

# UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di tecnica e gestione dei sistemi industriali

Corso di Laurea in Ingegneria Meccatronica



Tesi di Laurea Triennale

## **FOTOVOLTAICO E AUTOCONSUMO: TECNICHE E STRATEGIE**

Relatore: Ch.mo Prof. MIRTO MOZZON

Correlatore: Ch.mo Dott. AUGUSTO TASSAN

Laureando: RONCHI MICHELE

Matricola: 439104

ANNO ACCADEMICO 2015/2016



# SOMMARIO

<b>Introduzione .....</b>	<b>1</b>
<b>Capitolo 1-La fisica alla base del fotovoltaico .....</b>	<b>3</b>
1.1-La radiazione solare .....	3
1.2-Proprietà dei semiconduttori.....	6
1.3-Conversione fotovoltaica .....	9
1.4-Le tipologie di celle fotovoltaiche.....	13
1.4.1-Celle al silicio monocristallino .....	13
1.4.2-Celle al silicio policristallino .....	14
1.4.3-Celle fotovoltaiche di 2° generazione.....	15
1.4.4-Celle fotovoltaiche di 3° generazione.....	17
<b>Capitolo 2-Moduli fotovoltaici .....</b>	<b>19</b>
2.1-Tecnologia costruttive dei moduli fotovoltaici .....	19
2.2-Composizione di un modulo a film sottile .....	20
2.3-Pannelli a concentrazione .....	20
2.4-Condizioni di prova standard (STC) .....	22
2.5-Conessioni tra celle e moduli .....	23
2.5.1-Connesione di celle in serie .....	23
2.5.2-Conessioni di celle, moduli o stringhe in parallelo.....	28
<b>Capitolo 3-L'inverter per applicazioni fotovoltaiche.....</b>	<b>31</b>
3.1-Considerazioni generali e principali tipologie di inverter .....	31
3.1.1-Inverter per funzionamento ad isola.....	31
3.1.2-Inverter grid-connected.....	32
3.2-Maximum Power Point Tracking (MPPT).....	34
3.3-Parametri e rendimento di un inverter.....	36
3.3.1-Efficienza MPPT statica e dinamica .....	37
3.4-Scelta della tensione del generatore fotovoltaico e dell'inverter .....	37
3.5-Topologia dell'impianto .....	39
3.5.1-Impianto mono-inverter .....	39
3.5.2-Impianto con inverter di stringa .....	40
3.5.3-Impianto multi-inverter.....	40
3.5.4-Impianto a micro-inverter.....	41

<b>Capitolo 4-Sistemi di accumulo dell'energia.....</b>	<b>43</b>
4.1-Principio di funzionamento .....	43
4.2-Caratteristiche tecniche dei sistemi di accumulo .....	43
4.3-Tipologie di accumulatori elettrochimici.....	46
4.3.1-Accumulatori al Piombo/Acido .....	46
4.3.2-Accumulatori al Nichel/Cadmio .....	48
4.3.3-Accumulatori al Nichel/Idruri metallici.....	49
4.3.4-Accumulatori al Sodio/Zolfo.....	51
4.3.5-Accumulatori al Sodio/Cloruro di nichel (Zebra).....	52
4.3.6-Accumulatori Redox a circolazione elettrolitica .....	53
4.3.7-Accumulatori al Litio/Ioni .....	54
4.4-Regolatore di carica.....	55
<b>Capitolo 5-Produzione di energia elettrica.....</b>	<b>59</b>
5.1-Tipologie di impianto fotovoltaico.....	59
5.1.1-Sistemi ad inclinazione fissa .....	60
5.1.2-Sistemi ad inseguimento attivo .....	61
5.1.3-Sistemi ad inseguimento passivo .....	61
5.2-Peculiarità della produzione di un impianto fotovoltaico.....	62
5.3-Radiazione solare disponibile.....	62
5.4-Orientamento e inclinazione dei moduli .....	63
5.4.1- Metodo di Liu-Jordan.....	65
5.5-Modello delle perdite di un impianto .....	66
5.5.1-Perdite per ombreggiamento reciproco e limite irraggiamento.....	66
5.5.2-Perdite per accumulo di sporcizia sulla superficie dei moduli .....	67
5.5.3-Perdite riflessioni spettrali.....	67
5.5.4-Perdite per mismatch .....	67
5.5.5-Perdite per temperatura.....	67
5.5.6-Perdite elettriche .....	68
5.5.7-Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici.....	68
5.6-Verifica degli ombreggiamenti.....	68
5.7-Calcolo della producibilità .....	71
<b>Capitolo 6-L'autoconsumo e le altre forme di remunerazione.....</b>	<b>73</b>
6.1-Valutazione energetica dei sistemi attuali.....	73
6.2-Carichi domestici e il loro andamento .....	74
6.3-La destinazione dell'energia e la sua remunerazione .....	77

6.3.1-Lo Scambio sul Posto .....	73
6.3.2-Ritiro Dedicato.....	79
6.3.3-Vendita diretta .....	79
6.4-Sistemi fotovoltaici grid-connected con accumulo.....	80
6.5-Gestione dei carichi elettrici .....	83
<b>Capitolo 7-Rapporto statistico 2015 .....</b>	<b>85</b>
7.1-L'irraggiamento solare in Italia.....	85
7.2-Potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia .....	86
7.3-Tipologia dei pannelli solari a fine 2015.....	87
7.4-Settori di attività.....	88
7.5-Autoconsumi in Italia .....	89
7.6-Impianti aderenti al regime Scambio sul Posto.....	90
<b>Conclusioni .....</b>	<b>93</b>
<b>Bibliografia.....</b>	<b>95</b>
<b>Sitografia .....</b>	<b>95</b>



# INTRODUZIONE

Un tema che sta destando sempre più attenzione in ambito industriale, politico e sociale è quello emerso della possibilità di produzione energetica da fonti rinnovabili. Attualmente la richiesta di energia dipende fortemente dallo sfruttamento dei combustibili fossili, le cui disponibilità risultano sempre più limitate e gli impatti negativi da essi generati sull'ambiente circostante stanno suscitando allarmi e preoccupazioni. Questa consapevolezza e la maggiore sensibilità verso le tematiche ambientali stanno favorendo lo sviluppo di sistemi di produzione di energia da fonti rinnovabili alternative. Con quest'ultimo termine si intende quelle forme di energia derivanti da risorse naturali, la cui caratteristica principale è, in linea generale, data da una disponibilità e una capacità di rigenerazione superiori al consumo. Inoltre, si tratta di energie pulite, cioè caratterizzate dalla capacità di non immettere in atmosfera sostanze inquinanti e dannose per l'ambiente, durante il loro utilizzo.

