di dati a distanza che ne consentono il monitoraggio mediante per esempio un PC. • Normalmente non possono funzionare in modalità isola, in quanto per il loro funzionamento è necessaria la presenza della tensione di rete, la cui mancanza provoca l'intervento delle protezioni disconnettendo l'inverter.

Tab. 7.3 – Tipologie di inverter utilizzati negli impianti fotovoltaici.

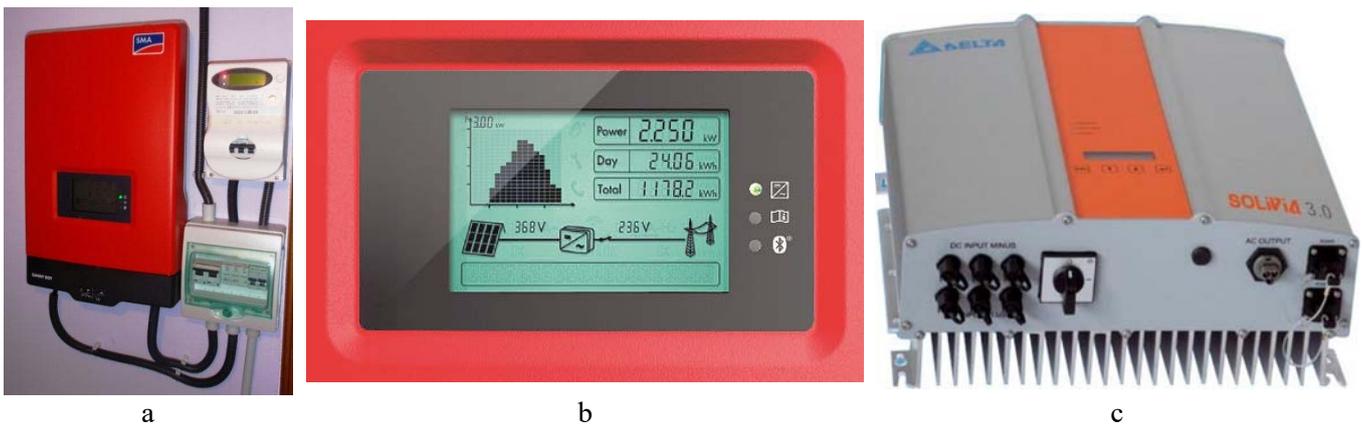


Fig. 7.17 – a) Inverter, contatore di energia e quadro elettrico di un impianto fotovoltaico con potenza nominale $P_n = 2,98 \text{ kWp}$ con generatore fotovoltaico a film sottile silicio monocristallino e inverter di stringa dotato di separazione galvanica – b) Esempio di display LCD di controllo inverter. Il display mostra con un grafico la potenza generata nel tempo, la potenza istantanea (Power), l'energia prodotta sino al quel momento nella giornata (Day), l'energia totale prodotta (Total), la tensione continua fornita dai pannelli solari (368 V) e la tensione alternata in uscita immessa nella rete distributrice (236 V) – c) Esempio di inverter per impianti fotovoltaici con potenza nominale di 3 kWp. Da notare i connettori per il collegamento rapido in ingresso (DC INPUT MINUS e PLU) e in uscita (AC OUTPUT). Da notare l'interruttore sezionatore DC integrato.

Gli impianti funzionanti in isola sono caratterizzati dalla presenza del regolatore di carica che deve garantire il generatore fotovoltaico e gli accumulatori (es. al piombo).

Gli inverter fotovoltaici per uso residenziale hanno, in genere, le seguenti caratteristiche principali (v. fig. 7.17).

- Uscita monofase.
- Topologia senza trasformatore che consente un elevato rendimento dell'apparecchiatura.
- Programmazione con specifici standard di rete che possono essere installati direttamente sul campo.
- Ampio intervallo di tensione in ingresso.
- Algoritmo di MPPT veloce e preciso necessario per inseguire il massimo della potenza in uscita.
- Doppia sezione di ingresso con MPPT indipendente, consente una ottimale raccolta di energia anche nel caso di stringhe orientate in direzioni diverse.
- Curve di efficienza piatte al fine di garantire un elevato rendimento a tutti i livelli di erogazione assicurando una prestazione costante e stabile nell'intero intervallo di tensione in ingresso (es. 250÷450 V) e di potenza in uscita da 800 W a 3000 W (v. fig. 7.18a). L'ampio intervallo di tensione in ingresso rende l'inverter adatto agli impianti a bassa potenza con stringhe di dimensioni ridotte.
- Sezionatore DC integrato in conformità agli standard internazionali sulla sicurezza.
- Raffreddamento a convezione naturale per garantire la massima affidabilità (assenza di ventilatori).
- Involucro da esterno per uso in qualsiasi condizione ambientale (es. IP65).
- Interfaccia di comunicazione RS485 (per la connessione con computer portatili o data logger).
- Massima altitudine di installazione 2000 m e efficienza elevata fino a quasi il 97%.

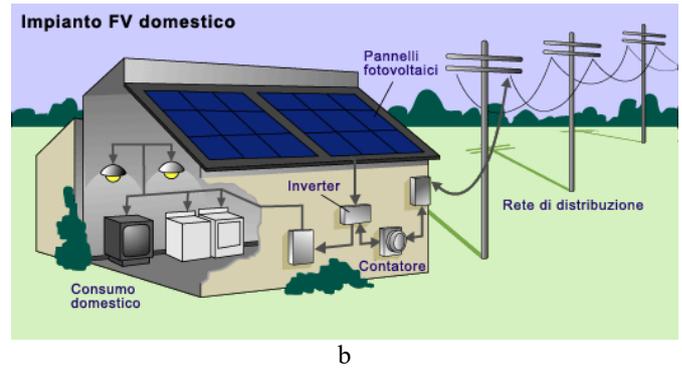
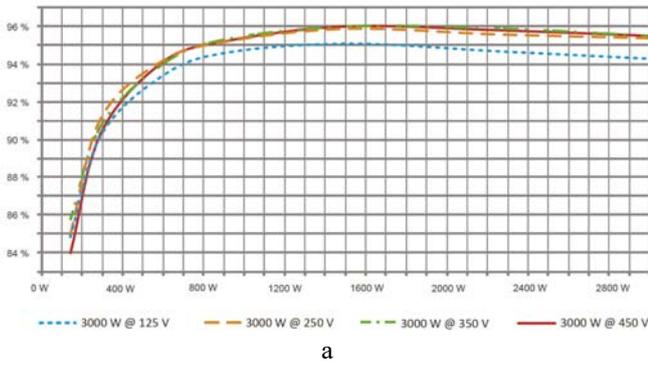


Fig. 7.18 – a) Curva di efficienza di un inverter fotovoltaico (da 3 kW_p) in funzione della potenza erogata (AC). Le curve fanno riferimento a diverse tensioni di alimentazione in DC (Tensione in ingresso: 125 V, 250 V, 350 V, 450 V). Come è possibile osservare nel grafico il rendimento rimane praticamente costante anche se la tensione in ingresso in corrente continua varia da 125 V a 450 V con la potenza in uscita, in corrente alternata, che varia da circa 800 W a 3000 W – b) Esempio di impianto fotovoltaico del tipo grid-connected domestico con inverter.

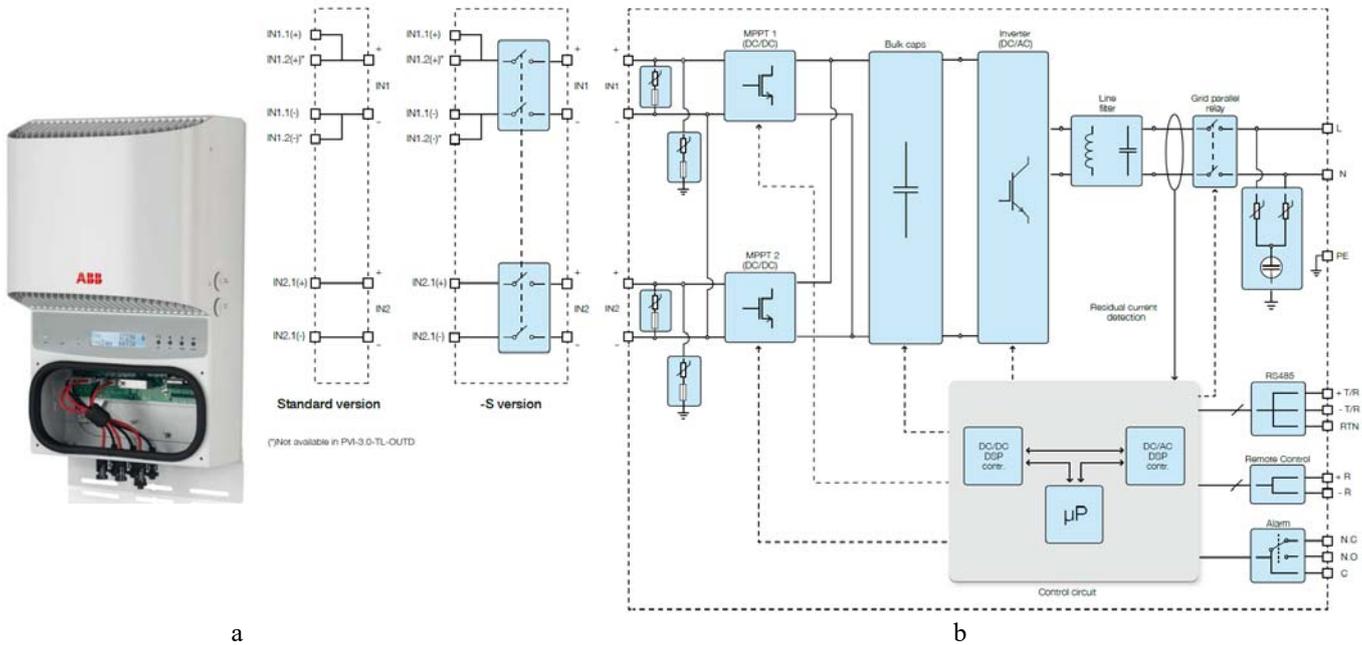


Fig. 7.19 – Inverter monofase: a) Modello da 3 a 4,3 kW – b) Schema elettrico. Si notino gli ingressi in corrente continua IN1 e IN2 che vanno collegati ai pannelli solari; mentre in uscita L e N in corrente alternata sono collegati agli utilizzatori o alla rete elettrica (grid-connected). L’inverter è inoltre dotato di interfaccia seriale RS485 per consentire la comunicazione tra inverter fotovoltaici e/o personal computer; sono infine disponibili morsetti che fanno capo a segnali per il controllo remoto dell’inverter (Remote Control) e per l’acquisizione di segnali di allarmi, per esempio nel caso che l’inverter vada in blocco (Alarm) (ABB).

7.7 Tipologie degli impianti fotovoltaici

Gli impianti fotovoltaici possono essere realizzati in due tipologie:

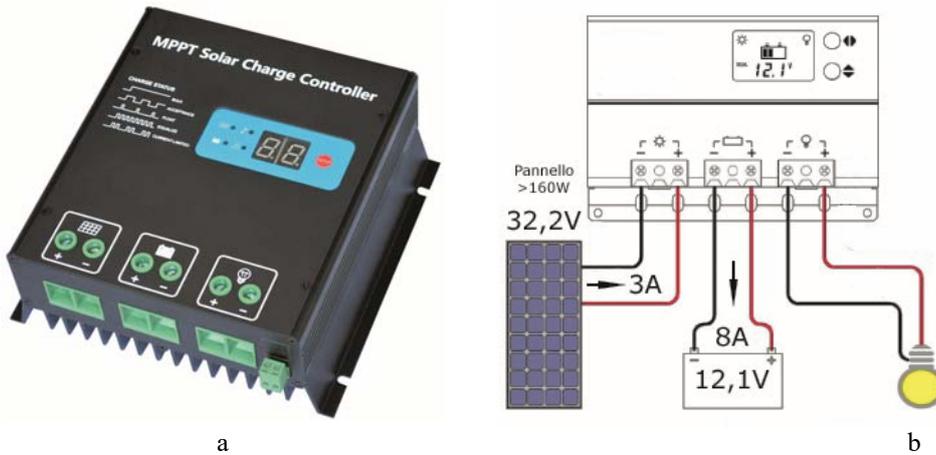
- 1) impianti isolati (stand alone);
- 2) impianti collegati alla rete elettrica nazionale (grid-connected).

Impianti isolati (stand-alone). Sono impianti non collegati alla rete elettrica e sono costituiti da moduli fotovoltaici e da un sistema di accumulo (es. accumulatori al piombo da 12 V o da 24 V) che garantisce l’erogazione di energia elettrica anche nei momenti di scarsa illuminazione o nelle ore di buio.

Essendo la corrente erogata dal generatore fotovoltaico di tipo continuo, se l’impianto utilizzatore necessita di corrente alternata è necessaria l’interposizione dell’inverter (v. fig. 7.20).

Tali impianti risultano tecnicamente ed economicamente vantaggiosi qualora la rete elettrica sia assente o difficilmente raggiungibile (es. una baita isolata), sostituendo spesso i gruppi elettrogeni a gasolio.

Inoltre, in una configurazione stand-alone, il campo fotovoltaico è sovradimensionato al fine di consentire, durante le ore di insolazione, sia l'alimentazione del carico, sia la ricarica delle batterie di accumulo, con un certo margine di sicurezza per tener conto delle giornate di scarsa insolazione.



Legenda.

Ai morsetti posti a sinistra è collegato il pannello fotovoltaico con una potenza superiore a 160 W ($U = 32,2 \text{ V}$, $I = 3 \text{ A}$).
 Ai morsetti posti al centro è collegata la batteria ($U = 12,1 \text{ V}$, $I = 8 \text{ A}$).
 Infine, ai morsetti di destra è collegato il carico funzionante in corrente continua.

Fig. 7.20 – a) Esempio di regolatore di carica MPPT per impianti fotovoltaici isolati: tensione in uscita 12 V /24 V; corrente in uscita 20 A / 30 A; tensione massima in ingresso dal generatore fotovoltaico 150 V; grado di protezione IP65; rendimento del 97% - b) Esempio di collegamento di un regolatore di carica MPPT per impianti fotovoltaici isolati (i valori sono orientativi).

Questi impianti sono dotati di un regolatore di carica tipo MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) che coordina in modo ottimale il generatore solare e l'accumulatore, infatti, questo tipo di regolatore è in grado di inseguire costantemente il punto di massima potenza che il pannello solare è in grado di erogare in quel momento, a seconda dell'irraggiamento solare (v. fig. 7.20).

I regolatori MPPT, pur di costo normalmente più elevato, sono in grado di utilizzare tutta la potenza generata dal pannello per caricare la batteria, a differenza dei regolatori tradizionali PWM che inviano alla batteria la corrente generata dal pannello.

Attualmente le applicazioni più diffuse servono ad alimentare:

- apparecchiature per il pompaggio dell'acqua;
- ripetitori radio, stazioni di rilevamento e trasmissione dati (meteorologici o sismici);
- sistemi di illuminazione;
- segnaletica sulle strade, nei porti e negli aeroporti;
- alimentazione dei servizi nei camper;
- impianti pubblicitari;
- rifugi in alta quota.

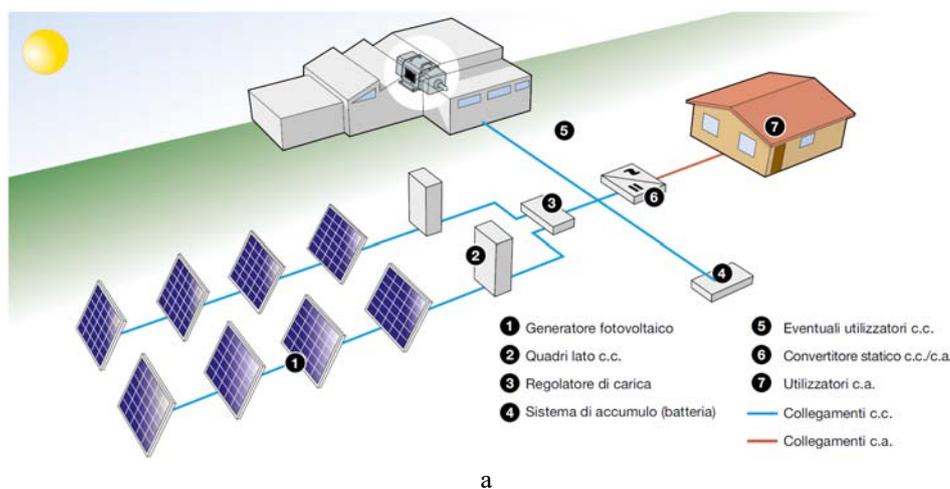


Fig. 7.21 – a) Schema di principio di un impianto fotovoltaico funzionante ad isola (stand alone) – b) Esempio di pensiline fotovoltaiche per la ricarica di batterie di automobili elettriche – c) Esempio di lampione alimentato con energia fotovoltaica.

Impianti collegati alla rete elettrica nazionale (grid-connected)

Gli impianti collegati permanentemente alla rete elettrica assorbono energia da essa nelle ore in cui il generatore fotovoltaico non è in grado di produrre l'energia necessaria a soddisfare il bisogno dell'impianto utilizzatore.

Viceversa, se il sistema fotovoltaico produce energia elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno dell'impianto utilizzatore, il surplus viene immesso in rete: sistemi connessi alla rete non necessitano pertanto di batterie di accumulatori (v. fig. 7.23).



Fig. 7.22 – Esempi di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica nazionale (grid-connected).

Tali impianti, come il tipo mostrato nelle fig. 7.21b e fig. 7.21c, offrono il vantaggio della generazione distribuita, anziché centralizzata, difatti l'energia prodotta nei pressi dell'utilizzazione ha un valore maggiore di quella fornita dalle grosse centrali tradizionali, perché si limitano le perdite di trasmissione e si riducono gli oneri economici dei grossi sistemi elettrici di trasporto e di distribuzione.

Inoltre, la produzione di energia nelle ore di sole consente di ridurre la domanda alla rete durante il giorno, proprio quando si verifica la maggiore richiesta. Nella fig. 7.23a è rappresentato lo schema di principio di un impianto fotovoltaico connesso alla rete.

In un impianto fotovoltaico di dimensioni medio piccole sono necessariamente presenti il campo fotovoltaico, il sistema di condizionamento della potenza e il carico elettrico (es. una comune abitazione servita da rete elettrica) come mostrato nella fig. 7.23b.

Gli impianti di grosse dimensioni (indicativamente sopra i 50 kW) dedicati alla produzione elettrica sono connessi direttamente alla rete elettrica senza carichi elettrici in prossimità.

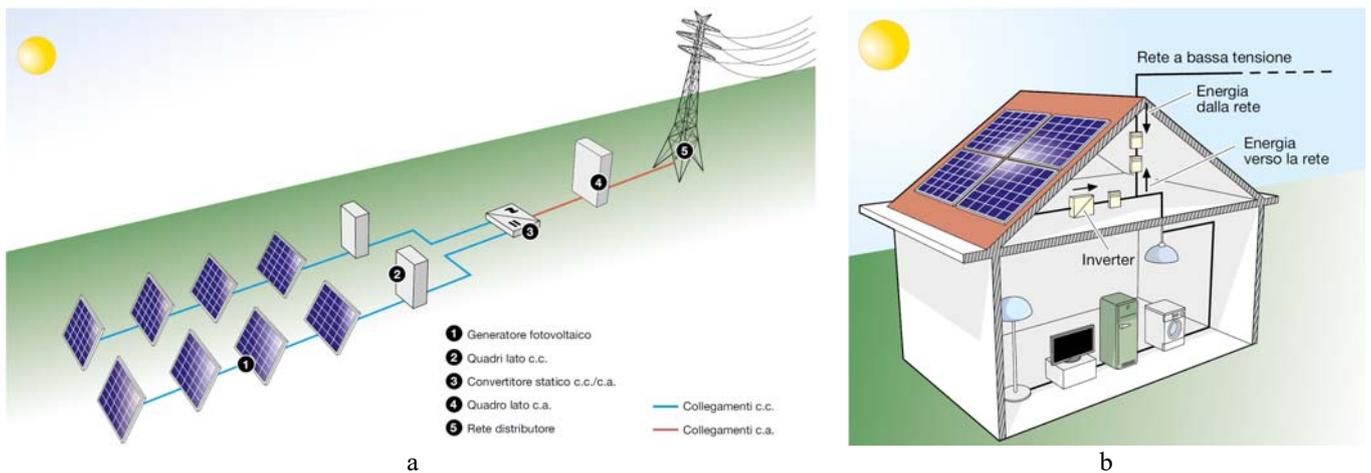


Fig. 7.23 – a) Schema di principio di un impianto fotovoltaico connesso alla rete – b) Esempio di impianto fotovoltaico connesso alla rete installato in una abitazione civile.

Per lo sfruttamento su larga scala del fotovoltaico esiste il limite tecnico dovuto alla intermittenza aleatoria della produzione. Infatti, la rete elettrica nazionale può accettare una quantità limitata di potenza immessa in modo intermittente, superata la quale possono insorgere seri problemi di stabilità della rete stessa. Il limite di accettazione dipende dalla configurazione della rete e dal grado di interconnessione con le reti confinanti.

Per ovviare a tale aspetto negativo occorrerebbe accumulare per tempi sufficientemente lunghi l'energia elettrica prodotta in modo intermittente al fine di immetterla in rete in forma più continua e stabile nel tempo.

L'energia elettrica può essere accumulata in grandi bobine superconduttrici o convertendola in altre forme di energia: energia cinetica accumulata in volani o gas compressi, energia gravitazionale nei bacini d'acqua, energia chimica nei combustibili di sintesi ed elettrochimica negli accumulatori elettrici (batterie).

Allo stato attuale della tecnologia, l'accumulo elettrochimico appare praticabile nel breve e medio termine, per immagazzinare energia da qualche ora a qualche giorno.

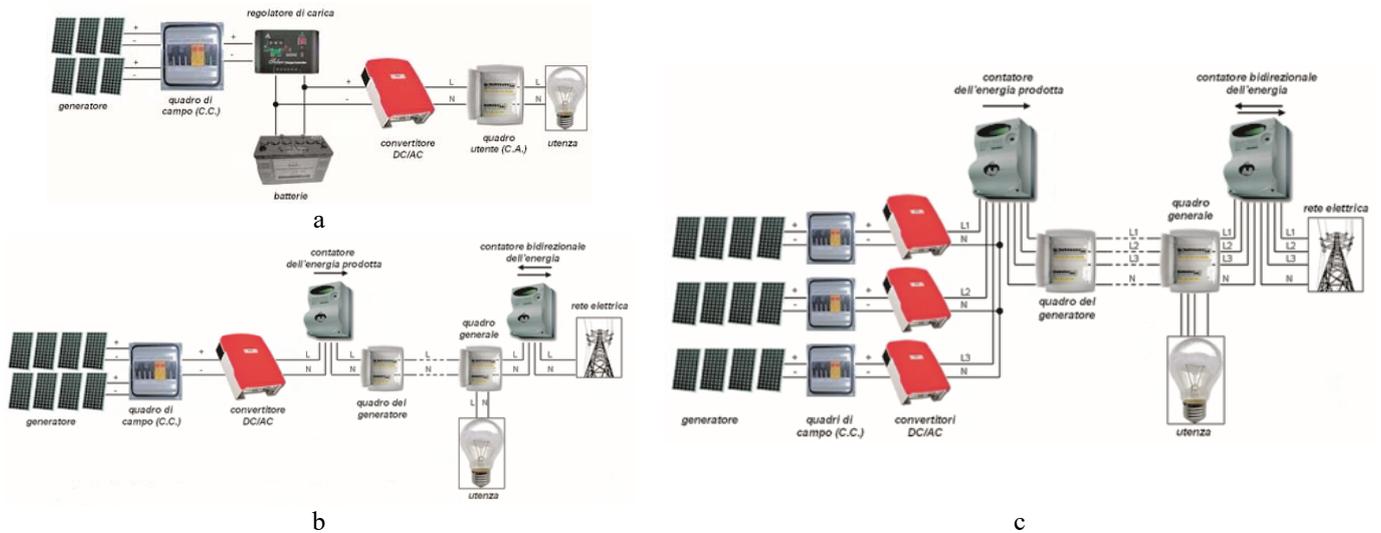


Fig. 7.24 – a) Componenti principali di un impianto: a) Stand-alone – b) Grid-connected monofase – c) Grid-connected trifase.

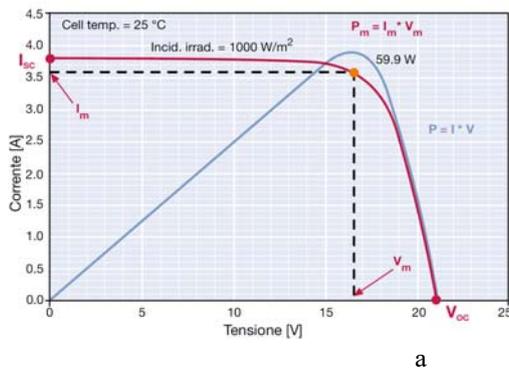
Quindi, in relazione al fotovoltaico applicato a piccoli impianti connessi alla rete, l'inserimento di un sottosistema di accumulo in batterie di modeste dimensioni può migliorare la situazione degli inconvenienti dovuti all'intermittenza, consentendo di superare in parte il limite di accettazione della rete.

Per l'accumulo stagionale delle enormi quantità di energia richieste per sostituire eventualmente il petrolio in tutti i settori d'uso, la produzione di idrogeno appare come la tecnologia più appropriata per il lungo periodo, consentendo di sfruttare il fatto che la produttività elettrica solare estiva è circa di un fattore 3 volte maggiore di quella invernale.

L'energia in eccesso accumulata d'estate potrebbe essere utilizzata per ottimizzare il fattore di capacità annuale delle centrali a fonti rinnovabili, portandolo dal valore attuale delle 1500÷1600 ore equivalenti senza accumulo ad uno più vicino a quello medio delle centrali convenzionali (circa 6000 ore). In tal caso, la potenza da fonte rinnovabile potrebbe assumere il ruolo sostitutivo di quella termoelettrica, poiché il limite di accettazione della rete sarebbe rimosso.

7.8 Caratteristica tensione-corrente di un modulo fotovoltaico e produzione energetica

La caratteristica tensione-corrente di un modulo fotovoltaico è rappresentata nella fig. 7.25a. In condizioni di cortocircuito, la corrente generata è massima (I_{sc}), mentre in condizioni di circuito aperto è massima la tensione (V_{oc}). Nelle due condizioni precedenti la potenza elettrica prodotta dal modulo è nulla, mentre in tutte le altre condizioni, all'aumentare della tensione aumenta la potenza prodotta, raggiungendo dapprima il punto di massima potenza (P_m) e poi diminuendo repentinamente in prossimità della tensione a vuoto.



- Dati caratteristici di un modulo fotovoltaico:
- I_{sc} corrente di cortocircuito;
 - V_{oc} tensione a vuoto;
 - P_m potenza massima prodotta in condizioni standard (STC);
 - I_m corrente prodotta nel punto di massima potenza;
 - V_m tensione nel punto di massima potenza.

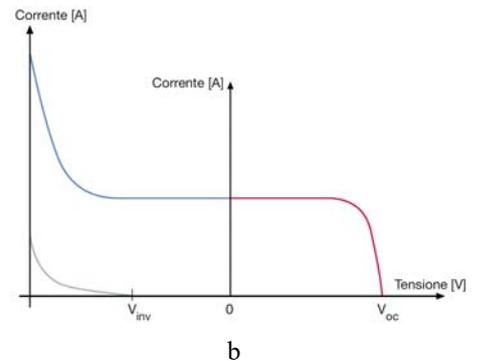


Fig. 7.25 – a) Caratteristica tensione-corrente di un modulo fotovoltaico in condizioni STC – b) Caratteristica tensione-corrente di un modulo fotovoltaico a cui è stata applicata una tensione dall'esterno (quadrante di sinistra) (ABB).

Se ad una cella fotovoltaica è applicata una tensione dall'esterno in senso inverso rispetto a quello di normale funzionamento, la corrente prodotta rimane costante e la potenza è assorbita dalla cella.

Oltre un certo valore di tensione inversa, denominata **tensione di breakdown**, la giunzione P-N si perfora, come avviene in un diodo, e la corrente raggiunge un valore elevato danneggiando la cella.

In assenza di luce, la corrente generata è nulla per tensione inversa fino alla tensione di breakdown, poi si ha una corrente di scarica analogamente alle condizioni di illuminamento come mostrato nella fig. 7.25b nel quadrante di sinistra (rispetto all'origine 0).

La curva caratteristica di una cella fotovoltaica è tracciata mantenendo costanti l'irraggiamento e la temperatura, tanto che nei dati di targa ci si riferisce normalmente a condizioni STC (*Standard Test Conditions*).

Al variare dell'irraggiamento solare la curva trasla verso l'alto o verso il basso variando; in particolare all'aumentare dell'irraggiamento aumenta la corrente generata massima I_{sc} e la P_m , mentre la V_{oc} e la V_m subiscono viceversa delle variazioni molto più contenute, tanto che in molti casi sono considerate trascurabili (v. fig. 7.26a).

Sia la V_{oc} che la V_m sono invece maggiormente influenzate dalla temperatura (un aumento della temperatura provoca la loro diminuzione e viceversa) in ragione di circa $-2,3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ per le celle in silicio cristallino, mentre la corrente è meno interessata dalle variazioni termiche (v. fig. 7.26b).

Una cella fotovoltaica eroga una potenza di qualche watt: troppo piccola per i comuni impieghi. Più celle (uguali) vengono quindi collegate elettricamente e assemblate meccanicamente per formare un modulo, il quale costituisce il componente base, commercialmente disponibile sul mercato, per la realizzazione di impianti fotovoltaici.

La tensione totale di più celle collegate in serie è data dalla somma delle tensioni; la corrente è quella della singola cella (v. fig. 7.26c), mentre più celle collegate in parallelo forniscono una corrente somma delle correnti delle celle (v. fig. 7.26d), la tensione invece è quella della singola cella.

Combinando tra loro blocchi di celle, in serie e in parallelo, si ottengono moduli con tensioni e correnti diverse.

Le celle fotovoltaiche non sono tutte uguali tra loro, per le inevitabili difformità di fabbricazione, sicché due blocchi di celle, collegati in parallelo, non hanno la stessa tensione.

Si forma così una corrente di circolazione dal blocco di celle a tensione maggiore verso quella a tensione minore. Ne consegue che una parte della potenza prodotta dal modulo si perde all'interno del modulo stesso (perdite di mismatch).

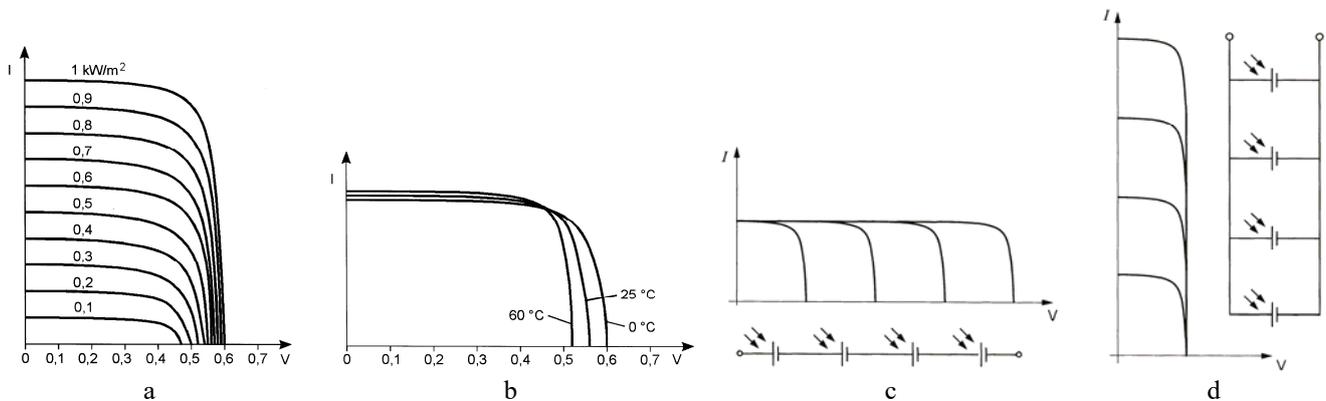


Fig. 7.26 – a) Variazione della curva caratteristica con la radiazione solare – b) Variazione della curva caratteristica con la temperatura di funzionamento – c) Variazione della tensione e della corrente nel collegamento in serie di più celle – d) Variazione della tensione e della corrente nel collegamento in parallelo di più celle.

La cella cristallina di silicio da sola non permette, come detto precedentemente, di avere un quantitativo di potenza tale da essere impiegata singolarmente, si realizzano quindi dei collegamenti in serie e in parallelo di più celle al fine di ottenere una potenza complessiva maggiore.

Un modulo è costituito da più celle collegate elettricamente tra loro (in numero variabile) mentre un pannello FV è il prodotto di un assemblaggio meccanico di uno o più moduli FV in un'unica struttura adatta ad essere esposta direttamente alle azioni atmosferiche.

Spesso si usa il termine modulo per indicare il pannello (commettendo una lieve imprecisione) e per semplicità nel resto della trattazione si continua ad ignorare la lieve distinzione tra i due.

Più pannelli collegati in serie costituiscono una stringa FV e una o più stringhe costituiscono il campo fotovoltaico (v. fig. 7.27a).

Da un punto di vista strutturale un pannello o modulo FV è costituito da una serie di strati alternati di diversi materiali, chiamata nel gergo tecnico **sandwich**.

Una configurazione standard, come riportato nella fig. 7.27b, prevede:

- un telaio (1) - in genere si utilizza una cornice in alluminio anodizzato che viene fatta aderire al sandwich sottostante con l'uso di adesivi siliconici;
- un sigillante (2) - le celle vengono fatte aderire al vetro con uno strato di sigillante costituito da EVA (acetato vinilico) che necessariamente ha come caratteristica la buona trasparenza. Esso isola elettricamente ed elimina gli interstizi tra la superficie delle celle e il vetro;
- una copertura esterna (3) - costituita da una lastra di vetro, di spessore di circa 4 mm, a basso tenore di ferro per garantire la massima trasparenza alla luce. Il vetro è temprato per resistere maggiormente agli agenti atmosferici e trattato superficialmente per aumentare la luce captata;
- sigillante superiore e inferiore (4) - si utilizza uno o più fogli di materiale sintetico come l'EVA;
- le celle fotovoltaiche (5) - le celle sono tra loro interconnesse con sottili nastri metallici elettrosaldati, distanziate tra loro di almeno 2 mm per evitare possibili cortocircuiti da contatto. Il loro numero è in relazione alla potenza e al voltaggio che si vuole ottenere in uscita;
- una chiusura posteriore (6) - uno strato di materiale sintetico come il Tedlar oppure talvolta uno strato sottile di vetro.

I moduli fotovoltaici generano una corrente compresa tra $4\div 10$ A ad una tensione compresa tra $30\div 40$ V.

Per ottenere la potenza elettrica progettuale di picco, i moduli vengono collegati elettricamente in serie formando le stringhe, le quali a loro volta vengono poste in parallelo.

La tendenza è di creare stringhe costituite dal maggior numero di moduli possibile, data la complessità e il costo di cablaggio, specie dei quadri di parallelo fra le stringhe stesse.

Il numero massimo di moduli che possono essere collegati in serie (e quindi la tensione massima raggiungibile) per costituire una stringa è determinato dal valore di tensione che l'inverter è in grado di accettare al suo ingresso in DC e dalla disponibilità di apparecchi di sezionamento e protezione idonei all'utilizzo alla tensione raggiunta.

In particolare, la tensione dell'inverter è legata, per ragioni di efficienza, alla sua potenza: usualmente utilizzando inverter con potenza inferiore a 10 kW, l'intervallo di tensione più comunemente impiegato è tra i 250 V e 750 V, mentre con potenza dell'inverter superiore a 10 kW, l'intervallo di tensione usuale è tra i 500 V e i 900 V.

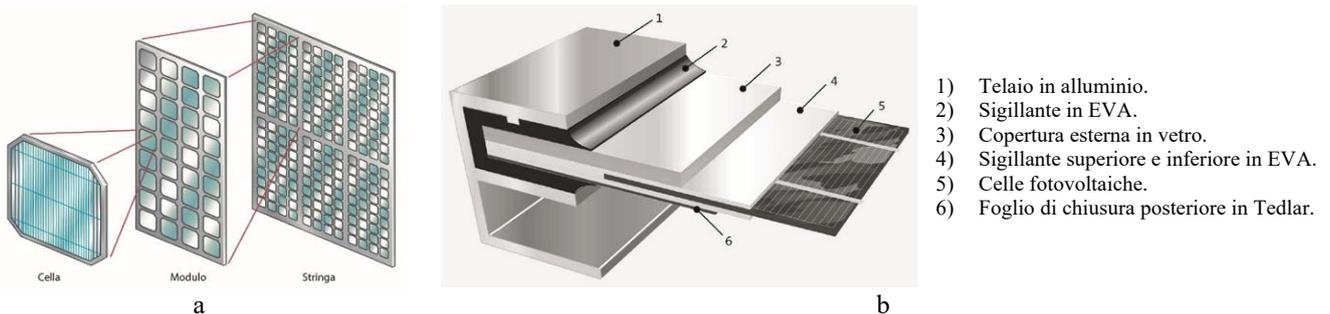


Fig. 7.27 – a) Elementi che costituiscono un generatore fotovoltaico – b) Sezione tipica di un modulo fotovoltaico.