Per ridurre l'impatto negativo che la produzione di energia ha sul pianeta, i maggiori paesi industrializzati hanno, alla fine del secolo scorso, sottoscritto impegni ed accordi in sede internazionale che hanno fornito un grande impulso allo sviluppo dei sistemi di produzione di energia elettrica dalle suddette fonti rinnovabili.

La produzione di energia elettrica pulita ha però un costo elevato, per questo motivo diversi paesi hanno messo in atto sistemi di incentivazione prevalentemente destinati a quelle fonti rinnovabili le cui tecnologie di produzione di energia erano più pronte. Tra queste eolico e fotovoltaico sono state quelle che hanno ricevuto il maggiore impulso.

L'effetto fotovoltaico venne osservato per la prima volta nel 1839 da Alexandre Edmond Becquerel quando si accorse della differenza di potenziale che si genera dall'azione della luce su un elettrodo immerso in una soluzione elettrolitica. La prima cella solare venne costruita in selenio e oro nel 1883 da Charles Fritts. La teoria fisica che spiega l'effetto fotovoltaico venne pubblicata nel 1905 da Albert Einstein. Negli anni '50 cominciò la produzione di celle solari per attività aerospaziali e dagli anni '70 in poi ci fu un progressivo aumento dell'efficienza delle celle.

L'energia fotovoltaica è al giorno d'oggi considerata la più promettente e versatile tra le fonti rinnovabili; è indubbiamente la più diffusa sul nostro pianeta in quanto il sole è disponibile gratuitamente e l'energia che produce è quantitativamente maggiore di quella necessaria per soddisfare il fabbisogno energetico mondiale.

L'impiego di celle fotovoltaiche permette di sfruttare una risorsa inesauribile, quale il sole, per produrre energia ed è caratterizzata dall'assenza di emissioni nocive in atmosfera durante il processo di conversione.

Le incentivazioni hanno reso possibile una rivoluzione culturale che ha posto le fonti rinnovabili all'attenzione del mondo della ricerca, della tecnologia, della tecnica, dell'ingegneria e perfino del sentire comune della gente.

Tuttavia il recente esaurimento delle tariffe incentivanti e l'attuale regolamentazione dello scambio sul posto, che impiega meccanismi più che discutibili per la remunerazione dell'energia scambiata, spingono sempre più l'utente produttore a consumare direttamente la maggiore quantità di energia prodotta.

L'autoconsumo si sta rivelando attualmente la soluzione di impiego migliore per lo sfruttamento dell'energia fotovoltaica.

In questa tesi ho svolto un lavoro di ricerca, descrivendo sia i componenti di un sistema fotovoltaico e mostrando i vantaggi che esso può dare dal punto di vista economico sfruttando l'energia autoprodotta.

Nei primi due capitoli si introdurranno i concetti fisici su cui si basano le tecnologie fotovoltaiche, illustrando il funzionamento della cella fino ad arrivare alla creazione di moduli, stringhe e campi fotovoltaici.

Nel terzo e quarto capitolo si descriveranno dapprima i diversi inverter usati nei sistemi fotovoltaici e successivamente gli accumulatori elettrochimici usati per aumentare l'autoconsumo dell'energia prodotta da sistemi fotovoltaici.

Nel capitolo seguente verrà spiegata la differenza tra impianti stand-alone e grid-connected, analizzando i sistemi fissi e ad inseguimento. Verranno approfondite le tecniche per una migliore efficienza di produzione di energia elettrica dovuta sia al luogo di installazione del sito che al tipo di sistema usato.

Nel sesto capitolo invece, verranno illustrate le varie forme di remunerazione dell'energia prodotta, la curva di carico media di un utenza domestica e alcune strategie per aumentare l'autoconsumo dell'energia prodotta dall'impianto.

Nell'ultimo capitolo verrà descritto il rapporto statistico fotovoltaico dell'anno 2015 a supporto dell'intero elaborato.



# Capitolo 1

## LA FISICA ALLA BASE DEL FOTOVOLTAICO

### 1.1 La radiazione solare

Per radiazione solare si intende l'energia radiante emessa nello spazio interplanetario dal Sole, generata a partire dalle reazioni termonucleari di fusione che avvengono nel nucleo solare e che producono radiazioni elettromagnetiche a varie frequenze o lunghezze d'onda. Queste si propagano nello spazio trasportando con sé energia solare.

Si definisce spettro la rappresentazione dell'intensità della radiazione elettromagnetica emessa da una sorgente in funzione della lunghezza d'onda (figura 1.1).

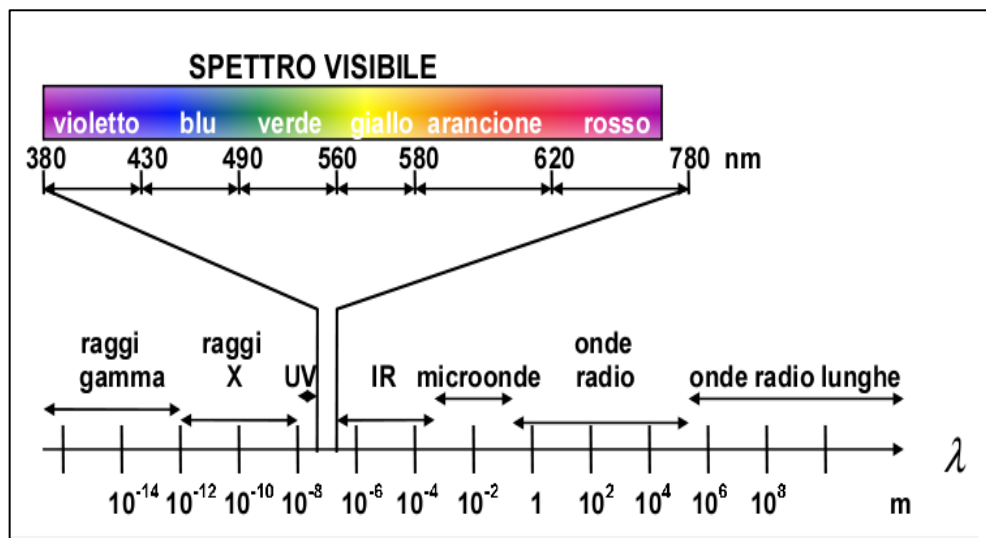


FIGURA 1.1 RAPPRESENTAZIONE DELLO SPETTRO ELETTROMAGNETICO.