7.9 Energia elettrica che può generare un impianto fotovoltaico

Dal punto di vista energetico, il principio progettuale utilizzato usualmente per un generatore fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

In alcuni casi (es. impianti fotovoltaici stand-alone) il criterio di progettazione potrebbe essere quello di ottimizzare la produzione energetica in determinati periodi dell'anno.

Poiché l'irraggiamento solare è variabile nel tempo, per determinare l'energia elettrica che l'impianto può produrre in un fissato intervallo di tempo si prende in considerazione la radiazione solare relativa a quell'intervallo di tempo, assumendo che le prestazioni dei moduli siano proporzionali all'irraggiamento.

La produzione elettrica annua di un impianto fotovoltaico può essere stimata tenendo conto:

- 1) della radiazione solare annuale del luogo (latitudine);
- 2) di un fattore correttivo calcolato sulla base dell'orientamento (azimut), dell'angolo d'inclinazione (tilt) dell'impianto e di eventuali ombre e clima giornaliero e/o stagionale;
- 3) delle prestazioni (rendimento) tecniche dei moduli fotovoltaici, dell'inverter e degli altri componenti dell'impianto;
- 4) delle condizioni operative dei moduli (con l'aumento della temperatura di funzionamento diminuisce l'energia prodotta).

Viene definita **potenza di picco** di un impianto fotovoltaico e si esprime in kWp (chilowatt di picco), la potenza teorica massima che l'impianto può produrre nelle condizioni standard (STC) di insolazione e temperatura dei moduli ovvero 1 kW/m^2 di irraggiamento perpendicolarmente ai moduli, $25 \text{ }^\circ\text{C}$ di temperatura delle celle e massa d'aria (AM) pari a 1,5.

In particolare la massa d'aria influenza la produzione energetica fotovoltaica in quanto è un indice dell'andamento della densità spettrale di potenza della radiazione solare. Difatti quest'ultima ha uno spettro con una caratteristica W/m^2 -lunghezza d'onda che varia anche in funzione della densità dell'aria.

La tab. 7.4, riportata nella norma UNI 10349, mostra la produzione elettrica annua per un impianto fotovoltaico da 1 kWp, installato in Italia, considerando le migliori condizioni locali d'installazione (inclinazione 30° rispetto all'orizzontale, orientamento a sud, assenza ombreggiamenti).

Si tratta di valori medi indicativi. La reale produzione dell'impianto può variare leggermente (anche di un più o meno 10%) di anno in anno e da sito a sito in funzione della stagionalità e del microclima.

Si vuole determinare l'energia media annua prodotta da un impianto fotovoltaico, posto su piano orizzontale, di 3 kWp installato in Italia a Bergamo.

Si suppone che il rendimento complessivo dei componenti d'impianto sia pari a 0,75. Dalla tabella della norma UNI 10349 si ricava una radiazione media annuale di 1275 kWh/m^2 . Assumendo di essere nelle condizioni standard pari a 1 kW/m^2 , si avrà una produzione media annuale attesa pari a:

$$E_p = 3 \cdot 1275 \cdot 0,75 = 2868 \text{ kWh.}$$

Località	Radiazione solare media annuale [kWh/m^2]	Località	Radiazione solare media annuale [kWh/m^2]	Località	Radiazione solare media annuale [kWh/m^2]	Località	Radiazione solare media annuale [kWh/m^2]	Località	Radiazione solare media annuale [kWh/m^2]
Agrigento	1923	Caltanissetta	1831	Lecce	1639	Pordenone	1291	Savona	1384
Alessandria	1275	Cuneo	1210	Livorno	1511	Prato	1350	Taranto	1681
Ancona	1471	Como	1252	Latina	1673	Parma	1470	Teramo	1487
Aosta	1274	Cremona	1347	Lucca	1415	Pistoia	1308	Trento	1423
Ascoli Piceno	1471	Cosenza	1852	Macerata	1499	Pesaro-Urbino	1411	Torino	1339
L'Aquila	1381	Catania	1829	Messina	1730	Pavia	1316	Trapani	1867
Arezzo	1329	Catanzaro	1663	Milano	1307	Potenza	1545	Terni	1409
Asti	1300	Enna	1850	Mantova	1316	Ravenna	1411	Trieste	1325
Avellino	1559	Ferrara	1368	Modena	1405	Reggio Calabria	1751	Treviso	1385
Bari	1734	Foggia	1630	Massa Carrara	1436	Reggio Emilia	1427	Udine	1272
Bergamo	1275	Firenze	1475	Matera	1584	Ragusa	1833	Varese	1287
Belluno	1272	Forlì	1489	Napoli	1645	Rieti	1366	Verbania	1326
Benevento	1510	Frosinone	1545	Novara	1327	Roma	1612	Vercelli	1327
Bologna	1420	Genova	1425	Nuoro	1655	Rimini	1455	Venezia	1473
Brindisi	1668	Gorizia	1326	Oristano	1654	Rovigo	1415	Vicenza	1315
Brescia	1371	Grosseto	1570	Palermo	1784	Salerno	1419	Verona	1267
Bolzano	1329	Imperia	1544	Piacenza	1400	Siena	1400	Viterbo	1468
Cagliari	1635	Isernia	1464	Padova	1266	Sondrio	1442		
Campobasso	1587	Crotone	1679	Pescara	1535	La Spezia	1452		
Caserta	1678	Lecco	1271	Perugia	1463	Siracusa	1870		
Chieti	1561	Lodi	1311	Pisa	1499	Sassari	1669		

Tab. 7.4 – Radiazione solare annuale sul piano orizzontale (UNI 10349).

I moduli di tipo fisso andrebbero orientati il più possibile a sud nell'emisfero boreale per avere un maggior irraggiamento della superficie dei moduli alle ore 12 locali e una maggior radiazione complessiva giornaliera intercettata dai moduli.

L'orientamento dei moduli può essere indicato con l'angolo di azimut (γ) di scostamento rispetto alla direzione ottimale verso sud (per i siti nell'emisfero boreale) o verso nord (per i siti nell'emisfero australe).

Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest, mentre valori negativi un orientamento verso est (norma CEI EN 61194).

Nei moduli installati a terra, la combinazione dell'inclinazione e dell'orientamento determina l'esposizione dei moduli stessi (v. fig. 7.28a).

Qualora, invece, i moduli sono installati sul tetto degli edifici, l'esposizione stessa è vincolata dall'inclinazione e dall'orientamento delle falde del tetto.

Buoni risultati si ottengono con collettori orientati verso sud-est o verso sud-ovest con uno scostamento dal punto cardinale sud fino a 45° . Scostamenti maggiori possono essere compensati con un leggero ampliamento della superficie dei collettori.

Un modulo non orizzontale riceve, oltre alla radiazione diretta e diffusa, anche la radiazione riflessa dalla superficie circostante in cui si trova (componente di albedo). Solitamente si assume un fattore di albedo 0,2.

Vale la pena ricordare che aumentando la latitudine si riduce l'altezza del sole sull'orizzonte e, analogamente, un andamento meteorologico sfavorevole riduce la produzione di energia elettrica.

Delle apposite mappe (v. fig. 7.5b) forniscono l'energia (espressa in kWh/m^2) che viene prodotta annualmente per ogni kWp installato.

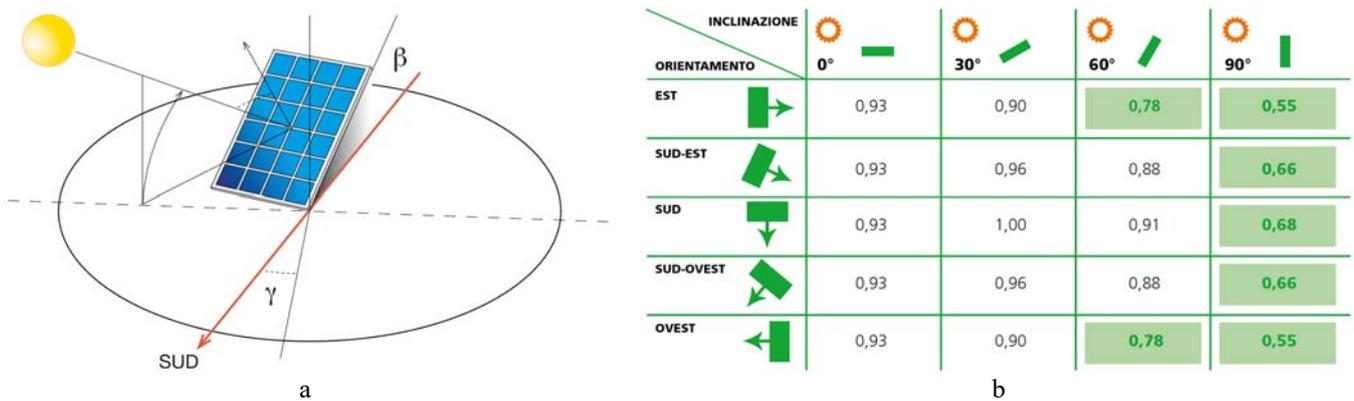


Fig. 7.28 – a) Esempio di angoli per l'esposizione di un modulo fotovoltaico installato a terra: azimut o orientamento (γ), inclinazione (β) – b) Fattori di correzione per inclinazioni e orientamenti diversi da quelli ottimali alle latitudini italiane, per moduli al silicio mono e policristallino dovuti a un orientamento dei moduli non ottimale. Le perdite sono trascurabili fino a 15° e penalizzanti oltre i 30° (Phèbus).

Per quanto riguarda l'angolo di inclinazione del pannello fotovoltaico rispetto all'orizzontale in relazione alla latitudine, per ottimizzare l'irraggiamento è necessario installare i pannelli stessi con una certa inclinazione rispetto all'orizzontale; in Italia l'inclinazione ottimale è pari all'angolo che esprime la latitudine diminuito di 10° (circa 30°).

Per angolo di orientamento si intende la deviazione rispetto alla direzione ideale sud. La deviazione verso est è segnata con il segno meno (-), mentre quella verso ovest con il segno più (+).

Per esempio, un pannello esposto a sud ha un orientamento di 0°, se esposto ad est un orientamento di -90° e infine se esposto a ovest un orientamento di +90°.

Qualunque altra installazione determina una riduzione dell'energia che si produce annualmente.

Nella fig. 7.28b sono riportati i fattori di correzione per inclinazione e orientamento diversi da quelli ottimali alle latitudini italiane. I riquadri con i valori evidenziati indicano posizioni da evitare, a meno di vincoli architettonici imposti. Si conclude che un impianto da 1 kWp in Italia centrale può contribuire a coprire circa il 40% dei consumi elettrici medi di una famiglia (3000 kWh/anno).

7.10 Connessioni e cablaggio

Un impianto fotovoltaico dal punto di vista elettrico è assimilabile ad un generatore ed è corretto considerarlo come tale. I suoi componenti principali oltre ai moduli fotovoltaici, al campo fotovoltaico e all'inverter, descritti precedentemente sono: i cavi, le connessioni elettriche, le cassette di terminazione, i diodi di by-pass, i diodi di blocco, i fusibili, gli interruttori sezionatori, i sistemi di protezione da sovratensioni, nonché le strutture portanti e i materiali di fissaggio che verranno descritti in seguito.

In base alla classificazione prevista dalle norme gli impianti fotovoltaici ricadono tra i sistemi di categoria 0 (fino a 50 V AC e 120 V DC) o a quelli di categoria I (fino a 1000 V AC e 1500 V DC).

Le connessioni fatte su di un sistema fotovoltaico dovrebbero in generale soddisfare i seguenti criteri generali:

- garantire una bassa dispersione di energia per dissipazione;
- minimizzare la possibilità di guasti al sistema;
- garantire un'installazione rapida e quindi abbassare il costo della manodopera.

Di fatto i primi due aspetti sono compito del progettista che dovrà curare l'analisi dettagliata di tutte le possibili ottimizzazioni sia sulla disposizione planimetrica (layout e numero di cavi) che sull'utilizzo di sezioni di cavo maggiori al fine di rendere massime le prestazioni del sistema.

Compito dell'installatore è quello di seguire le indicazioni progettuali e di eseguire tutte le opere di connessione sulla base delle regole d'arte comunemente impiegate nelle comuni installazioni elettriche, facendo maggiore attenzione vista l'importanza nel minimizzare le dispersioni possibili.

Nello specifico la connessione tra pannelli appartenenti alla stessa stringa avviene generalmente con l'uso di sistemi di connessione del tipo MultiContact (spesso abbreviato con MC) caratterizzati da connettori stagni e cavi unipolari con doppio isolamento specifici per l'impiego fotovoltaico.

Va rimarcato che spesso il maggiore costo di tali sistemi è ampiamente ripagato dal minore tempo necessario alla posa del campo fotovoltaico.

I cavi utilizzati in un impianto fotovoltaico devono essere in grado di sopportare, per la durata di vita dell'impianto stesso (20÷25 anni), severe condizioni ambientali in termini di elevata temperatura, precipitazioni atmosferiche e radiazioni ultraviolette.

Anzitutto i cavi devono avere una tensione nominale adeguata a quella dell'impianto. In corrente continua, la tensione d'impianto non deve superare del 50% la tensione nominale dei cavi che si riferisce al loro impiego in AC (in AC la tensione d'impianto non deve superare la tensione nominale dei cavi), come mostrato nella tab. 7.5.

Corrente alternata [V]	Corrente continua [V]
300/500	450/750
450/750	675/1125
600/1000	900/1500

Tab. 7.5 – Tensione nominale dei cavi utilizzati negli impianti fotovoltaici.

Le condutture sul lato in corrente continua dell'impianto devono avere un isolamento doppio o rinforzato (classe II) in modo da ridurre il rischio di guasti a terra e i cortocircuiti (norma CEI 64-8).

I cavi sul lato in corrente continua si distinguono in:

- cavi solari (o di stringa) che collegano tra loro i moduli e la stringa al primo quadro elettrico di sotto campo o direttamente all'inverter;
- cavi non solari che sono utilizzati a valle del primo quadro elettrico.

I cavi che collegano tra loro i moduli sono installati nella parte posteriore dei moduli stessi, laddove la temperatura può raggiungere i 70÷80 °C. Tali cavi devono quindi essere in grado di sopportare elevate temperature e resistere ai raggi ultravioletti, agli agenti atmosferici, agli attacchi di muffe e microbi se installati a vista.

Pertanto si usano cavi particolari, usualmente unipolari con isolamento e guaina in gomma, tensione nominale 0,6/1 kV, con temperatura massima di funzionamento non inferiore a 90 °C e con un'elevata resistenza ai raggi UV. I cavi non solari posti a valle del primo quadro, si trovano a una temperatura ambiente non superiore a 30÷40 °C, dato che sono lontano dai moduli.

Tali cavi non hanno resistenza contro i raggi UV, pertanto, se posati all'esterno, devono essere protetti dalla radiazione solare in tubi o canali ed essere comunque con guaina per uso esterno.

Se, invece, sono posati all'interno di edifici valgono le regole usuali degli impianti elettrici. Per i cavi installati sul lato in corrente alternata a valle dell'inverter vale quanto detto per i cavi non solari lato in corrente continua.

La sezione di un cavo deve essere tale per cui:

- la sua portata I_z non sia inferiore alla corrente d'impiego I_b ;
- la caduta di tensione ai suoi capi sia entro i limiti imposti.

Nelle condizioni di normale funzionamento, ogni modulo eroga una corrente prossima a quella di cortocircuito, sicché la corrente d'impiego per il circuito di stringa è assunta pari a:

$$I_b = 1,25 \cdot I_{sc}$$

dove I_{sc} è la corrente di cortocircuito in condizioni di prova standard e la maggiorazione del 25% tiene conto di valori di irraggiamento superiori a 1 kW/m².

Quando l'impianto fotovoltaico è di grosse dimensioni e suddiviso in sotto campi, i cavi che collegano i quadri di sotto campo all'inverter devono condurre una corrente d'impiego pari a:

$$I_b = y \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$$

dove y è il numero di stringhe del sotto campo afferenti allo stesso quadro.

La portata I_z dei cavi è indicata dai costruttori usualmente a 30 °C in aria libera. Per tener conto delle condizioni di posa e di temperatura, la portata I_0 (ricavata da apposite sia tabelle per i cavi unipolari sia per i cavi multipolari), deve essere ridotta di un coefficiente (ove non indicato dal costruttore) pari a:

- $k_1 = 0,58 \cdot 0,9 = 0,52$ per i cavi solari;
- $k_2 = 0,58 \cdot 0,91 = 0,53$ per i cavi non solari.

Il fattore 0,58 tiene conto della posa sul retro dei moduli dove la temperatura ambiente raggiunge i 70 °C, il fattore 0,9 della posa in tubo o canale dei cavi solari, mentre il fattore 0,91 tiene conto della posa in tubo esposto al sole dei cavi non solari.

Negli impianti fotovoltaici, la caduta di tensione ammessa è del 1÷2% (anziché dell'usuale 4% degli impianti utilizzatori) al fine di limitare il più possibile la perdita di energia prodotta per effetto Joule sui cavi.

Generalmente, sia i costruttori di inverter che di pannelli fotovoltaici forniscono indicazioni per la scelta del tipo di cavi da utilizzare e per il loro dimensionamento.

In generale, la sezione del cavo di collegamento dei pannelli solari va ridotta all'aumentare della tensione di sistema e al diminuire della lunghezza mentre va incrementata all'aumentare della corrente sul cavo e all'aumentare della temperatura del conduttore.

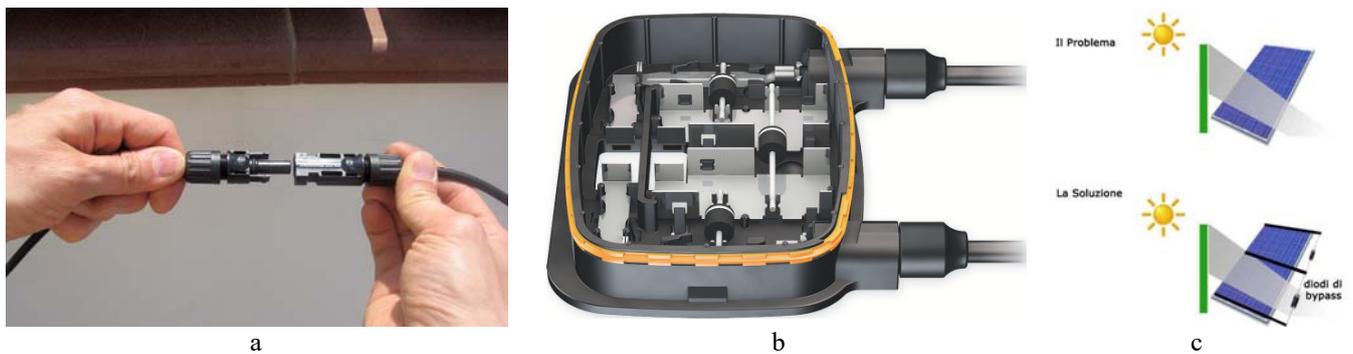


Fig. 7.29 – a) Esempio di connessione rapida per sistemi fotovoltaici – b) Cassetta di terminazione (MultiContact), con diodi di by-pass – c) Effetto hot-spot e sua limitazione.