Il Sole può considerarsi come un perfetto emettitore di radiazioni ad una temperatura circa di  $5800\text{k}^\circ$ . La distanza media tra il Sole e la Terra è di  $1,5 \cdot 10^8$  km. Considerato l'elevato valore del rapporto tra questa distanza e il diametro del Sole ( $\sim 3 \cdot 10^5$  km), la radiazione solare vista dalla Terra appare come un fascio ben collimato, con una dispersione angolare di circa mezzo grado. Essa copre un ampio campo di lunghezze d'onda, e quindi di energie, con una distribuzione spettrale che va dall'ultravioletto (UV) all'infrarosso (IR) in un intervallo di lunghezza d'onda compreso tra 0,2 e  $2,5 \mu\text{m}$ , con un punto di massimo nel campo del visibile (da 0,38 a  $0,78 \mu\text{m}$ ) intorno a  $0,5 \mu\text{m}$ .

Tendo conto anche della riflessione nello spazio da parte dell'atmosfera e delle nubi, la radiazione che arriva sulla superficie terrestre è pari a circa il 47% di quella potenzialmente disponibile. Si può osservare che l'intensità dell'irraggiamento al suolo e la sua distribuzione spettrale dipendono oltre che dalla condizione ambientali anche dalla massa d'aria (AM, Air Mass) attraversata dalla radiazione solare.

L'energia che incide nell'unità di tempo su una superficie unitaria normale alla radiazione solare (radianza), fuori dall'atmosfera terrestre, posta alla distanza media della Terra dal Sole è definita "costante solare" ( $I_0$ ) ed assume un valore pari a  $1.367 \text{ W/m}^2$  (valore stabilito da World Radiation Center nel 1980). Nel caso di non perpendicolarità il valore risulta pari  $I_0 \cdot \cos(\theta)$ , dove  $\theta$  indica l'angolo tra la normale alla superficie e i raggi del sole. L'angolo  $\theta$  dipende da molti parametri quali:

- La latitudine ( $\Phi$ ).
- L'angolo di tilt ( $\beta$ ).
- L'angolo di azimut ( $\gamma$ ).
- L'angolo orario  $\omega = 15 \cdot (t_s - 12)$  dove  $t_s$  è l'ora solare, compresa tra 0 e 24.
- La declinazione solare  $\delta = 23.45 \cdot \sin \left[ 360 \cdot \left( \frac{284+n}{365} \right) \right]$  con  $n$  numero del giorno.

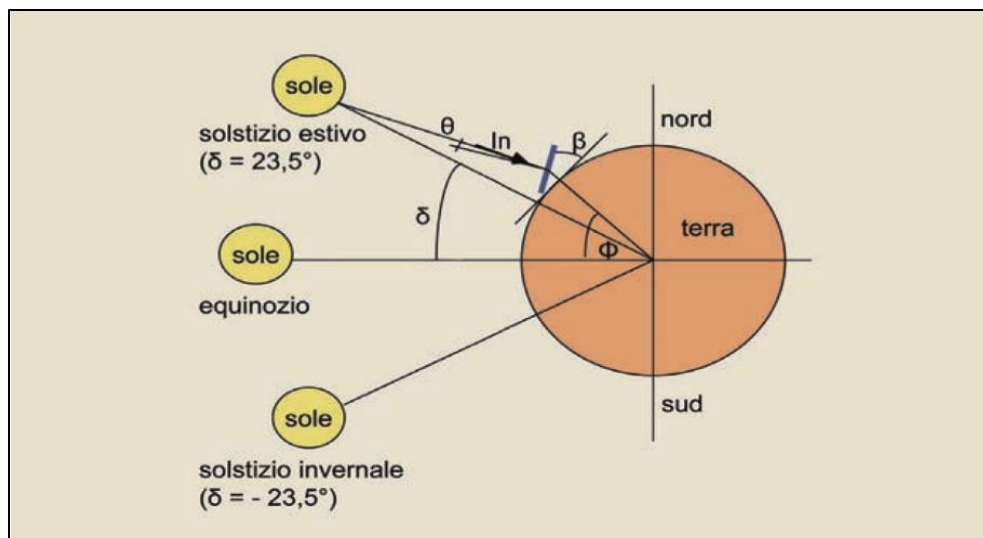


FIGURA 1.2 LA RADIAZIONE SOLARE IN ASSENZA DI ATMOSFERA.

In presenza di atmosfera, la radiazione solare incidente sulla Terra viene in parte riflessa nello spazio esterno ed in parte diffusa dall'atmosfera stessa.

Le interazioni della radiazione solare con l'atmosfera sono funzione della lunghezza d'onda della radiazione, della massa d'aria attraversata e dalla composizione dell'aria. Infatti, l'intensità e la composizione spettrale della radiazione raccolta al suolo dipendono dall'angolo formato dalla radiazione incidente con la superficie terrestre e dalle condizioni meteorologiche ed atmosferiche. E' opportuno osservare che la capacità di una cella fotovoltaica di convertire l'energia solare in elettricità è funzione della radiazione incidente, oltre che dalla tipo di cella solare utilizzata. Quindi il rendimento medio di una cella fotovoltaica assume valori differenti a seconda della località scelta per l'installazione e dalle condizioni atmosferiche caratterizzanti la località stessa. Tenendo conto degli effetti dovuti alla presenza dell'atmosfera, viene definita la massa d'aria unitaria "AMI" (AIR MASS ONE) come lo spessore di atmosfera standard attraversato dalla radiazione solare in direzione normale alla superficie terrestre e misurato a livello del mare con cielo limpido e pressione dell'aria pari a 1 atm. A latitudini europee è necessario far riferimento

a spettri di radiazione più attenuanti rispetto al AM1, a seconda dei casi, questo perché dobbiamo tenere conto del percorso di attraversamento della radiazione nell' atmosfera dovuto alla più o meno pronunciata deviazione dei raggi solari rispetto allo Zenit. Nelle norme, come nella pratica di progettazione il valore di massima radiazione al suolo che viene assunto è pari a  $1000 \text{ W/m}^2$ .

Le componenti della radiazione solare incidenti su una superficie inclinata rispetto al piano orizzontale (figura 1.3) sono:

- Radiazione diretta " $I$ " che colpisce una superficie al suolo con un unico e definito angolo di incidenza.
- Radiazione diffusa " $D$ " detta anche indiretta, rappresenta quella quota di radiazione che ha colpito almeno una particella dei gas atmosferici cambiando angolo di incidenza e che arriva comunque al suolo.
- Radiazione riflessa " $R$ " è una quota della radiazione solare incidente riflessa dalla superficie terrestre per effetto dell'albedo. L'albedo è il coefficiente di riflessione " $a$ ". I valori d' albedo sono di solito compresi tra 0 e 1.