Le **connessioni elettriche** dei moduli contenuti confluiscono in un punto comune posto nel retro del pannello e che di solito è racchiuso in una apposita cassetta di terminazione (v. fig. 7.29).

La **cassetta di terminazione** (chiamata anche J-Box) in genere è realizzata mediante una scatoletta di plastica nera rettangolare di circa 10x15 cm posta sul retro del modulo, sporgente qualche centimetro o allineata con la cornice. Di grado di protezione IP65, contiene i due morsetti elettrici per le due polarità e può contenere i diodi di by-pass. La cassetta può essere fornita senza connessioni e con pressacavi standard (es. PG11, M16) oppure con cavi a tenuta IP 67 e connessione di tipo plug&play come per esempio MultiContact, soluzione costosa, ma col vantaggio di facilitare il montaggio ed eventualmente consentire mediante sdoppiatori di realizzare il parallelo di moduli.

I **diodi di by-pass** svolgono la funzione di isolare elettricamente un modulo (una serie di celle) nel caso esso presenti al suo interno delle celle che per oscuramento od ombreggiamento si trovino a funzionare come diodi polarizzati inversamente in serie con le altre celle.

Per questo è fondamentale valutare con attenzione questo aspetto e, in fase di progettazione, posizionare l'impianto in modo che questo non sia oscurato da elementi architettonici, strutturali o naturali, anche a costo di rinunciare ad orientamento o inclinazione ottimali (v. fig. 7.30).

In questa situazione l'effetto immediato è di azzerare l'energia prodotta dalle altre celle, ma si può arrivare anche al fenomeno di **hot-spot** in cui la cella dissipa la potenza generata da tutta la serie con rischio di sovratemperatura locale e danneggiamento della cella stessa, per evitare questo effetto in genere si monta un diodo di by-pass per una serie di 12÷18 celle (v. fig. 7.29c).

Se l'ombreggiamento è prevedibile, si consiglia di posizionare il modulo in modo che siano oscurate solo celle dello stesso gruppo, valutando per esempio se la migliore disposizione dei moduli sia quella verticale o orizzontale.

Nel caso di ombreggiamento sistematico di una stringa, si consiglia di prevedere appositi diodi di stringa utili ad escludere la serie di moduli ombreggiata.

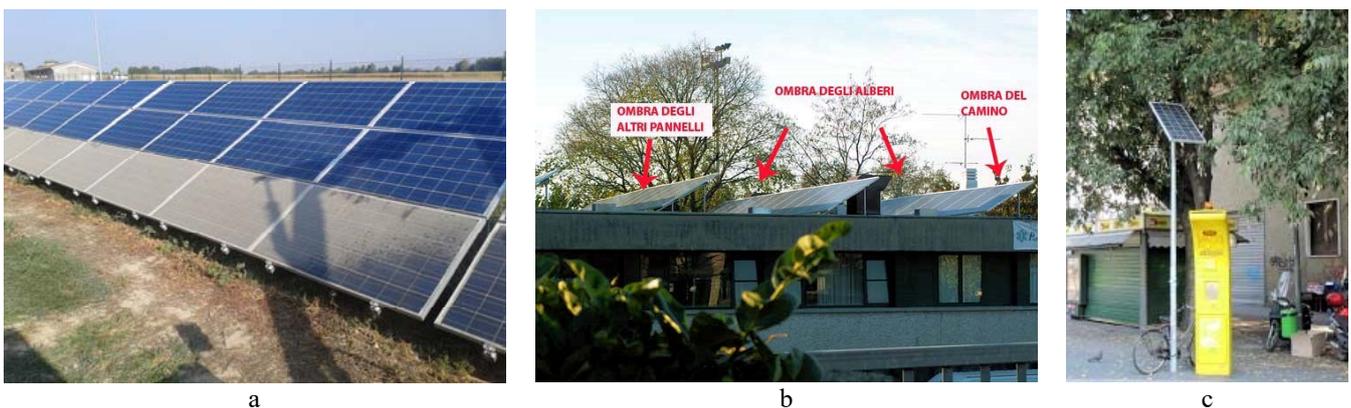


Fig. 7.30 – a) Esempio di pannelli fotovoltaici in parte oscurato dallo sporco – b) Esempio di impianto fotovoltaico soggetto all'ombra del camino, degli alberi e di parte dei pannelli – c) Esempio di pannello fotovoltaico soggetto all'ombra degli alberi.

Negli impianti FV sono presenti anche dei **diodi di blocco** che evitano la circolazione di corrente tra stringhe in parallelo quando tra esse esiste un differenza di tensione dovuta ad ombreggiamenti parziali.

Nei sistemi con accumulo (stand alone), il diodo di blocco evita la dissipazione notturna dovuta al fatto che i moduli senza illuminazione funzionano come carico; è necessario un dissipatore nel quadro elettrico che lo ospita e un accurato collegamento con saldatura.

È possibile l'utilizzo di un **fusibile** al posto del diodo di blocco. Tuttavia questa possibilità è poco usata in fase progettuale, perché in caso di intervento, l'impianto non è in grado di autoripristinarsi.

Quando si realizza un impianto fotovoltaico può verificarsi il fenomeno del mismatch, cioè quando moduli con caratteristiche elettriche diverse sono collegati nella stessa stringa oppure quando stringhe con tensioni di lavoro differenti sono collegate in parallelo. Le caratteristiche elettriche dei moduli, che sono riportate nelle note tecniche di norma forniti dal costruttore, sono diverse per ogni modulo, anche dello stesso lotto di produzione.

Per evitare questo fenomeno, che può causare perdite anche notevoli nella produzione (5÷6% nei grandi impianti), occorre ottimizzare la disposizione dei moduli utilizzando tali informazioni, considerando che:

- i moduli collegati in serie sono attraversati dalla medesima corrente ovvero il valore di tale corrente è determinato dal modulo che ne produce meno;
- le stringhe connesse in parallelo non hanno la medesima tensione di lavoro ovvero la tensione in uscita è determinata dalla tensione di stringa più bassa;
- moduli sulla stessa stringa devono avere la corrente massima I_{MPP} simile il più possibile;
- le tensioni massime U_{MPP} delle diverse stringhe (date dalla somma delle singole U_{MPP} dei moduli) devono essere simili tra loro.

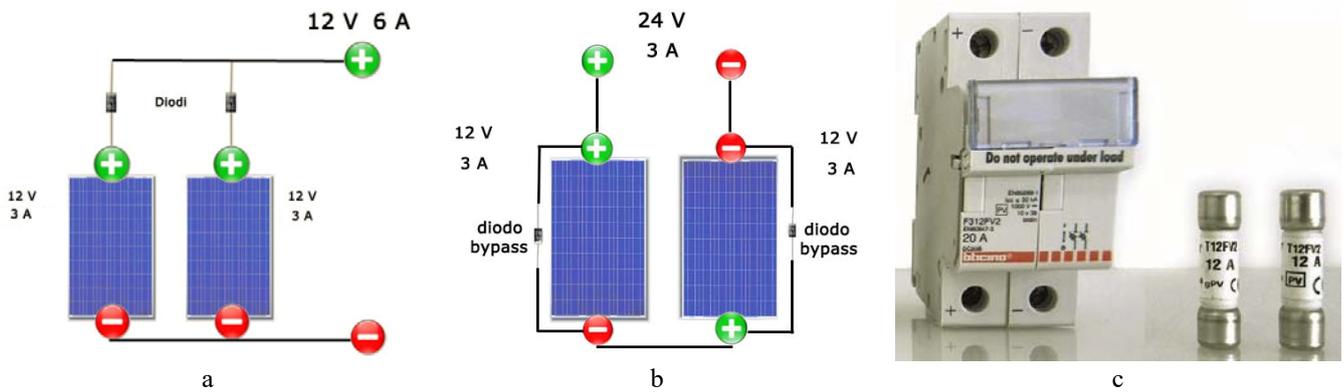


Fig. 7.31 – a) Esempio di collegamento in parallelo di pannelli con diodi di blocco – b) Esempio di collegamento di pannelli in serie con diodi di by-pass – c) Portafusibili bipolare per applicazioni fotovoltaiche per fusibili del tipo 10 x 38, $I_n = 20\text{ A}$, $U_n = 1000\text{ V DC}$; esempi di fusibili per applicazioni fotovoltaiche del tipo gPV, $I_n = 12\text{ A}$.

I fusibili per applicazioni fotovoltaiche (es. del tipo 10x38) devono assicurare la protezione degli impianti contro le sovracorrenti provocate dalle correnti inverse sul lato in corrente continua, sono identificati con la sigla gPV e presentano normalmente le seguenti caratteristiche:

- potere di apertura di 30 kA per tensioni fino a 1000 V DC;
- curve di intervento adatte per le scarse sovracorrenti specifiche degli impianti fotovoltaici;
- selettività semplice e affidabile, elevata affidabilità nel tempo e sicurezza di funzionamento.

Questi dispositivi vengono normalmente inseriti in appositi portafusibili sezionatori, che per i fusibili cilindrici 10 x 38 sono modulari unipolari, bipolari e tripolari. Hanno correnti nominali da 32 A a 50 A e una tensione nominale di 1000 V DC. Sono disponibili versioni con segnalazione ottica d'intervento (con LED lampeggiante per tensioni da 50 V a 400 V e LED a luce fissa per tensioni da 400 V a 1000 V). Sono idonei per essere installati sia in impianti collegati a terra che isolati da terra.

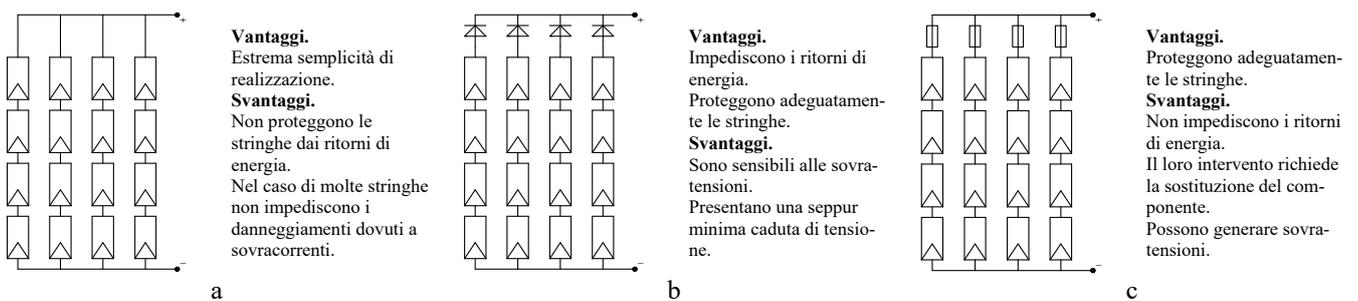


Fig. 7.32 – Tipologie di collegamento in parallelo delle stringhe: a) Parallelo semplice – b) Con diodi di blocco – c) Con fusibili.

In un impianto fotovoltaico devono essere necessariamente presenti, come prescritto della norma CEI 64-8, degli **interruttori di manovra sezionatori** per garantire il completo sezionamento del lato corrente continua dell'impianto (v. fig. 7.33a).

L'idoneità ad interrompere la corrente continua è indicata dalla sigla DC-21A o DC-21B (o di categoria superiore come DC-22A e DC-23A in quanto idonei per manovre frequenti) che il costruttore appone sul dispositivo o sui manuali tecnici. La semplice chiusura e apertura a vuoto (DC-20A) non è invece sufficiente (v. tab. 7.6).

Categoria di utilizzazione		Applicazioni
Manovra frequente	Manovra non frequente	
AC-20A/DC-20A	AC-20B/DC-20B	Chiusura e apertura a vuoto
AC-21A/DC-21A	AC-21B/DC-21B	Manovra di carichi resistivi con sovraccarichi di modesta entità
AC-22A/DC-22A	AC-22B/DC-22B	Manovra di carichi misti, resistivi e induttivi, con sovraccarichi di modesta entità
AC-23A/DC-23A	AC-23B/DC-23B	Manovra di motori o altri carichi altamente induttivi

Tab. 7.6 – Classificazione degli interruttori AC e DC secondo la categoria di utilizzazione.

Tuttavia, vi sono situazioni in cui si rende necessaria la presenza di un comando di emergenza al fine di togliere alimentazione alle linee che entrano in locali con caratteristiche particolari, quali per esempio i luoghi di pubblico spettacolo e di intrattenimento.

In questi casi è necessario fare ricorso ad un interruttore di manovra sezionatore di sicurezza ubicato in un luogo facilmente accessibile e chiaramente identificabile come comando di emergenza (v. fig. 7.33b).



Caratteristiche generali.

Disponibili in taglie con correnti nominali da 20 A, 30 A e da 63 A.

Sistema di sgancio rapido a manovra indipendente che garantisce uno spegnimento dell'arco in tempi brevissimi in presenza di tensioni d'esercizio fino a 1000 V DC.

Cablaggio indipendente dalla polarità che rende affidabile la manovra sotto carico anche in caso di corrente inversa in categoria d'impiego DC-21A.

Sezionamento bipolare idoneo anche in impianti isolati da terra.

Dimensioni compatte (non sono necessari cablaggi con ponticelli).

Possibilità di installazione anche in custodie modulari grazie al profilo frontale a 45 mm e il fissaggio anche su guida DIN.

Accessori di equipaggiamento disponibili: contatti ausiliari per la segnalazione di stato, bobine per lo sgancio remotato, comandi rotativi rinviati e blocco porta, sistemi lucchettabili.

a



b

Fig. 7.33 – a) Interruttore di manovra sezionatore per impianti fotovoltaici modello P-SOL 20, $I_c = 20$ A, $U_c = 1000$ V DC – b) Interruttore di manovra sezionatore di sicurezza per sistema fotovoltaico modello SOL-30-SAFETY, $I_c = 30$ A, $U_c = 1000$ V DC (Eaton).

Quando un impianto fotovoltaico include inverter sprovvisti di separazione galvanica tra il lato in corrente alternata e il lato in corrente continua ovvero senza trasformatore di isolamento, per fornire protezione contro i contatti indiretti mediante interruzione automatica dell'alimentazione, deve essere installato un dispositivo differenziale, secondo quanto indicato dalla norma CEI 64-8.

Può essere utilizzato un differenziale di tipo A o AC nel caso in cui l'inverter, su dichiarazione della casa produttrice, non sia in grado di iniettare correnti continue di guasto nell'impianto di terra.

Come è noto, il corpo umano, se entra in contatto con conduttori in tensione, è sottoposto al passaggio di correnti elettriche e ciò, a seconda delle condizioni di contatto e dalla configurazione dei circuiti, può provocare lesioni gravi se non irreversibili.

Per questo, per un impianto fotovoltaico, è necessario effettuare la valutazione del collegamento di messa a terra della cornice dei moduli e dell'eventuale equipotenzialità tra cornice dei moduli e sistema di fissaggio e dotare il sistema di adeguate protezioni dai contatti indiretti.

Per quanto riguarda il collegamento di messa a terra, si consiglia la lettura della guida CEI 82-25 che dà indicazioni utili per individuare la tipologia di collegamento da effettuare sulla base della classe di isolamento del modulo.

Per quanto riguarda le **protezioni**, si rimanda alla norma CEI 64-8 dove è indicato che, qualora nell'impianto fotovoltaico non venga effettuata una semplice separazione tra lato in corrente alternata e lato corrente continua, è necessario installare un dispositivo differenziale di tipo B che permetta l'interruzione automatica.

La stessa norma prevede una deroga all'utilizzo dell'interruttore differenziale di tipo B qualora la casa produttrice dichiari che, l'inverter sia per costruzione tale da non iniettare correnti continue di guasto a terra nell'impianto elettrico.

In base alla norma CEI 81-1 può essere prevista l'installazione di dispositivi di protezione dagli effetti provocati dalla caduta dei fulmini, chiamati LPS (*Lightning Protection System*). La norma prescrive la sua presenza se esistono determinate condizioni ambientali e progettuali. Possono essere **interni** o **esterni** e vista la specificità dell'argomento si rimanda alla norma CEI 81-1 per i dettagli tecnici.

La presenza di dispositivi SPD (*Surge Protection Device*) è necessaria per proteggere l'impianto dalle sovratensioni generate da una fulminazione diretta o indiretta.

Sono costituiti da spinterometri o da varistori (VDR) e collegati alla linea di terra (PE) e vengono di norma posizionati prima dell'ingresso ai dispositivi elettrici **sensibili** come gli inverter o i regolatori di carica.

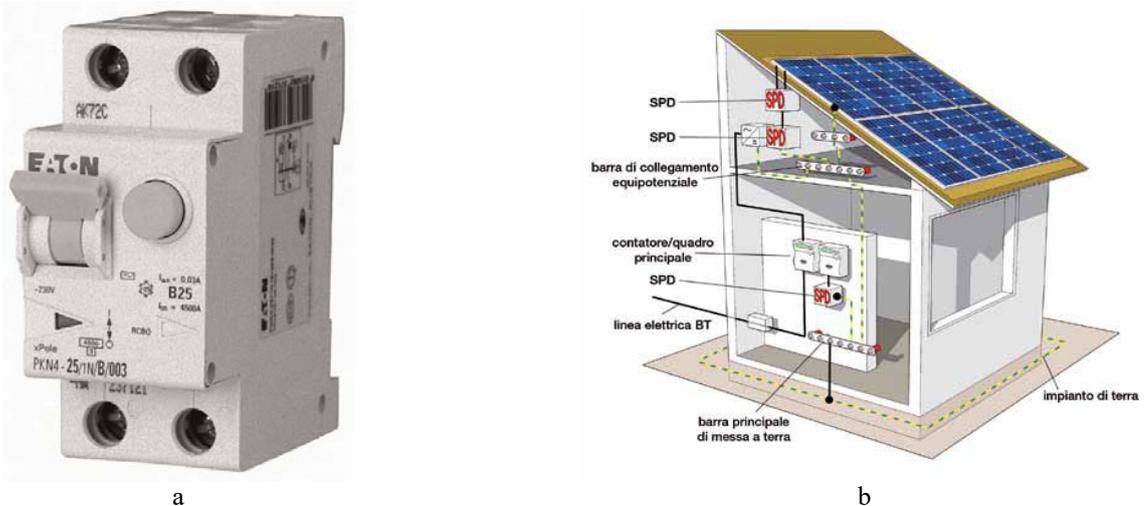


Fig. 7.34 – a) Interruttore automatico differenziale puro 2 poli, $I_n = 16\text{ A}$, $U_n = 230\text{ V}$, $I_{dn} = 30\text{ mA}$ –
b) Esempio di impianto fotovoltaico con installati i dispositivi SPD.

I componenti SPD, a seguito del loro intervento, devono essere necessariamente sostituiti. In commercio esistono versioni che consentono di inviare un segnale di stato al quadro generale dell'impianto. I moderni inverter sono comunque equipaggiati di SPD all'ingresso proveniente dal campo fotovoltaico (lato DC).

In relazione al grado di salvaguardia da sovratensioni dovute a scariche atmosferiche, gli scaricatori possono essere installati a protezione di:

- singolo modulo fotovoltaico (cella+connessioni);
- linea in corrente continua principale;
- sezione di ingresso dell'inverter (lato corrente continua);
- sezione di uscita dell'inverter (lato corrente alternata);
- regolatore di carica delle batterie (per impianti stand-alone);
- punto di consegna dell'energia (per impianti connessi alla rete).

Dovendo fare una selezione, si consiglia di prediligere l'utilizzo di scaricatori in ingresso all'inverter (nel caso in cui esso non ne sia già internamente dotato) e tra campo fotovoltaico e inverter nel caso in cui la distanza tra questi due componenti sia elevata.

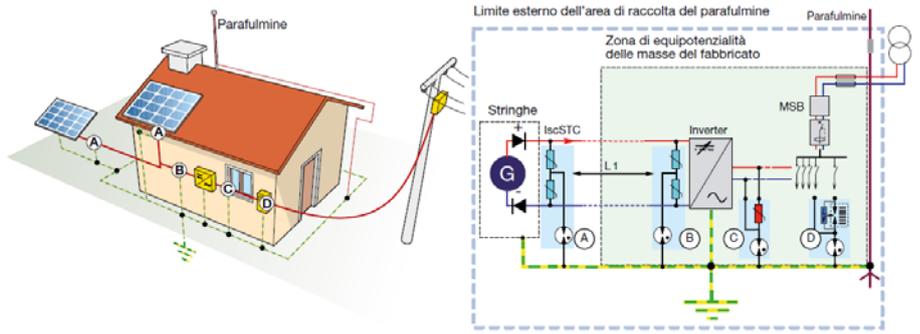
È preferibile che gli scaricatori di sovratensione per il sistema fotovoltaico abbiano le seguenti caratteristiche:

- cartucce estraibili, per manutenzione/sostituzione senza necessità di sezionare la linea;
- contatto di segnalazione remota per il monitoraggio dello stato operativo;
- riserva di funzionamento di sicurezza;
- assenza di corrente di cortocircuito susseguente;
- nessun rischio in caso di inversione della polarità.

Di seguito vengono riportate le caratteristiche principali e lo schema elettrico di un quadro elettrico di protezione di 2 stringhe fotovoltaiche per applicazioni residenziali. Il quadro consente, in sicurezza, di collegare i moduli fotovoltaici all'inverter e quindi alla rete elettrica.



a



b

Zona	Descrizione	Funzione della protezione	Quando proteggere
A	Quadri di campo	Protezione dei moduli e delle stringhe dalle sovratensioni di origine atmosferica	Da prevedere se la distanza tra A e B è maggiore di 10 m
B	Inverter lato corrente continua	Protezione dell'inverter dalle sovratensioni di origine atmosferica	Da prevedere sempre
C	Inverter lato corrente alternata	Protezione dell'inverter dalle sovratensioni di origine atmosferica e di rete	Da prevedere se la distanza tra C e D è maggiore di 10 m
D	Origine impianto lato corrente alternata	Protezione dell'impianto elettrico dalle sovratensioni di origine atmosferica e di rete	Da prevedere sempre

Fig. 7.35– a) Esempio di limitatore di sovratensione adatto per proteggere l'impianto fotovoltaico contro le sovratensioni indotte da scariche atmosferiche. Vedere la posizione di installazione (A) e (B) nella figura a fianco. Sono disponibili con tensioni di intervento di 500/600/800/1000 V DC e tensioni nominali da 230 a 400 V AC – b) Struttura di un impianto fotovoltaico suddivisa in zone dalla A alla D dove viene indicata la funzione di protezione svolta dal SPD installato in ciascuna zona.

I quadri di stringa, come quello riportato nella fig. 7.36, consentono la connessione in parallelo, la protezione e il sezionamento delle stringhe fotovoltaiche, la connessione all'inverter fotovoltaico, la distribuzione in corrente alternata e la protezione contro le sovratensioni.

La semplicità di installazione e di utilizzo è garantita da una porta trasparente che consente di verificare lo stato dei componenti di protezione (fusibili del tipo gG 16 A, interruttore e scaricatori di sovratensione).

Il quadro realizzato in classe di isolamento II prevede l'uso di scaricatori di tensione ad accesso sicuro (SPD 1 e 1) sul lato DC, la commutazione e sezionamento della tensione DC (Switch 1 e 2), la protezione di entrambe le polarità (+/-) con fusibile, scaricatori di sovratensione di tipo II sul lato AC, protezione differenziale tipo AC con $I_{dn} = 30 \text{ mA}$ (Diff. CB) e connettori per facilitare il collegamento ai pannelli fotovoltaici.

Da notare i collegamenti del conduttore di protezione PE tra le varie parti che compongono l'impianto.

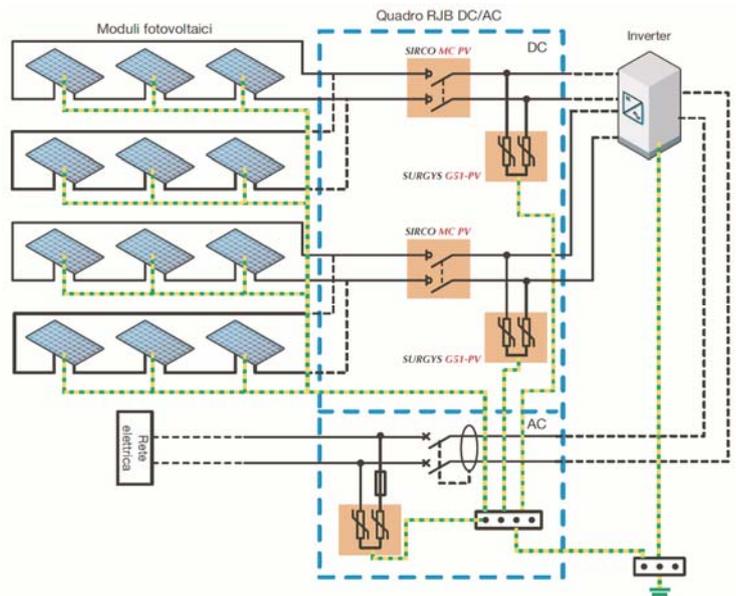


Fig. 7.36 – Esempio di quadro elettrico di protezione di stringhe fotovoltaiche per applicazioni residenziali e relativo schema elettrico (Socomec).

7.11 Strutture di sostegno

Dal punto di vista meccanico la struttura deve sostenere il proprio peso e le due maggiori sollecitazioni prevedibili ovvero il carico per azione del vento e per azione del peso della neve.

A tal proposito le norme a cui riferirsi per il calcolo e la verifica sono il DM 16 gennaio 1996 “Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi” e la successiva circolare 4 luglio 1996 n. 156 “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”.

Va ricordato che la struttura, nel caso sia previsto, deve essere progettata con la redazione di un calcolo statico fatta da un opportuno soggetto abilitato.

Attualmente vi sono dal punto di vista dell’offerta commerciale, una considerevole quantità di prodotti utilizzabili, vista la specificità che di volta in volta devono essere risolte e le scelte tecniche di ciascun produttore.

La principale distinzione per quanto riguarda le strutture di **tipo fisso senza regolazione** dell’inclinazione è tra impiego direttamente su falde del tetto con inclinazione data o su piano.

La prima è un soluzione dettata da ragioni di tipo estetico o dalla impossibilità di disporre di superfici alternative esposte al sole e che è spesso adottata nelle installazioni per abitazioni private.

Di seguito vengono riportati i principali materiali impiegati per il sostegno degli impianti FV.

- **Acciaio zincato Fe360, più raramente Fe540, con profili a L, a C o tubolare;** è la scelta che offre la maggiore sicurezza dal punto di vista strutturale e offre un buon rapporto tra costo e prestazioni.
- **Acciaio inossidabile;** offre ottime caratteristiche di resistenza strutturale e resistenza agli agenti atmosferici, ma con costo superiore al precedente, giustificato da esigenze di affidabilità e di garanzia della durata dell’installazione (v. fig. 7.37a).
- **Alluminio estruso di vari profili (H, L, Ω);** nonostante la minore resistenza ai carichi e il costo maggiore rispetto all’acciaio presenta il vantaggio di essere facilmente lavorabile direttamente in cantiere con attrezzatura non specifica e pertanto può essere tranquillamente acquistato in barre. Una caratteristica molto interessante in relazione ad esigenze estetiche è la possibilità di poter ottenere delle stringhe con i pannelli perfettamente allineati tra loro, vista la proprietà dell’alluminio di mantenere inalterata la sua forma (v. fig. 7.37b).
- **Calcestruzzo e mattoni;** rappresentano una soluzione molto economica dal punto di vista del costo dei materiali, ma necessitano di un impiego maggiore di manodopera. Utilizzabile nel caso non vi siano impedimenti dal punto di vista del carico massimo gravante sulle coperture.
- **Legno;** impiegato di rado, ha bassa resistenza specifica ai carichi e pertanto va usato con sezioni maggiori. Sicuramente utile se sussistono condizioni estetiche o vincoli particolari, ha il vantaggio tecnico di essere facilmente lavorabile mediante taglio e uso di viti autofilettanti (v. fig. 7.37c).
- **Materiale plastico stampato;** con inclinazione predefinita, può essere usato in modo modulare. Vengono riempiti di zavorra nel caso non si possano usare tasselli e il fabbricato possa supportare il peso supplementare.

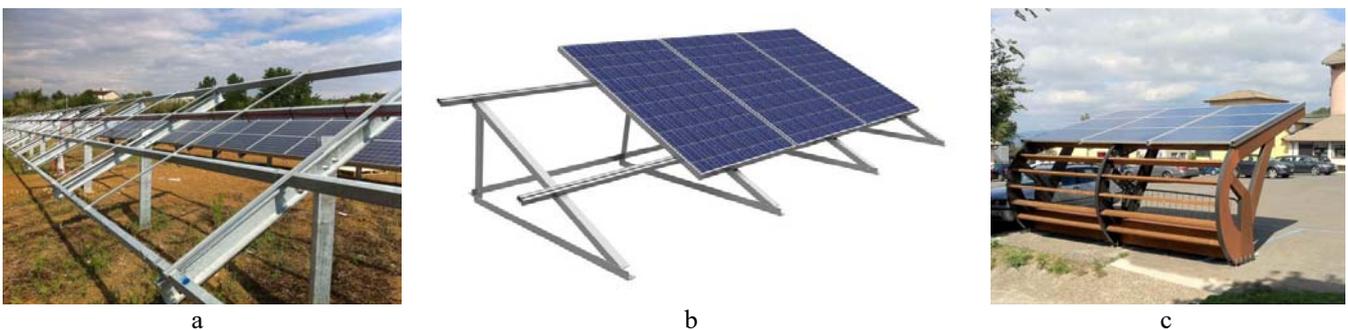


Fig. 7.37 – Esempi di strutture di tipo fisso: a) In acciaio – b) In alluminio – c) In legno.

Di seguito vengono riportate i principali tipi di strutture fisse.

- **Telai di supporto per installazioni su falde del tetto;** commercialmente si possono trovare varie soluzioni tecniche adatte alla varietà esistente di coperture come coppo, lamiera ondulata, ecc. (v. fig. 7.38a).
- **Cavalletti triangolari di varia inclinazione** (anche regolabile) per installazione su piano. Sono possibili strutture presaldate con inclinazione fissa (per esempio 25°, 30°) oppure strutture interamente assemblabili sul posto con inclinazione variabile (v. fig. 7.37a e fig. 7.37b).

- Le **strutture a palo** sono una soluzione semplice e talvolta esteticamente gradevole se impiegata con strutture ad inseguimento. Possono avere regolazione sia monoassiale, come riportato nella fig. 7.38b (regolazione azimutale) che biassiale come mostrato nella fig. 7.38c (regolazione azimutale e inclinazione).

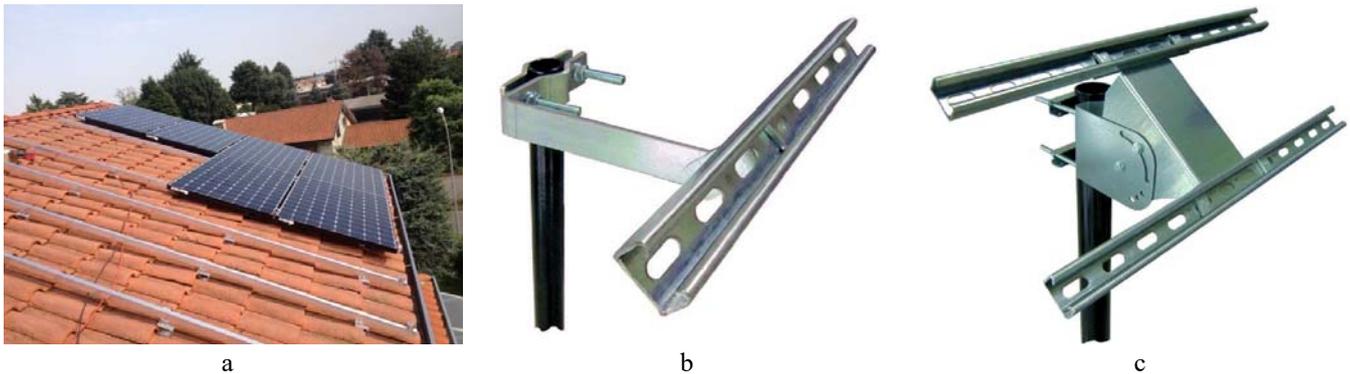


Fig. 7.38 – Esempi di strutture fisse: a) Per installazioni su falde del tetto – b) A palo con regolazione monoassiale – c) A palo con regolazione biassiale.

Un modo di rendere sempre massimo l'angolo di incidenza dei raggi solari con la superficie del pannello è quella di muovere il pannello, e di orientarlo costantemente verso il sole. Strutture mobili chiamate inseguitori solari, gestite da sensori di luce o da appositi software, in modo tale che i pannelli si muovono seguendo il moto apparente del sole da est ad ovest (v. fig. 7.39).

Il movimento può avvenire su due assi (variazione dell'orientamento e dell'inclinazione rispetto all'orizzontale) oppure su un asse solo. In un inseguitore solare, il movimento può avvenire sul solo asse verticale (inseguitori di azimut) oppure su quello orizzontale (inseguitori di tilt). A seconda dei movimenti previsti si parla di inseguitore biassiale o monoassiale.

I sistemi di puntamento degli inseguitori solari biassiali possono essere **astronomici**, pilotati quindi da un software che calcola la posizione del sole in ogni istante e muove i pannelli fotovoltaici di conseguenza, oppure a **cellula fotosensibile**, in grado cioè di dirigere i pannelli verso la sorgente di luce più forte in ogni momento. Il sistema di movimento di un inseguitore solare monoassiale è di solito di tipo astronomico, e prevede, a fine giornata, il posizionamento del pannello ad inizio corsa, verso est.

I più evoluti inseguitori sono dotati di un sistema di rilevazione della velocità del vento (fino ad un massimo di 80÷90 km/h), che sposta i pannelli fotovoltaici in posizione orizzontale in caso di venti forti.

A fronte del vantaggio del maggior rendimento, si ha di contro un maggior onere di manutenzione data la presenza di parti meccaniche in movimento, di un maggiore spazio occupato rispetto ai sistemi fissi, un consumo minimo di energia del meccanismo di inseguimento motorizzato, il maggior rischio di ombreggiamento tra gli elementi, un margine di errore del rilevamento della posizione ottimale, oltre ad un maggior costo d'acquisto.

Installare un impianto fotovoltaico dotato di inseguitori solari, presenta un costo di acquisizione maggiore rispetto ad un impianto fisso, tuttavia il costo è giustificato da un migliore rendimento (+20% con un impianto monoassiale e +30% con un impianto biassiale).



Fig. 7.39 – Esempi di strutture ad inseguimento solare: a) Per installazioni a terra – b) Campo solare.

Inoltre l'inseguitore solare, specialmente il biassiale, può essere un'ottima soluzione per chi volesse installare il fotovoltaico, senza dover per forza installare i pannelli sul tetto. È possibile posizionare l'inseguitore direttamente in giardino, avendo cura di distanziarlo in maniera adeguata dalla casa, onde evitare possibili ombreggiamenti che andrebbero ad intaccare negativamente il rendimento dell'impianto.

7.12 Esempi di impianti fotovoltaici

Di seguito vengono riportate le caratteristiche principali e lo schema elettrico unifilare di due impianti fotovoltaici, il primo, monofase, per una abitazione privata della potenza di picco di 3 kW_p, mentre il secondo, trifase, della potenza di picco di 30 kW_p utilizzabile nel terziario o in un impianto industriale.

Esempio di impianto da 3 kW_p ad unica stringa per una abitazione privata (v. fig. 7.40).

Il campo fotovoltaico è composto da 14 moduli in silicio policristallino da 210 W_p per una potenza totale di 2,94 kW_p. Ove possibile, in relazione alle esigenze, si consiglia di prevedere una potenza di picco dell'impianto inferiore a 3 kW_p in modo da ottenere la maggiore tariffa incentivante.

I moduli sono collegati in un'unica stringa in grado di generare una tensione U_{MPP} di 407 V e una corrente di 7,24 A in condizioni standard. Per conoscere l'esatta tensione e corrente fornita dalla stringa, si devono consultare i cataloghi e le note tecniche, dove sono descritte con precisione le caratteristiche di ogni singolo modulo.

La corrente massima della stringa risulta pari alla I_{MPP} più bassa dei moduli collegati in serie (fenomeno del mismatch), mentre la tensione di lavoro è data dalla somma delle singole U_{MPP} . Oltre alla tensione U_{MPP} , di particolare importanza per il dimensionamento dell'impianto è la U_{OC} , la tensione a circuito aperto del campo fotovoltaico, data dalla somma delle singole U_{OC} dei moduli.

I moduli hanno una tensione di isolamento massima che non deve mai essere superata dalla U_{OC} della stringa (che in questo esempio è pari a 1000 V). Si consideri che la tensione del generatore fotovoltaico varia in base alla temperatura.

Ai sensi della guida CEI 82-25, deve essere verificato il coordinamento tra le tensioni in uscita del campo fotovoltaico e le tensioni di funzionamento e massima ammissibile dell'inverter.