La necessità di valutare separatamente le componenti della radiazione sta nel fatto che i diversi sistemi fotovoltaici si comportano in maniera differente rispetto a tali componenti.

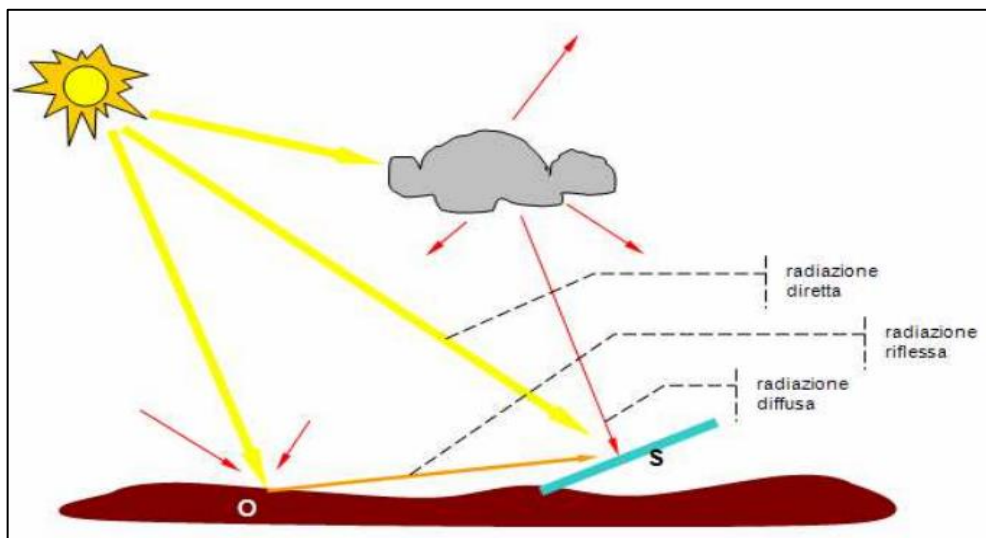


FIGURA 1.3 COMPONENTI DELL'IRRAGGIAMENTO PER UNA SUPERFICIE INCLINATA.

La radiazione diffusa raccolta da un pannello inclinato di un angolo tilt  $\beta$  è data dalla relazione:

$$D = D_{OR} \cdot \frac{(1 + \cos \beta)}{2}$$

Dove con  $D_{OR}$  si indica la radiazione diffusa su un pannello orizzontale, il quale vede l'intera volta celeste e quindi raccoglie tutta la radiazione diffusa. La radiazione riflessa è data.

$$R = G_{OR} \cdot a \cdot \frac{(1 - \cos \beta)}{2}$$

Dove con  $G_{OR}$  si indica la radiazione globale sul piano orizzontale ed  $a$  è il fattore albedo il quale dipende sia dalle caratteristiche della località che dalla risposta spettrale del dispositivo solare utilizzato. Il fattore di albedo è dato dal rapporto tra l'energia radiante riflessa da una superficie

rispetto all'energia incidente. La Terra ha un valore  $a$  medio del 40% ( $a = 0,4$ ), nella tabella 1.1 riportiamo alcuni valori ricavati sperimentalmente.

Strade sterrate	0.04
Bosco di conifere d'inverno	0.04
Superfici acquose	0.07
Asfalto invecchiato	0.10
Tetti e terrazze in bitume	0.13
Suolo (creta, marne)	0.14
Erba secca	0.20
Pietrisco	0.20
Calcestruzzo invecchiato	0.22
Bosco in autunno	0.26
Erba verde	0.26
Foglie morte	0.30
Neve (caduta di fresco o con un film di ghiaccio)	0.75

TABELLA 1.1 ALBEDO DI ALCUNE SUPERFICI COMUNI, TRATTE DALLA NORMA UNI8477.

La radiazione globale  $G$  su una superficie inclinata è data dalla somma dei contributi relativi alla componente diretta, diffusa e di albedo per tanto abbiamo che:

$$G = I + D + R$$

E dipende da:

- Dalle condizioni metereologiche ed atmosferiche.
- Dall'angolo di inclinazione della superficie di raccolta rispetto al piano orizzontale.
- Dalla presenza di superfici riflettenti, poiché il contributo alla riflessione risulta essere tanto più maggiore quanto più chiara è la superficie.
- In relazione alla posizione scelta per l'installazione del sistema fotovoltaico.

## 1.2 Proprietà dei semiconduttori

La conversione della radiazione solare in energia elettrica avviene sfruttando l'effetto causato da un flusso luminoso che investe un materiale semiconduttore quando quest'ultimo incorpora su un lato degli atomi drogati di tipo P e sull'altro atomi di tipo N.

Per capire come avviene questo fenomeno consideriamo il reticolo cristallino di silicio. L'atomo di silicio è composto da 14 elettroni, quattro dei quali occupano l'orbita più esterna e sono gli elettroni di valenza. Questi possono partecipare alle interazioni sia con altri atomi di silicio e sia con atomi di materiali diversi.

In un cristallo di silicio puro si può notare che ogni atomo è collegato in modo covalente ad altri quattro atomi che con i loro elettroni di valenza completano l'orbitale esterno: quindi due atomi affiancati di un cristallo di silicio puro hanno in comune una coppia di elettroni uno dei quali appartiene all'atomo considerato e l'altro appartiene all'atomo vicino (figura.1.4).

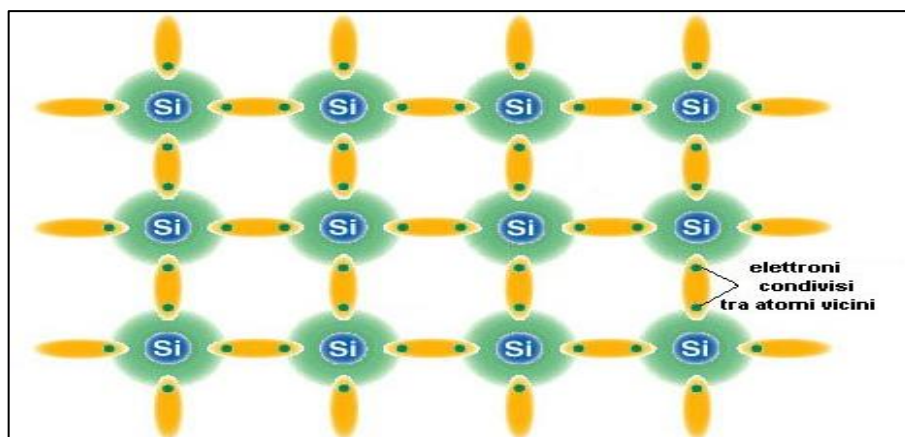


FIGURA 1.4 RAPPRESENTAZIONE DEL RETICOLO CRISTALLINO DEL SILICIO.

In un cristallo di questo tipo, detto intrinseco, gli elettroni, vincolati nei legami covalenti con altri atomi, si trovano tutti nello stato energetico che appartiene alla banda di valenza, a meno che non intervengano dei fattori esterni, non dispongono di energia sufficiente per passare alla banda di conduzione.

Secondo il "principio di esclusione" enunciato da Pauli, in un atomo isolato ciascun elettrone occupa un livello energetico diverso da tutti gli altri, corrispondente ad un definito stato quantico. Tuttavia, in un reticolo, l'effetto della vicinanza di un numero elevato di atomi uguali fa sì che dalla struttura a livelli si può passare alla struttura bande di energia, per effetto delle quali ciascun elettrone può essere in grado di occupare un qualsiasi livello energetico all'interno di ciascuna banda. La banda di valenza e quella di conduzione sono separate da un gap energetico di valore  $E_g$ , e così affinché un elettrone possa passare dalla banda inferiore a quella superiore bisogna fornirgli un'energia di almeno pari valore.

Quando ciò si verifica, l'elettrone, passa alla banda di conduzione ed è libero di muoversi nel reticolo, (almeno fino alla sua ricombinazione). Nei metalli, i quali sono conduttori proprio perché gli elettroni più esterni sono già nella banda di conduzione le due bande risultano essere parzialmente sovrapposte. Nei materiali isolanti invece le due bande risultano essere più distanti e pertanto risulta più difficile che la banda di conduzione venga occupata da un elettrone (figura 1.5).

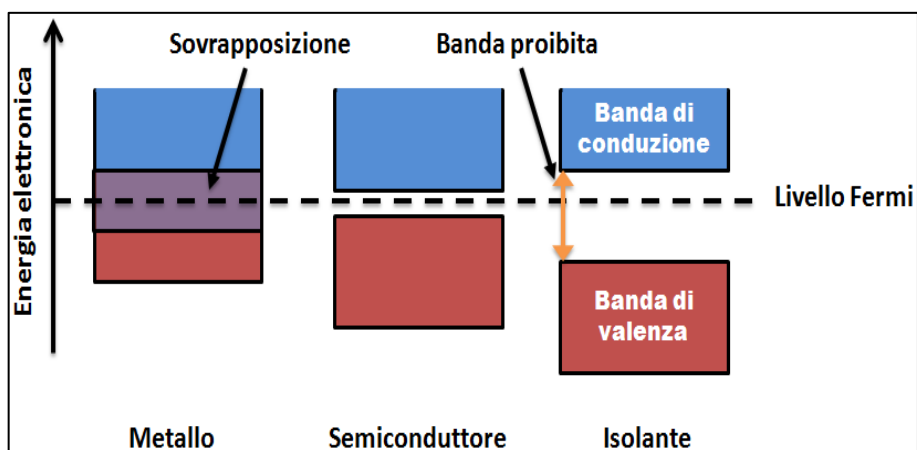


FIGURA 1.5 BANDE DI VALENZA E CONDUZIONE NEI MATERIALI.

Nei materiali semiconduttori come il silicio sono caratterizzati dall'aver delle bande di valenza e conduzione separate, tuttavia un elettrone che passa alla banda di conduzione lascia libera una lacuna nella banda di valenza, la quale è anche essa in grado di muoversi sotto l'effetto di un campo elettrico comportandosi come una carica positiva. Perciò in un reticolo cristallino di materiale semiconduttore la conduzione elettrica può avvenire a seguito degli elettroni nella banda di conduzione che delle lacune nella banda di valenza.

Se all'interno del reticolo cristallino viene inserito un atomo che nell'orbita più esterna possiede 3 elettroni (ad esempio un atomo di boro) si ottiene la formazione di una lacuna nella banda di valenza (figura 1.6A), mentre se tale atomo ha 5 elettroni esterni (ad esempio un atomo di fosforo) l'effetto è quello di avere un elettrone in più (figura 1.6B).

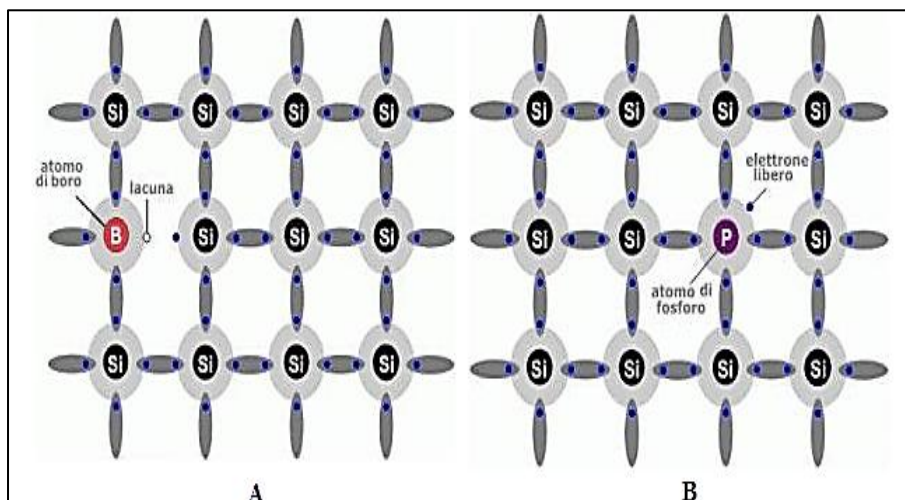


FIGURA 1.6 SCHEMA RETICOLO CRISTALLINO DEL SILICIO DI TIPO P E N.

Nel primo caso l'atomo inserito è detto accettore e il semiconduttore diventa di tipo P, nel secondo caso l'atomo inserito è detto donatore e il semiconduttore è di tipo N. L'operazione di inserimento di atomi differenti nel reticolo cristallino è chiamata drogaggio del semiconduttore e non può essere effettuato oltre una certa quantità.

La conduzione elettrica nei due tipi di cristallo risulta essere differente, mentre nel silicio di tipo P questa avviene per effetto dello spostamento delle lacune nella banda di valenza, nel silicio di tipo N il moto delle cariche è dovuto agli elettroni in eccesso, appartenenti agli atomi donatori passati nella banda di conduzione.