La tensione alla massima U_M del campo, in corrispondenza della temperatura minima e massima di progetto, deve essere compresa tra quelle di funzionamento dell'inverter, mentre la tensione a vuoto massima, in corrispondenza della temperatura minima di progetto, deve essere inferiore alla tensione di danneggiamento dell'inverter.

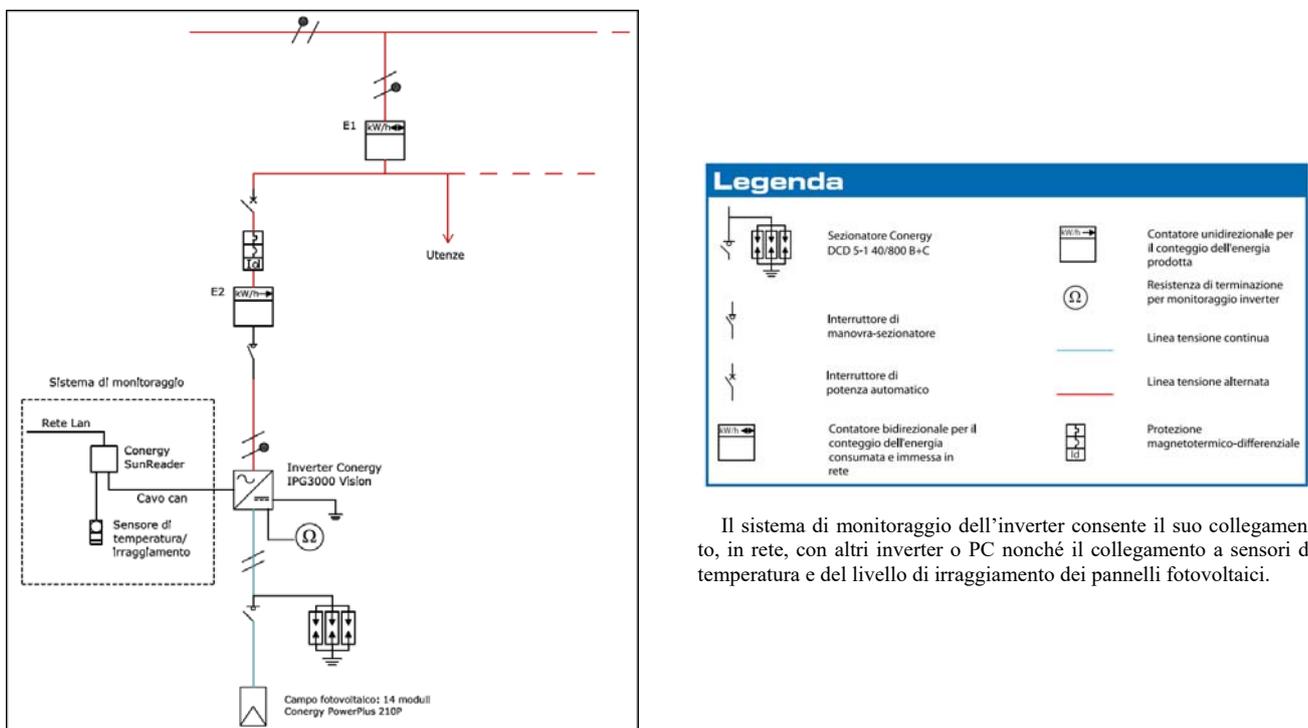


Fig. 7.40 – Schema elettrico unifilare di un impianto da 3 kW_p ad unica stringa per una abitazione privata e relativa legenda (Conergy).

Si consiglia di orientare il campo fotovoltaico a sud con un'inclinazione di $30\div 35^\circ$ in quanto la tecnologia a base di silicio cristallino riesce a dare le massime prestazioni se i moduli rispettano, per quanto possibile, l'orientamento descritto.

Per quanto concerne l'inclinazione ottimale, si può considerare valida la formula seguente:

$$\text{Inclinazione} = \text{latitudine} - 10\div 15^\circ$$

(valutazioni valide per moduli cristallini, non per moduli a film sottile).

La stringa, prima di essere collegata all'inverter, deve essere separata da un apposito interruttore sezionatore come previsto dalla norma CEI 64-8; tale dispositivo permette di scollegare il campo fotovoltaico qualora fossero necessari degli interventi a valle, e, grazie agli scaricatori, permette di salvaguardare l'impianto da possibili scariche atmosferiche o sovratensioni.

I dispositivi utilizzati sul lato corrente continua devono essere in grado di funzionare alla tensione massima a vuoto del generatore fotovoltaico. In questo caso, la tensione V_{OC} massima è di 510 V e il sezionatore è progettato per funzionare fino ad 800 V.

L'inverter adottato accetta in ingresso una potenza di 3000 W e i valori di maggior interesse per il dimensionamento sono: la tensione minima ($U_{MIN\ MPP}$), la tensione massima ($U_{MAX\ MPP}$), la tensione massima ammissibile (U_{MAX}) e la corrente massima di ingresso (I_{MAX}). Per la scelta e il dimensionamento dell'inverter e la configurazione ottimale delle stringhe, alcune case costruttrici mettono a disposizione appositi software, anche gratuiti, per esempio Conergy Sizer oppure Socomec PV-CAD mostrato nella fig. 7.41.

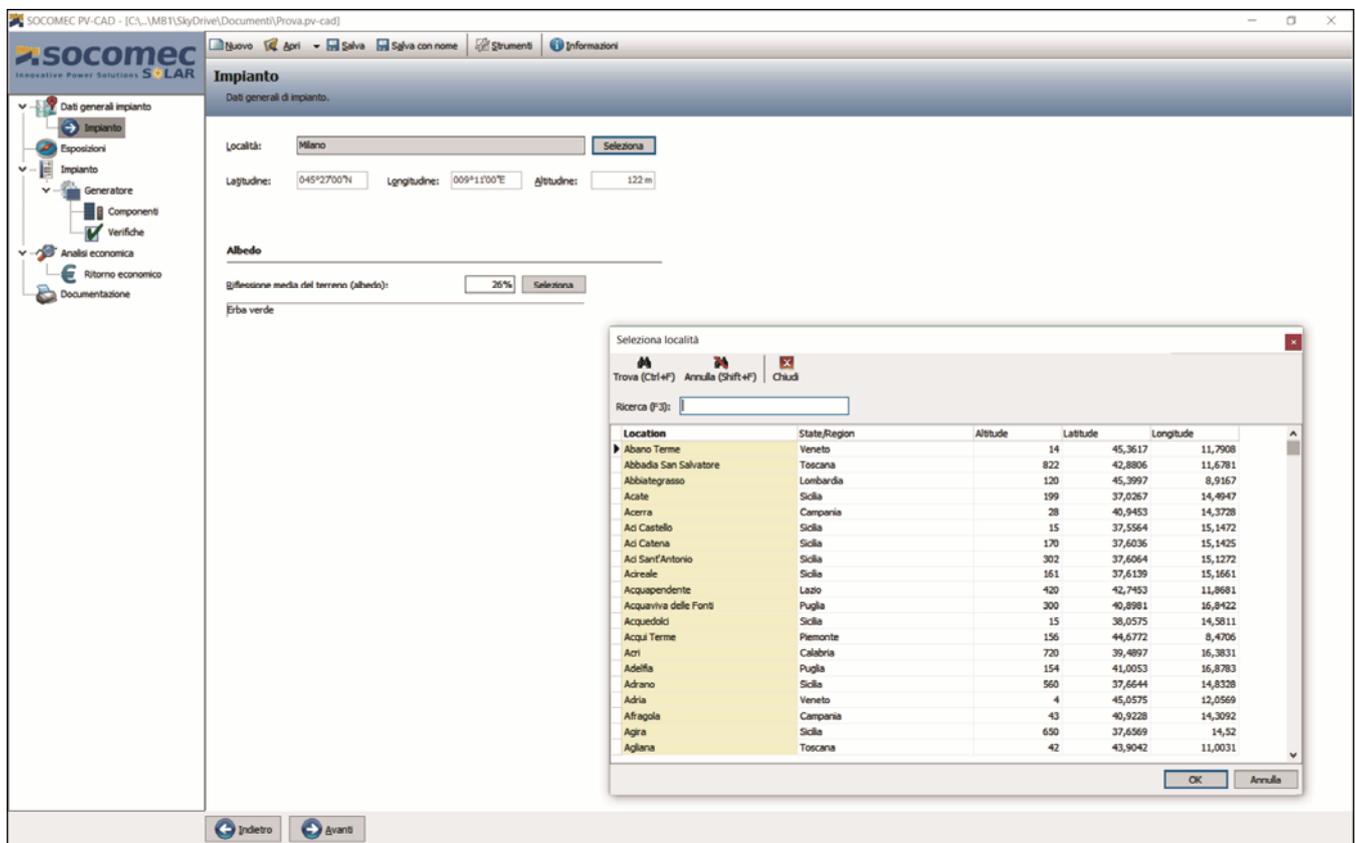


Fig. 7.41 – Esempio di software per il dimensionamento di un impianto fotovoltaico PV-CAD (Socomec).

Esempio di impianto da 30 kWp con inverter trifase (v. fig. 7.42).

L'impianto è composto da 144 moduli policristallini da 210 Wp per una potenza totale di 30,24 kWp.

Il campo fotovoltaico è composto da 8 stringhe, ciascuna formata da 18 moduli connessi in serie. La tensione MPP della stringa risulta essere di 523,8 V con una corrente di 7,24 A. Tutti i moduli utilizzati negli schemi di questa guida sono certificati IEC 61215 come richiesto dal gestore dei servizi al fine di ottenere la tariffa incentivante.

La certificazione prevede che i moduli siano sottoposti a varie prove di resistenza meccanica, termica ed elettrica come per esempio:

- prova di ciclo termico d'umidità e congelamento da -40 a $+80$ °C;
- prova di isolamento elettrico pari a $1000\text{ V} + 2 \times V_{oc}$;
- prova di resistenza all'hot-spot: 5 ore di soleggiamento a 1000 W/m^2 con ombreggiamento parziale;
- prova di ciclo termico a caldo umido 85 °C;

- prova di svergolamento;
- prova di esposizione in esterno;
- prestazioni a basso irraggiamento;
- test alla grandine (sfere diametro $45 \div 75$ mm; velocità $30,7 \div 37,5$ m/s);
- prova di carico meccanico (2400 Pa, 1h, superficie anteriore e posteriore).

Oltre a queste prove, la nuova IEC 61215 (seconda edizione) ha aggiunto:

- prova di isolamento (500 V) in ambiente umido;
- prova di ciclo termico (75 °C) sul diodo di by-pass.

Alcuni moduli, come la serie Conergy PowerPlus, offrono un'ulteriore certificazione sinonimo di qualità e robustezza del modulo, la IEC 61730, che aggiunge altri test:

- prova di isolamento elettrico pari a 4 volte la tensione massima del sistema;
- prova di rottura con energia cinetica di 540 J,
- test del fuoco;
- prova di sovraccarico della corrente inversa;
- prova di suscettibilità al taglio.

Si ricorda che tutti i certificati, al fine di essere riconosciuti dal GSE (Gestore Servizi Energetici), devono essere rilasciati da laboratori autorizzati e certificati.

Sezionatore. Nel lato DC sono presenti dei quadri di campo che permettono il controllo elettronico delle correnti e tensioni delle stringhe. Nei quadri è integrato il sistema di protezione nel quale i fusibili convenzionali sono stati sostituiti da relè a disattivazione elettronica, garantendo in tal modo un sicuro intervallo di innesco.

Il sistema offre una soglia di innesco fissa nel range di corrente diretta e inversa così come una soglia di innesco di bassa tensione e sovratensione. Tale dispositivo consente di collegare il generatore solare ad otto interfacce in modo completamente flessibile. Ad ogni interfaccia è possibile collegare fino a dieci stringhe se la corrente massima in ingresso non supera i 20 A per ingresso.

Inverter. Per questo impianto è previsto l'utilizzo di un inverter centrale con una potenza di ingresso di 30 kW. Tale inverter accetta una tensione compresa tra 330 e 800 V con una corrente massima di 80 A.

Caratterizzato da un grado di protezione IP20, deve essere installato all'interno e necessita di un'adeguata ventilazione per garantire il raffreddamento dei componenti più soggetti al surriscaldamento.

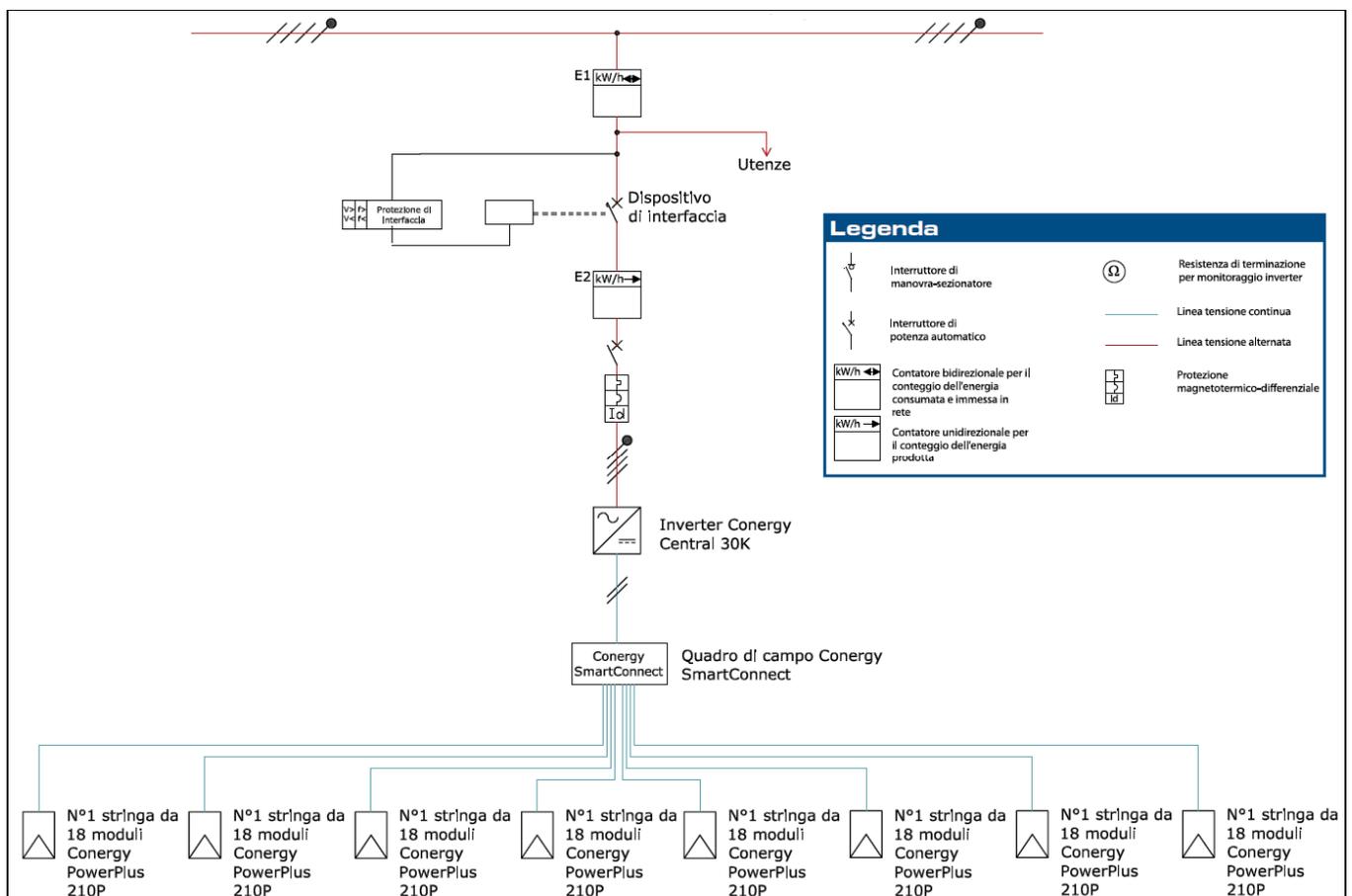


Fig. 7.42 – Schema elettrico unifilare di un impianto da 30 kWp con inverter trifase (Conergy).

Si ricorda che, a causa delle ventole di raffreddamento, nel momento della commutazione dei dispositivi di potenza e del trasformatore, gli inverter centrali possono essere fonte di emissioni acustiche che potrebbero creare disturbo se persistenti nel tempo. Si consiglia quindi la collocazione in luoghi non frequentati quotidianamente dalle persone.

Per impianti fotovoltaici di potenza superiore ai 20 kW scatta l'obbligo di denuncia di officina elettrica (D. Lgs. n. 504/1995 – Titolo II). Nel caso di impianti localizzati in territori montani, l'obbligo di officina elettrica è previsto al di sopra dei 30 kW anziché oltre i 20 kW.

Chiunque intenda esercitare un'officina di produzione di energia elettrica deve farne denuncia all'ufficio tecnico di finanza competente per territorio che, eseguita la verifica degli impianti, rilascia la licenza di esercizio, soggetta al pagamento di un diritto annuale.

Collegamento alla rete. Come richiesto dalla norma CEI 11-20, è necessario provvedere alla separazione galvanica tra il lato corrente continua e la rete in corrente alternata. In questo caso, tale funzione è garantita dal trasformatore di isolamento presente nell'inverter. La presenza del trasformatore rappresenta una separazione galvanica tra la corrente continua e quella alternata quindi non è previsto l'utilizzo di un dispositivo differenziale di tipo B.

Si consiglia in ogni caso l'impiego di un dispositivo differenziale di tipo A.

7.13 Dimensionamento di piccoli impianti fotovoltaici per uso civile

Il dimensionamento di un impianto fotovoltaico per uso civile viene effettuato sulla base dell'energia consumata dall'utenza. Tale valore può essere ricavato dalla lettura dell'ultima bolletta elettrica o, meglio ancora, dalla media dei valori annui di consumo degli ultimi tre o quattro anni.

Il consumo di energia dipende da tanti fattori, tra i quali il comportamento dell'utenza e il numero e l'efficienza delle apparecchiature elettriche installate. Dai dati statistici rilevati risulta che il consumo medio di una famiglia italiana è compreso tra i 3000 e i 4000 kWh/anno.

I dati necessari per la progettazione di un impianto fotovoltaico sono i seguenti:

- 1) la località nella quale è installato l'impianto;
- 2) il consumo annuo di energia elettrica (kWh);
- 3) l'inclinazione della superficie captante (gradi);
- 4) l'orientamento della superficie captante.

Energia elettrica fornita per unità di superficie

Nella tab. 7.4 sono riportati i valori della radiazione solare media annuale in kWh/m² sul piano orizzontale per alcune località italiane. Per il calcolo di dimensionamento, eseguito su base annua, vengono utilizzati i valori di radiazione media annuale riportati nella tab. 7.4 (UNI 10349). Per Milano, per esempio, su un metro quadro di superficie esposta sul piano orizzontale, la radiazione solare annua è pari a 1307 kWh.

Se la superficie di captazione non è orizzontale, è necessario moltiplicare questo valore di radiazione per un coefficiente correttivo che tenga conto dell'inclinazione e dell'orientamento della superficie.

I coefficienti correttivi da applicare sono riportati nella tab. 7.7 e tengono conto di inclinazioni da 20° a 90° (superfici verticali) e di orientamenti che vanno da 0 (corrispondente a sud) a ±90° (orientamento a est o a ovest). Il valore positivo dell'orientamento corrisponde ad una esposizione verso ovest, mentre quello negativo corrisponde a una esposizione verso est.

Orientamento (gradi)	Inclinazione (gradi)				
	20	30	45	60	90
0 (Sud)	1,11	1,13	1,11	1,03	0,75
±15	1,10	1,12	1,11	1,03	0,76
±30	1,09	1,11	1,10	1,03	0,78
±45	1,07	1,09	1,08	1,02	0,79
±60	1,05	1,06	1,04	0,99	0,78
±90 (Est-Ovest)	0,99	0,97	0,94	0,88	0,70

Tab. 7.7 – Coefficienti correttivi da applicare a superfici variamente inclinate e orientate.

L'energia solare incidente utile, calcolata moltiplicando la radiazione solare sul piano orizzontale per il coefficiente correttivo, non viene trasformata integralmente in energia elettrica utile.

È necessario considerare i vari rendimenti che ne riducono la potenzialità:

- il rendimento delle celle fotovoltaiche (dal 13% al 17% per le celle di silicio monocristallino, dall'11% al 15% per le celle di silicio policristallino e dal 7% al 8% per le celle di silicio amorfo);

- il rendimento di conversione (cioè della restante parte del sistema) determinato dal rapporto tra l'energia elettrica disponibile in corrente alternata alle utenze e l'energia elettrica in corrente continua ai morsetti dei moduli fotovoltaici (dal 75% all'97%).

Il rendimento di conversione dipende da molti fattori tra i quali: le perdite per effetto del surriscaldamento dei moduli fotovoltaici, le perdite dell'inverter, le perdite per imperfetto accoppiamento dei moduli e le perdite dovute alla resistenza elettrica nei cavi. L'energia elettrica fornita per unità di superficie, espressa in kWh/m²/anno, è data dal prodotto dell'energia solare incidente utile per i due rendimenti.

Dimensionamento della superficie captante

Il dimensionamento della superficie complessiva dei moduli, può essere a questo punto effettuato dal rapporto tra il valore dell'energia elettrica richiesta dall'utenza e l'energia elettrica fornita per unità di superficie.

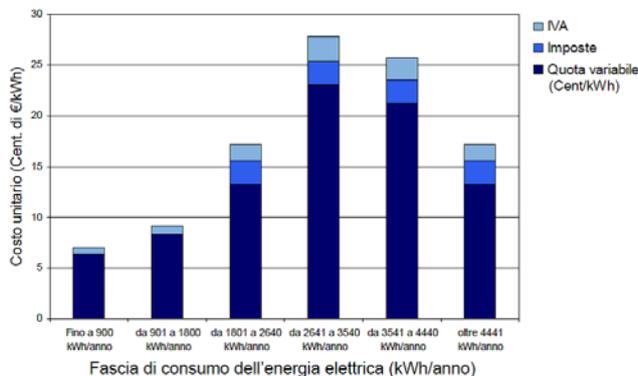
Spesso non è conveniente dimensionare gli impianti solari fotovoltaici per coprire l'intero carico. Si introduce quindi un ulteriore parametro: la **percentuale di integrazione** che si intende raggiungere con l'impianto solare, un valore che in genere non supera il 50÷60%. Un impianto fotovoltaico è costituito da un certo numero di moduli fotovoltaici che hanno una superficie unitaria compresa tra 0,5 m² e 1 m². La superficie di un modulo è rilevabile direttamente dal catalogo del produttore che fornisce tutte le specifiche tecniche. Il numero dei moduli necessari per realizzare l'area di captazione calcolata si può ricavare semplicemente dal rapporto tra la superficie complessiva richiesta e la superficie unitaria di ciascun modulo. Un dato caratteristico di un impianto fotovoltaico è la potenza nominale o potenza di picco (W_p), definita come la potenza che il sistema fotovoltaico è in grado di erogare quando opera in condizioni fissate da norme internazionali (condizioni standard):

- irradiazione solare sul piano del modulo: 1000 W/m²;
- temperatura delle celle: 25 °C.

È opportuno sottolineare come le condizioni standard siano difficilmente riscontrabili durante il funzionamento reale di un sistema fotovoltaico. Il valore del flusso solare di 1000 W/m², infatti, corrisponde al valore massimo di irraggiamento sulla superficie terrestre e si verifica quindi in condizioni particolari e per brevi periodi durante l'anno. Anche il valore della temperatura delle celle di 25 °C viene sempre superato dal momento che i moduli esposti alla radiazione solare sono soggetti a rapido riscaldamento. In condizioni operative reali un impianto fotovoltaico fornisce una potenza elettrica inferiore rispetto alla potenza di picco: la potenza elettrica in uscita, infatti, decresce al diminuire dell'irraggiamento e all'aumentare della temperatura (un modulo in esercizio può raggiungere valori di temperatura anche superiori ai 70÷80 °C). Il valore della potenza di picco è solo un parametro di riferimento. Il suo calcolo può essere eseguito moltiplicando il valore della potenza di picco di ciascun modulo (valore fornito dai produttori) per il numero dei moduli installati.

Valutazioni economiche

Per una valutazione di massima si può fare riferimento ad un costo medio dell'impianto completo compreso tra i 6000 e i 7000 €/kWp. Negli impianti di grandi dimensioni (centrali fotovoltaiche), il costo può scendere fino a 5000 €/kWp grazie agli sconti sulla quantità. Le modalità di finanziamento del costo dell'impianto influenzano il ritorno dell'investimento. Se l'impianto viene realizzato con finanziamento da parte di terzi, occorre tenere conto dell'incidenza degli interessi pagati. Il sistema di incentivazione conto energia prevede, oltre ad una **tariffa incentivante** di circa 0,431 €/kWh per l'energia prodotta, 0,1 €/kWh se l'energia viene **immessa in rete** (contratto di vendita) oppure da circa 0,12 € a 0,20 € se **viene consumata** (prezzo del kilowattora risparmiato dall'utente, cioè non pagato all'Ente distributore).



Il costo complessivo annuo dell'energia elettrica è dato dalla somma dei prodotti dei costi in funzione delle fasce di consumo.

Se il consumo annuo per esempio è pari a 2000 kWh, l'utente pagherà i primi 900 kWh al costo della prima fascia, i kWh compresi tra 901 e 1800 al costo della seconda fascia e i restanti kWh al costo della terza fascia.

Fig. 7.43 – Valori medi delle tariffe di fornitura dell'energia elettrica in bassa tensione per usi domestici residenti con potenza impegnata fino a 3 kW per le differenti fasce di consumo (ENEL).

Le tariffe, citate precedentemente, sono indicativi e possono variare a seconda delle condizioni del mercato dell'energia.

L'investimento dell'utente si ripaga in funzione dell'energia elettrica che l'impianto è in grado di erogare, e una quota di risparmio annuale è data dal prodotto del consumo energetico annuo per il valore medio dell'energia risparmiata. La valutazione del costo medio dell'energia risparmiata è abbastanza complessa.

Le tariffe di fornitura di energia elettrica per le tipiche utenze domestiche (in bassa tensione con potenza impegnata fino a 3 kW) variano in funzione del consumo.

Aumentando il consumo aumenta il costo per kWh secondo 6 classi. Nel grafico riportato, nella fig. 7.43, sono indicati i valori medi di costo dell'energia (in centesimi di €/kWh) nelle differenti fasce di consumo.

La riduzione dei consumi attraverso l'installazione di un impianto fotovoltaico consente di risparmiare l'energia elettrica a partire dal costo di fascia più alta pagata dall'utente sulla base dei suoi consumi.

Per i consumi energetici di una utenza media, è possibile ipotizzare un valore di costo medio dell'energia elettrica risparmiata di 0,16 €/kWh.

In prima approssimazione, il periodo di pay-back (M) può essere calcolato, in modo semplice, dal rapporto tra il costo dell'impianto a carico dell'utente (C_i) e l'equivalente economico dell'energia elettrica prodotta dall'impianto (N). Questo semplice metodo di calcolo fornisce all'utente una indicazione di massima sulla convenienza economica di questo investimento.

Limitatamente ad impianti di piccola taglia (1 kW÷3 kW), realizzati sulle pertinenze di edifici e destinati ad operare in regime di scambio sul posto, è possibile effettuare le seguenti valutazioni approssimative sulla convenienza economica dell'investimento: in Italia settentrionale 10÷13 anni; in Italia centrale 9÷11 anni; in Italia meridionale 7÷9 anni.

	Riferimento	Formula	Valori	Unità di misura
Dati di progetto				
Località			Milano	
Consumo energetico annuo		E_1	2500	kWh/anno
Inclinazione pannelli			30	gradi
Orientamento pannelli			Sud	
↓				
Energia elettrica fornita per unità di superficie				
Irradiazione solare incidente orizzontale	Tab. 7.4	E_2	1307	kWh/m ² anno
Coefficiente correttivo	Tab. 7.7	K_c	1,13	
Irradiazione solare incidente utile		$E_3 = E_2 \times K_c$	1477	kWh/m ² /anno
Efficienza dei pannelli		η_p	12%	
Efficienza dell'impianto		η_i	80%	
Efficienza complessiva		$\eta_r = \eta_p \times \eta_i$	9,6%	
Energia elettrica fornita al m ²		$E_4 = E_3 \times \eta_r$	141,8	kWh/m ² /anno
↓				
Dimensionamento dell'impianto fotovoltaico				
Integrazione dell'impianto fotovoltaico	Scelta di progetto	I	0,5	
Superficie impianto fotovoltaico		$A = E_1 \times I / E_4$	8,8	m ²
Superficie unitaria modulo fotovoltaico	Da catalogo	B	0,87	m ²
Potenza nominale modulo massima	Da catalogo	P_{nm}	110	Wp
Numero di moduli necessari		$n_m = A/B$	11	n
Potenza di picco		$P_p = n_m \times P_{nm}$	1,21	kWp
↓				
Costo dell'impianto				
Costo unitario impianto per kWp	Da catalogo	C_u	6000	€/kWp
Costo complessivo dell'impianto		$C_i = C_u \times P_p$	7260	€
↓				
Conto economico				
Importo a carico dell'utente (autofinanziamento al 100%)		$D = C_i$	7260	€
Tariffa incentivante (conto energia)		F	0,431	€/kWh
Ricavo da tariffa incentivante		$G = F \times E_4 \times A$	538	€
Costo dell'energia elettrica	Dalla bolletta	H	0,16	€/kWh
Costo per la manutenzione e costi vari annuali		$L = C_i \times 0,01$	73	€
Risparmio primo anno annuo		$I = (E_4 \times A \times H) - L$	127	€
Equivalente economico dell'energia elettrica prodotta		$N = G + I$	665	€
Pay-back semplice		$M = C_i / N$	11	anni

Tab. 7.8 – Esempio di calcolo per il dimensionamento di un impianto fotovoltaico per uso civile.

Esempio di calcolo. Nella tab. 7.8 è riportato un esempio di calcolo di dimensionamento di un impianto di piccola taglia. I dati di progetto considerati sono i seguenti:

- 1) località: Milano;
- 2) consumo energetico annuo: 2500 kWh/anno di energia elettrica;
- 3) inclinazione pannelli: 30°;
- 4) orientamento pannelli: sud.

Nella tab. 7.8 sono riassunti tutti i passaggi e i relativi calcoli.

Ipotizzando di voler garantire una integrazione dell'impianto fotovoltaico del 50% (1250 kWh/anno) sul consumo energetico, con l'insolazione disponibile nella località considerata è necessario installare una superficie captante di 8,8 m².

Tale superficie può essere coperta utilizzando, per esempio, 11 moduli fotovoltaici da 0,87 m² ciascuno (esigenze geometriche in funzione dello spazio disponibile possono richiedere un arrotondamento del numero dei moduli, arrotondamento che è meglio sia in eccesso).

L'impianto così dimensionato fornirà una potenza di picco di 1,21 kWp.

Nella stessa tab. 7.8 è riportato il conto economico. Ipotizzando i seguenti valori:

- 1) costo unitario dell'impianto (IVA esclusa): 6000 €/kWp;
- 2) costo dell'energia: 0,16 €/kWh.

Il periodo di ammortamento dell'impianto con il calcolo del pay-back semplice è di circa 11 anni.

La quota deve essere pagata interamente dall'utente. L'utente, d'altra parte, per questo tipo di spesa può usufruire delle agevolazioni fiscali che consentono di dedurre nella dichiarazione dei redditi una parte della quota.

7.14 Collaudo, manutenzione e diagnostica guasti

Un impianto fotovoltaico va sottoposto ad una verifica iniziale, ovvero al **collaudo**, prima della messa in servizio, per accertare se è conforme al progetto e alla regola d'arte.

Ciò per stilare il certificato di collaudo da presentare al GSE e ai fini del rilascio della dichiarazione di conformità di cui al DM 37/08. Tale decreto si applica agli impianti fotovoltaici se una parte dell'energia prodotta è consumata dall'utente e inoltre se la potenza dell'impianto non supera 20 kW.

Il certificato di collaudo deve essere sottoscritto dal **Tecnico Responsabile** che ha firmato la scheda tecnica finale dell'impianto, oppure da un altro professionista o dalla stessa impresa installatrice che rilascia la dichiarazione di conformità ai sensi del DM 37/08.

L'impianto fotovoltaico deve essere inoltre sottoposto a **verifiche periodiche**, le quali fanno parte integrante della manutenzione, descritta successivamente.

Durante le verifiche è necessario disporre della documentazione di progetto dell'impianto, con i relativi schemi di interconnessione dei moduli e delle stringhe.

Per mettere in relazione i valori di tensione, di corrente e di potenza misurati con quelli nominali (riferiti alle condizioni di prova standard) è necessario tenere conto della temperatura e dell'irraggiamento al momento della misura. Di qui la necessità di misurare contestualmente l'irraggiamento e la temperatura delle celle.

L'irraggiamento deve essere misurato sul piano dei moduli con uno strumento (piranometro o solarimetro) che garantisca una incertezza di misura non superiore al 4%, mentre la temperatura delle celle può essere misurata con un termometro a termoresistenza (Pt100), applicato sul retro dei moduli. Nella fig. 7.45 viene mostrato un esempio di un moderno strumento digitale per il collaudo degli impianti fotovoltaici.

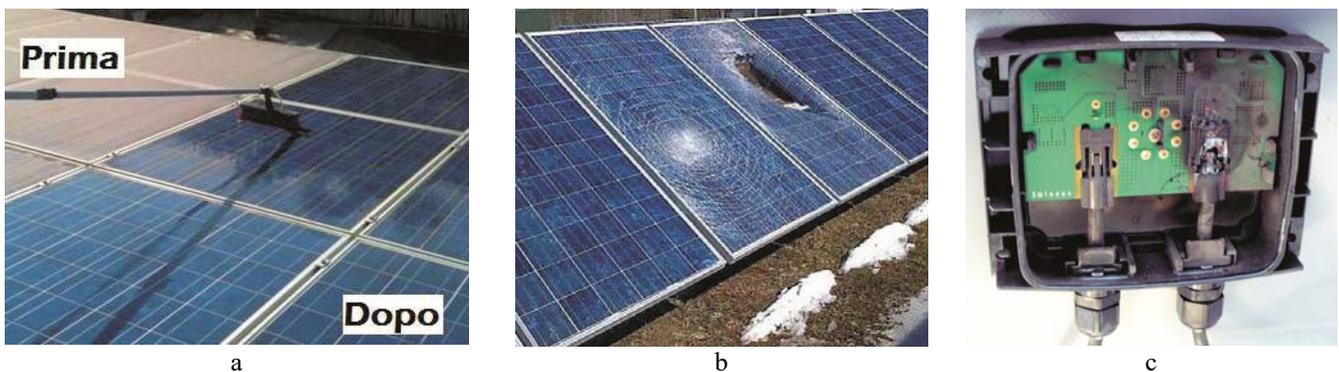


Fig. 7.44 – a) Pulizia dei pannelli fotovoltaici – b) Pannelli fotovoltaici danneggiati – c) Cassetta di terminazione con bruciature a seguito di falsi contatti sulla morsettiera.

Il collaudo e le verifiche periodiche si articolano in **esame a vista, misure e prove**.

L'**esame a vista** ha lo scopo di accertare se:

- gli ombreggiamenti siano quelli previsti dal progetto;
- i componenti dell'impianto fotovoltaico:
 - 1) siano idonei all'uso previsto, integri e installati correttamente (collaudo), come mostrato, per esempio, nella fig. 7.44;
 - 2) siano stati manomessi, spostati o presentino difetti o anomalie visibili (verifiche periodiche).

La tab. 7.9 riporta i punti principali dell'esame a vista di un impianto fotovoltaico.

Gli strumenti utilizzati per le **misure e prove** sul lato in DC devono essere adatti per la corrente continua, altrimenti potrebbero danneggiarsi e mettere in pericolo l'operatore, mentre gli strumenti per le misure in AC devono essere sensibili al vero valore efficace (TRMS) della grandezza misurata.

Le misure vanno eseguite in condizioni meteorologiche stabili, al fine di evitare repentini cambiamenti dell'irraggiamento solare.

Vanno inoltre evitate le ore più calde della giornata (soprattutto in estate), poiché le elevate temperature riducono il rendimento dell'impianto, e le giornate particolarmente umide, in quanto il vapore acqueo in sospensione nell'aria aumenta l'irraggiamento diffuso, a discapito di quello diretto.

Le seguenti prove vanno eseguite prima di mettere in servizio l'impianto:

- verifica delle tensioni e correnti di stringa;
- misura di potenza;
- misura dell'isolamento dei circuiti;
- verifica dei collegamenti equipotenziali.