Mettendo in contatto due cristalli di silicio uno di tipo P e uno di tipo N otteniamo una giunzione P-N per diffusione, dove le lacune presenti nel cristallo P tendono a spostarsi in quello N, mentre gli elettroni liberi presenti nel cristallo N tenderanno a spostarsi in quello P. Tuttavia, questo fenomeno continua fintantoché il potenziale elettrico generato dallo spostamento di cariche non diventa tale da controbilanciare il moto di diffusione.

Pertanto in condizione di equilibrio (figura 1.7) la giunzione P-N è caratterizzata da una regione di confine, detta regione spaziale o di svuotamento, in cui avviene lo scambio di cariche tra le

porzioni di cristallo differentemente drogate e da un potenziale elettrico crescente da P verso N che si stabilizza al di fuori di questa regione.

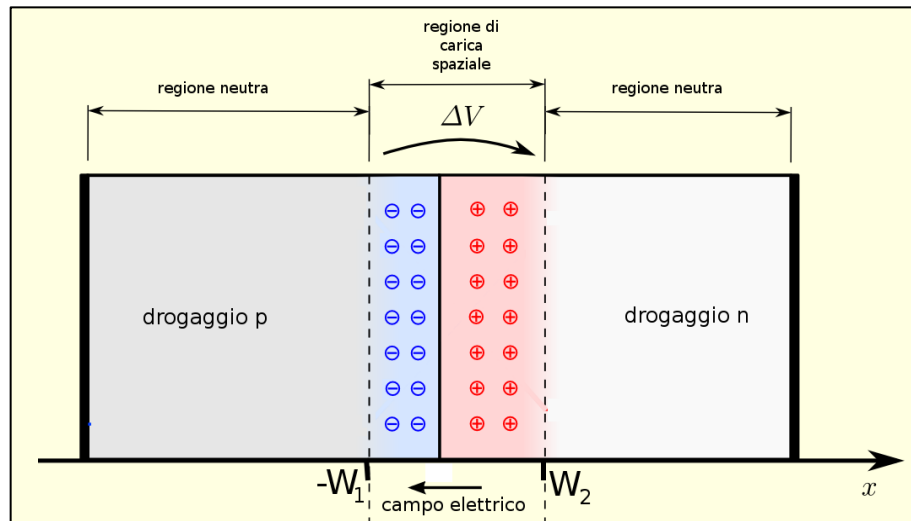


FIGURA 1.7 RAPPRESENTAZIONE SCHEMATICA DELLA GIUNZIONE P-N.

### 1.3 Conversione fotovoltaica

Il potenziale elettrico all'interno della giunzione P-N, insieme alla radiazione luminosa che investe il cristallo, sono alla base della generazione di corrente nelle celle fotovoltaica.

Consideriamo una giunzione investita da un flusso luminoso (figura 1.8). L'energia associata a tale flusso è in grado di liberare un numero di coppie elettrone/lacuna negli atomi di silicio che intercettano i fotoni con energia sufficiente.

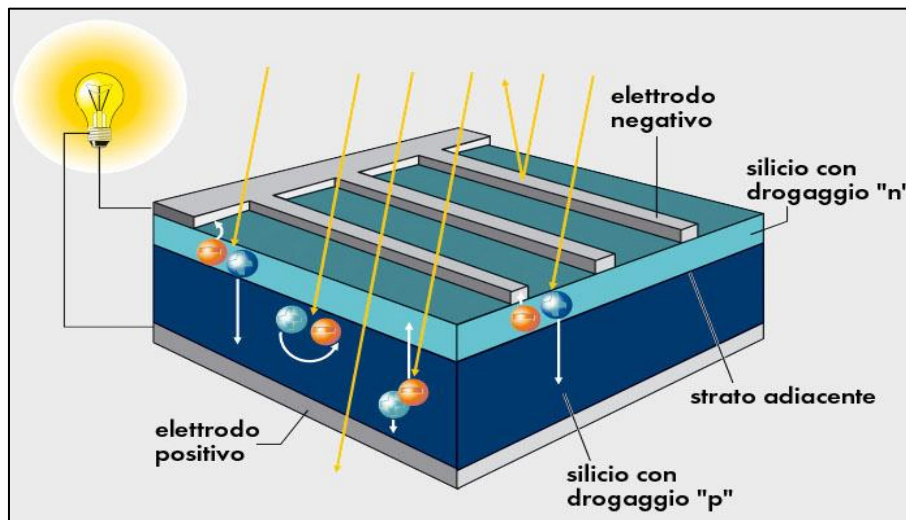


FIGURA 1.8 GIUNZIONE P-N INVESTITA DA FASCIO LUMINOSO.

Tale energia dipenderà unicamente dalla frequenza di radiazione:

$$E = h \cdot \nu$$

Dove  $\nu$  sta a rappresentare la frequenza e  $h \sim 6,63 \cdot 10^{-34} \text{J} \cdot \text{s}$  è la *costante di Plank*. Le coppie generate risentono del potenziale elettrico interno alla giunzione e si muovono di conseguenza,



per cui gli elettroni generati nella giunzione P vengono attirati verso la N, mentre le lacune generate nella giunzione N vengono attratte verso P. Così facendo la cella fotovoltaica si comporta come un generatore con il polo positivo sulla giunzione P e quello negativo sulla giunzione N.

Utilizzando come semiconduttore il silicio, l'energia necessaria a liberare una coppia elettrone-lacuna corrisponde ad una lunghezza d'onda massima di  $1.15\mu\text{m}$ . La frazione eccedente questo limite, avente cioè lunghezza d'onda maggiore risulta essere insufficiente, corrisponde circa a 25% dell'energia complessivamente contenuta nello spettro solare. Il rimanente 75% risulta in grado di liberare coppie elettrone-lacuna. Tutta via al diminuire della lunghezza d'onda, ai fotoni risulta associata un'energia sempre maggiore, in eccesso rispetto a quella richiesta. La parte in eccesso va inevitabilmente persa, ossia trasformata in calore. Di tutta l'energia che investe la cella solare sotto forma di radiazione luminosa, solo una parte viene convertita in energia elettrica disponibile ai morsetti.