Controlli	Collaudo ⁽¹⁾	Verifica periodica (semestrale)
Moduli		
Fissaggio dei moduli e delle eventuali strutture di sostegno	Sì	Sì
Presenza di crepe, penetrazione di umidità, ecc.	Sì	Sì
Corrosione delle cornici	No	Sì
Integrità del PE e stato dei morsetti di terra	Sì	Sì
Cassette di terminazione: rotture, presenza di acqua, ingresso cavi, corrosione dei morsetti	No	Sì
Idoneità targhe e marcature	Sì	Sì
Cavi		
Tipo di cavo e posa	Sì	No
Segni di cortocircuito e danneggiamenti meccanici	No	Sì
Identificazione dei circuiti	Sì	Sì
Quadri e scatole di derivazione		
Installazione come da progetto	Sì	No
Morsetti: idoneità e serraggio	Sì	Sì ⁽²⁾
Presenza di acqua, corrosione	No	Sì
Continuità dei fusibili	No	Sì
Integrità del PE e stato dei morsetti di terra	Sì	Sì
Idoneità targhe e marcature	Sì	Sì
Inverter		
Corretta installazione	Sì	No
Segnalazioni di corretto funzionamento, allarme o avaria	Sì	Sì
Collegamenti alle stringhe o ai quadri intermedi	Sì	Sì
Ventilazione	Sì	Sì
Idoneità targhe e marcature	Sì	Sì

Tab. 7.9 – Controlli da svolgere nell'esame a vista di un impianto fotovoltaico. ⁽¹⁾In fase di collaudo, i controlli vanno eseguiti prima di mettere in servizio l'impianto. ⁽²⁾Se l'isolamento dei cavi in prossimità dei morsetti è alterato vuol dire che i morsetti hanno raggiunto temperature eccessive.

Lo strumento riportato nella fig. 7.45a consente, in conformità alla normativa vigente, di verificare se un impianto fotovoltaico è conforme per ottenere le tariffe incentivanti; consente, inoltre, l'esecuzione simultanea di tutte le prove previste per gli impianti fotovoltaici monofase e trifase.

Questi strumenti sono dotati, in genere, di un display LCD anche a colori TFT e del tipo touch screen, retroilluminato grazie al quale è possibile eseguire l'analisi dei dati con grande semplicità.

L'alimentazione è fornita da una batteria ricaricabile (es. agli ioni di litio) che consentono svariate ore di autonomia di registrazione continua.

I software di gestione in dotazione normalmente offrono la possibilità di creare report professionali personalizzati con visualizzazione del logo aziendale, dati dell'utilizzatore, commenti inerenti la registrazione e altre note di dettaglio relative a misure e collaudi eseguiti sull'impianto.

Questi tipi di strumenti prevedono vari accessori, come un solarimetro a cella fotovoltaica per la misura dell'irraggiamento, di una sonda di temperatura, pinze amperometriche e software di gestione, necessari per l'esecuzione dei test previsti.

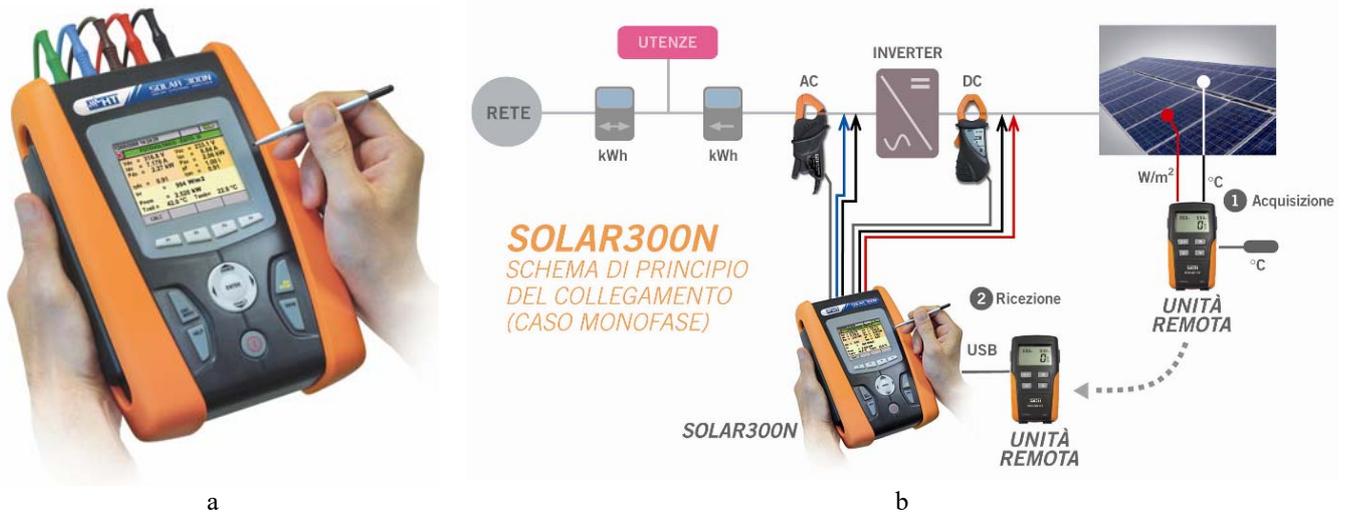


Fig. 7.45 – a) Strumento per il collaudo impianti fotovoltaici Solar300N – b) Schema di principio del collegamento dello strumento ad un impianto fotovoltaico monofase (HT Italia).

In un impianto fotovoltaico, l'inverter è normalmente collocato in una parte dell'edificio che può essere anche molto distante dai pannelli fotovoltaici. Quindi, per facilitare l'operatore nel corso della misura, sono disponibili unità di misura remota che acquisiscono i valori delle seguenti grandezze: irraggiamento [W/m^2], temperatura dei moduli [$^{\circ}\text{C}$] e temperatura ambiente [$^{\circ}\text{C}$].

Nella fig. 7.45b viene mostrato lo schema di collegamento dello strumento principale (SOLAR300N) ad un impianto fotovoltaico monofase mediante pinze amperometriche per la misura delle correnti continue DC e alternate AC nonché delle relative tensioni, rispettivamente a monte (lato DC) e a valle (lato AC) dell'inverter.

Lo schema prevede un'unità remota, dotata di display per la visualizzazione dei valori misurati anche in tempo reale; dopo essere inizialmente sincronizzata tramite porta USB con l'unità principale in fase di attivazione della registrazione, può essere lasciata in prossimità dei pannelli fotovoltaici, evitando così la necessità logistica di utilizzare lunghi cavi di misura e anche la presenza di più operatori.

I valori acquisiti dall'unità remota vengono poi trasferiti (fase 1: acquisizione) all'unità principale che provvede ad elaborarli per ottenere l'esito finale del collaudo (fase 2: ricezione).

Lo strumento principale può inoltre essere usato anche come analizzatore di rete completo (misure di armoniche, buchi, picchi, ecc.), secondo la normativa vigente, consentendo la registrazione prolungata nel tempo di tutte le grandezze elettriche coinvolte nella misura.

La maggior parte dei possibili **guasti** che si possono verificare sugli impianti fotovoltaici (v. tab. 7.10) è costantemente monitorata dal sistema di controllo interno all'inverter per gli impianti collegati alla rete elettrica e dal regolatore di carica nei sistemi isolati dalla rete.

Qualora vi sia un arresto automatico dell'impianto, la causa può essere una delle seguenti:

- mancanza della rete elettrica pubblica;
- condizioni di basso irraggiamento solare;
- intervento occasionale dei dispositivi di protezione elettrica.

Nei casi precedentemente citati il sistema resetta automaticamente l'impianto e procede alle operazioni di riavvio automatico.

Solo quando le condizioni anomale persistono, il sistema si arresta in modo permanente: è possibile visualizzare sul display dell'inverter il tipo di anomalia normalmente descritta sul manuale d'uso.

Nella tab. 7.10 vengono riportate alcune cause e relativi rimedi più frequenti di arresto del sistema senza la ripresa automatica del servizio; durante l'esercizio possono essere diagnosticate anche da personale qualificato.

Vale la pena ricordare che per **personale qualificato** si intendono tecnici che hanno acquisito una formazione e operano nel settore elettrico svolgendo attività di installazione e manutenzione di apparecchiature elettriche senza necessariamente aver acquisito esperienza di base con le tecniche fotovoltaiche; mentre per **tecnico specializzato** si intende un tecnico in grado di procedere ad interventi specialistici specifici essendo esperti del settore.

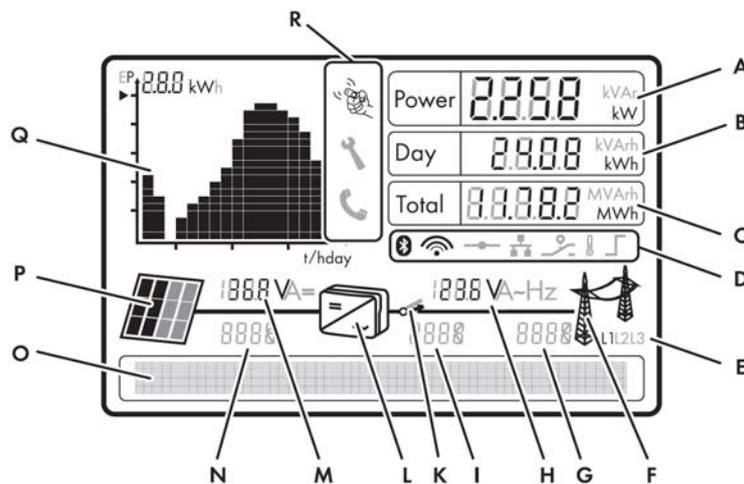
Possibili cause	Verifiche	Azioni	Soggetto
Intervento protezione interfaccia.	Controllo sul pannello di protezione. Controllo dello stato degli interruttori. Presenza tensione morsetti di uscita.	Chiudere interruttori aperti. Attendere il riarmo della protezione di interfaccia.	Personale qualificato.
Basso isolamento del campo fotovoltaico.	Controllo display sull'inverter. Misura della resistenza di isolamento.	Se la verifica dà esito negativo è necessario un intervento specialistico.	Tecnico specializzato.
Guasto dell'inverter per cortocircuito interno.	Controllo indicazione sul display dell'inverter.	Se la verifica dà esito negativo è necessario un intervento specialistico.	Tecnico specializzato.
Apertura interruttore generale del quadro di interfaccia.	Verificare che non esistano indicazioni di guasti (protezione di interfaccia, altri interruttori aperti). Verificare che il contattore della protezione sia efficiente.	Qualora il contattore sia efficiente e non esistano altre indicazioni richiudere l'interruttore generale.	Tecnico specializzato.

Tab. 7.10 – Cause e rimedi più frequenti di arresto di un impianto fotovoltaico senza ripresa automatica del servizio in sistemi collegati alla rete elettrica.

Per quanto riguarda la **manutenzione** vale la pena ricordare che gli impianti fotovoltaici connessi in rete sono molto spesso abbandonati a se stessi, poiché l'utente riceve energia dalla rete e non ci si accorge di un'avaria dell'impianto fotovoltaico, specie se comporta solo una riduzione dell'energia prodotta (es. messa fuori servizio di una stringa o parte di essa).

La mancanza di manutenzione determina così una perdita di produzione, che può compromettere il piano economico. Inoltre, un impianto in cattivo stato di manutenzione può costituire un pericolo di incendio e di folgorazione. La manutenzione deve essere svolta da personale qualificato o da tecnici specializzati, perché richiede nozioni specifiche e presenta rischi; deve essere svolta da imprese abilitate ai sensi di legge.

L'intervento di manutenzione dell'impianto fotovoltaico è da programmare, insieme con le verifiche periodiche, almeno una volta all'anno, meglio all'inizio della primavera, in modo che eventuali difetti non compromettano la produzione del periodo estivo (nei luoghi che diventano inaccessibili d'inverno è preferibile controllare l'impianto in autunno).



- A) Potenza attuale.
- B) Energia prodotta durante la giornata attuale.
- C) Somma totale dell'energia finora immessa in rete.
- D) Da sinistra verso destra: collegamento Bluetooth attivo, qualità del collegamento Bluetooth, collegamento attivo per bus di campo Speedwire su base LAN Ethernet, collegamento attivo al portale Internet Sunny Portal (per poter monitorare, gestire e presentare on-line impianti fotovoltaici), relè multi-funzione attivo, limitazione della potenza causa temperatura eccessiva, riduzione della potenza attiva mediante il sistema di controllo dell'impianto.
- E) Indica a quale conduttore esterno si riferiscono i valori visualizzati (fasi: L1, L2, L3).
- F) Rete elettrica pubblica.
- G) Codice evento di un errore presente sul lato della rete elettrica pubblica.
- H) Tensione o corrente d'uscita di un conduttore esterno (lato AC).
- I) Codice evento di un errore che si è verificato nell'inverter.
- K) Relè di rete. Se il relè di rete ha i contatti chiusi, l'inverter immette potenza nella rete elettrica pubblica. Se il relè di rete ha i contatti aperti, l'inverter è scollegato dalla rete elettrica pubblica.
- L) Inverter.
- M) Tensione o corrente di ingresso di un conduttore esterno (lato DC).
- N) Codice evento di un errore che si è verificato sul lato generatore fotovoltaico.
- O) Riga di testo per la visualizzazione di messaggi relativi a eventi ed errori.
- P) Generatore fotovoltaico.
- Q) Diagramma indicante l'andamento della potenza nelle ultime 16 ore di immissione o l'energia immessa in rete negli ultimi 16 giorni.
- R) Dall'alto verso il basso: toccando il coperchio dell'involucro è possibile comandare il display, errore che deve essere risolto sul posto da un tecnico specializzato, errore che non può essere risolto sul posto da un tecnico specializzato che quindi deve contattare il servizio di assistenza tecnica.

Fig. 7.46 – Esempio di display LCD per inverter per impianti fotovoltaici. È possibile visualizzare i dati di funzionamento in tempo reale (es. potenza attuale, energia giornaliera, energia totale) nonché gli errori o gli eventi. Energia e potenza vengono rappresentate in un diagramma a barre (SMA).

La manutenzione consiste nel:

- 1) porre rimedio agli inconvenienti emergenti dall'esame a vista, riportati nella tab. 7.9 e dalle misure e prove;
- 2) eseguire le operazioni richieste dal costruttore dell'inverter;
- 3) pulire delicatamente i moduli con acqua (evitare spazzole dure, solventi aggressivi e sistemi di lavaggio a pressione).

Il progettista deve curare che i componenti dell'impianto siano facilmente raggiungibili e prevedere gli spazi necessari al personale di manutenzione. In particolare, va garantita l'accessibilità dei moduli e delle relative cassette di terminazione, per l'effettuazione di misure e prove e per la sostituzione di componenti, per esempio dei diodi di by-pass. Quando le cassette di terminazione non sono facilmente accessibili, è opportuno che lo siano almeno le estremità dei cavi di stringa.

Gli inverter sono in genere dotati di display che indicano i principali parametri dell'impianto fotovoltaico (v. fig. 7.46), il che consente di avere un'indicazione di massima sulle condizioni complessive dell'impianto.

Negli impianti di potenza rilevante, complessi e con particolari esigenze di continuità di servizio, è opportuno prevedere sistemi di monitoraggio dell'impianto fotovoltaico, i quali consentono il controllo dell'efficienza delle singole stringhe o di gruppi di stringhe, in modo da rilevare tempestivamente le anomalie dell'impianto e intervenire di conseguenza, riducendo così le perdite di produzione.

La presenza di un sistema di monitoraggio consente, inoltre, di effettuare gli interventi di manutenzione e controllo generale dell'impianto con intervalli maggiori, per esempio ogni due o tre anni. In fase di verifica periodica, inoltre, è possibile eseguire solo a campione le misure e le prove indicate precedentemente.

È opportuno predisporre un registro su cui riportare i risultati delle verifiche, gli interventi di manutenzione, i guasti e le anomalie che hanno interessato l'impianto.

7.15 Normativa per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici

La progettazione e la realizzazione di impianti fotovoltaici e l'accesso alle tariffe incentivanti non possono prescindere dalla conoscenza della normativa di legge e dalla normativa tecnica sia in riferimento all'impiantistica generale che alle specifiche norme CEI del CT82. Cardine della normativa di legge per la regolamentazione dell'accesso agli incentivi è il decreto Conto Energia, mentre per la normativa tecnica specifica è di fondamentale importanza la conoscenza della guida CEI 82-25 e della norma CEI 64-8.

Di seguito sono riportate le principali norme e guide per la realizzazione di un impianto fotovoltaico.

Guida al Conto Energia. Scaricabile dal sito www.gse.it, contiene informazioni dettagliate in merito a: tariffe, modalità di distribuzione (scambio sul posto, vendita), iter autorizzativo, modalità di richiesta per l'incentivazione.

Guida all'integrazione architettonica. Scaricabile dal sito www.gse.it. Consente di individuare facilmente in che grado di integrazione rientra il proprio impianto e analizza, oltre ai relativi aspetti normativi, anche alcuni esempi pratici di realizzazione con immagini e spiegazioni a lato.

Idoneità agli incentivi dei moduli fotovoltaici. Per accedere alle tariffe incentivanti del Conto Energia è obbligatorio che i moduli utilizzati nell'impianto fotovoltaico siano certificati ai sensi di legge. Le certificazioni dei moduli devono essere rilasciate da laboratori accreditati EA (*European Accreditation Agreement*). È possibile verificare la lista dei laboratori accreditati EA nel sito www.gse.it.

Scambio Sul Posto. La delibera ARG/elt 74/08, Allegato A – Testo integrato dello scambio sul posto (TISP) definisce una nuova regolamentazione del meccanismo di scambio sul posto che prevede che l'utente paghi per l'energia prelevata per i propri consumi e riceva dal GSE un rimborso per l'energia prodotta con l'impianto fotovoltaico nei limiti dell'energia consumata. La delibera è scaricabile dal sito www.autorita.energia.it.

Vendita dell'energia prodotta. Per la vendita dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico si possono utilizzare due diverse modalità (la delibera è scaricabile dal sito www.autorita.energia.it):

- **indiretta** mediante la stipula di una convenzione di ritiro dedicato con il GSE, ai sensi della delibera AEEG n. 280/07;
- **diretta** attraverso la vendita in borsa o ad un grossista (contratto bilaterale).

Regole tecniche alla connessione in rete. CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

Principali norme CEI relative agli impianti fotovoltaici

CEI EN 60904-1 (CEI 82-1): dispositivi fotovoltaici - Parte 1: misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente. Descrive le procedure per la misurazione delle caratteristiche corrente-tensione di dispositivi fotovoltaici effettuata in luce solare naturale o simulata. Tali procedure sono applicabili a singole celle solari, a sottoassiemi di celle solari o a moduli fotovoltaici.

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): dispositivi fotovoltaici - Parte 2: prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento. Contiene le prescrizioni relative a classificazione, selezione, disposizione, marcatura, calibrazione e precauzioni d'uso di dispositivi solari. Tali dispositivi sono utilizzati per determinare le prestazioni elettriche di celle, moduli e stringhe in presenza di luce naturale e luce solare simulata. La norma non si applica a dispositivi per utilizzo in luce solare concentrata.

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): dispositivi fotovoltaici - Parte 3: principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento. Contiene i principi di misura per sistemi fotovoltaici e specifica la distribuzione spettrale di irraggiamento. Descrive le caratteristiche corrente-tensione e i parametri derivati.