I motivi di una bassa resa sono molteplici e possono essere raggruppati in categorie:

- Non tutti i fotoni incidenti sulla cella fotovoltaica penetrano all'interno, alcuni vengono riflessi e altri invece intercettati dall'elettrodo frontale.
- Alcune coppie elettrone-lacuna si ricombinano prima che queste possano essere separate dal campo elettrico interno alla giunzione. Questo tipo di perdite dipendono principalmente dal grado di purezza del silicio utilizzato.
- Parte dell'energia potenziale delle coppie elettrone-lacune che vengono separate risulta inefficace ai fini della conversione in energia elettrica e viene persa.
- Dal circuito equivalente (figura 1.9) si nota l'esistenza della resistenza serie  $R_S$  dovuta principalmente alla particolare realizzazione dell'elettrodo superiore della cella che deve mediare tra l'esigenza di realizzare un buon contatto ed oscurare il meno possibile la superficie della cella esposta alla luce (nel caso ideale  $R_S=0$ ).
- La resistenza  $R_{SH}$  detta resistenza di shunt, è un parametro chiave nelle prestazioni della cella, il suo valore è molto importante in quanto condiziona pesantemente l'efficienza del modulo in cui la cella viene inserita (nel caso ideale  $R_{SH}=\infty$ ).

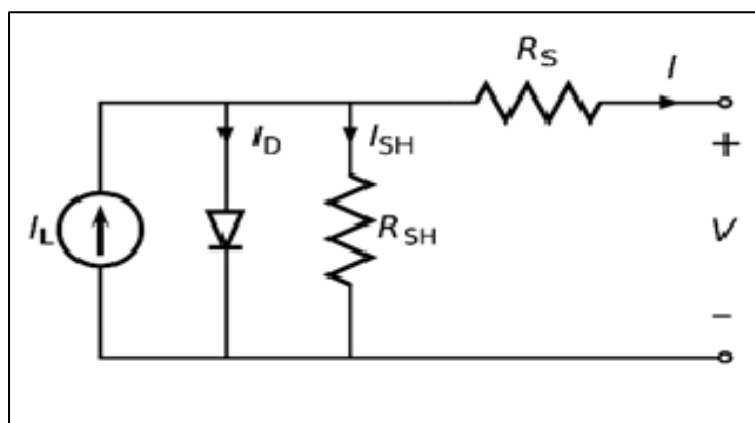


FIGURA 1.9 CIRCUITO EQUIVALENTE DI UNA CELLA FOTOVOLTAICA.



La caratteristica elettrica di una cella fotovoltaica di silicio cristallino è riportata in figura 1.10 dove possiamo osservare che:

- La condizione di lavoro ottimale della cella è rappresentata dal punto della caratteristica di tensione/corrente in corrispondenza del quale il prodotto  $V \cdot I$  che esprime la potenza elettrica ottenibile a parità di altre condizioni, risulta massimo ( $I_{MP} \cdot V_{MP}$ ). Il rapporto tra ( $I_{MP} \cdot V_{MP}$ ) e ( $I_{CC} \cdot V_{OC}$ ) (quest'ultimo rappresenta il prodotto della corrente di cortocircuito per la tensione a vuoto), viene chiamato fill-factor ( $FF$ ) o fattore di riempimento della cella. Valori tipici per le celle al silicio vanno da 0,75 a 0,80. Il fill-factor rappresenta un parametro di merito, elevati valori di questo parametro sono solitamente indicatori di migliori prestazioni.

$$FF = \frac{I_{MP} \cdot V_{MP}}{I_{CC} \cdot V_{OC}}$$

- La corrente di cortocircuito  $I_{CC}$  risulta di poco superiore alla corrente al punto di massima potenza  $I_{MP}$ .

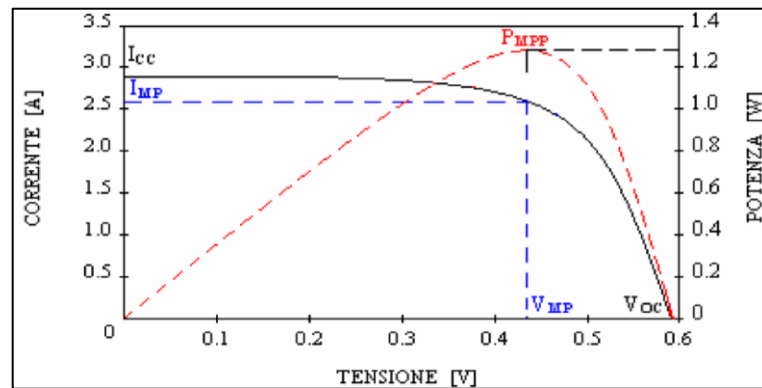


FIGURA 1.10 – CURVA TENSIONE CORRENTE DI UNA CELLA FOTOVOLTAICA.

Dal curva  $V \cdot I$  mostrata in figura 1.11 si vede che la tensione  $V_{OC}$  è presente con valori prossimi a quello massimo anche a bassissimi valori di radiazione solare, questo significa che l'unico modo per evitare la presenza di tensione ai morsetti di un generatore fotovoltaico consiste nell'oscurare totalmente la superficie captante.

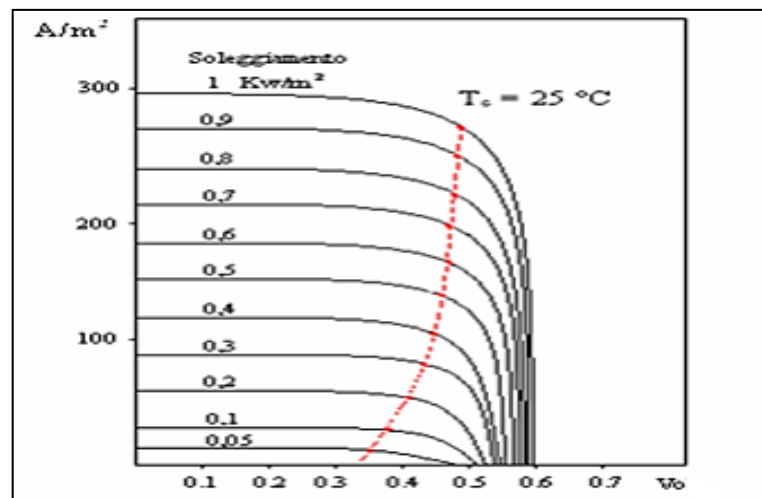


FIGURA 1.11 CURVA CARATTERISTICA IN FUNZIONE DELLA RADIAZIONE INCIDENTE.

Dallo stesso grafico osserviamo anche che l'intensità della corrente di cortocircuito varia in modo proporzionale al variare dell'intensità della radiazione solare.

Dalla figura 1.12 si può notare l'effetto che ha la temperatura su una cella quando è irradiata, infatti all'aumentare della temperatura della cella si registra sia una diminuzione della tensione a vuoto  $V_{OC}$ , e sia un aumento della corrente di corto circuito  $I_{CC}$ .

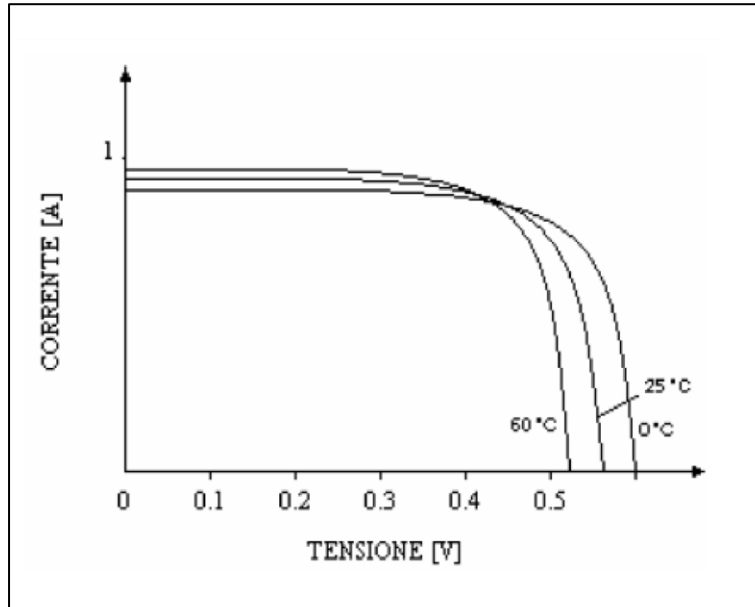


FIGURA 1.12 VARIAZIONE DELLA CURVA CARATTERISTICA IN FUNZIONE DELLA TEMPERATURA.

I due fenomeni anche se di segno opposto si traducono in una diminuzione della potenza di picco valutabile intorno al 6-7% per ogni aumento di 10 °C della temperatura delle celle (figura 1.13).

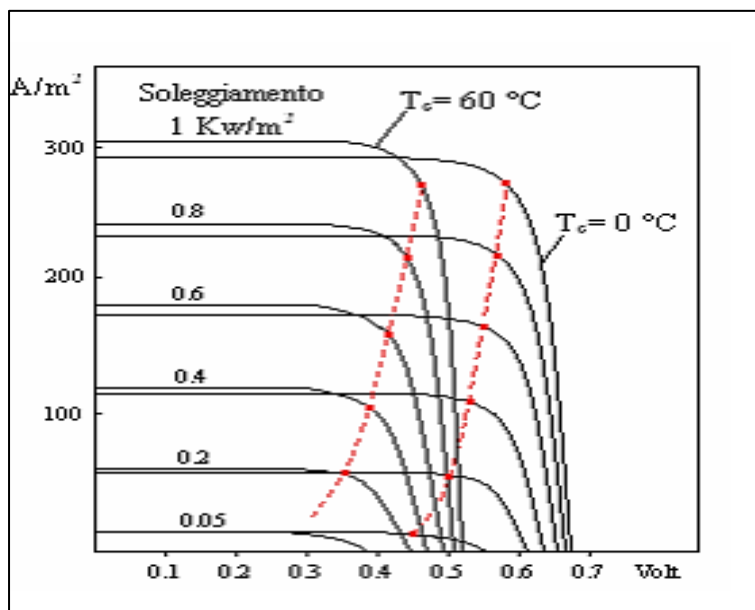


FIGURA 1.13 VARIAZIONE DELLA CURVA CARATTERISTICA IN FUNZIONE DELLA TEMPERATURA E DEL SOLEGGIAMENTO.

## 1.4 Le tipologie di celle fotovoltaiche

Nella produzione di dispositivi fotovoltaici le ricerche sono tutte orientate verso lo studio dei modelli che rispettano principalmente due esigenze. Elevati valori di efficienza e costi di produzione contenuti.

Il materiale più utilizzato per la produzione di celle fotovoltaiche è il silicio. Il motivo di tale scelta è dovuto al fatto che rispetto ad altri elementi semiconduttori, è disponibile in quantità pressoché illimitata e, oltretutto, è largamente utilizzato nell'industria elettronica che, con la rapidissima espansione degli ultimi decenni, ha agevolato lo sviluppo dei metodi di raffinazione, lavorazione e drogaggio. Inoltre da non sottovalutare il fatto che gli scarti della lavorazione dei componenti elettronici possono essere riciclati dall'industria fotovoltaica che tollera maggiori concentrazioni d'impurità  $10^{-5} \div 10^{-6}$  contro i valori  $10^{-8} \div 10^{-9}$  chiesti dall'industria elettronica.

### 1.4.1 Celle al silicio monocristallino

Secondo la tecnica più tradizionale, il silicio monocristallino è ottenuto da un processo detto di "melting" a partire da cristalli di silicio di elevata purezza che, una volta fusi, vengono fatti solidificare a contatto con un seme di cristallo: durante il raffreddamento, il silicio gradualmente si solidifica nella forma di un lingotto cilindrico di monocristallo del diametro di  $13 \div 20$  cm, con una lunghezza che possono arrivare fino a 200 cm.

Ottenuto il lingotto si procede con il taglio del wafer mediante una sega a filo, con spessori di  $150 \div 250$   $\mu\text{m}$ . Il ridotto spessore del wafer consente un buon sfruttamento del lingotto che però si paga con una fragilità maggiore della cella.

Arrivati a questo punto il silicio è puro e possiamo svolgere l'operazione di drogaggio attraverso gli elementi chimici come il boro (B) ed il fosforo (F). La creazione del substrato P avviene in fase di fusione sull'intero lingotto mediante l'aggiunta di una piccola quantità di boro in modo da creare un silicio drogato P. In seguito il wafer viene pulito mediante l'azione della soda per poi poter introdurre atomi di fosforo affinché si possa realizzare la giunzione P-N. Questo si ottiene facendo passare lentamente i wafer, ricoperti sul lato P con un materiale inibente, all'interno di un forno saturo di vapori fosforo per un tempo sufficiente a consentire la diffusione per una profondità che varia da  $0,4 \div 0,5$   $\mu\text{m}$ .

Per la connessione elettrica fra celle fotovoltaiche e il trasferimento dell'energia elettrica al carico esterno è necessario dotare la cella di due contatti metallici, uno sulla faccia esposta e l'altro su quell'opposta. Questi sono ottenuti per evaporazione sottovuoto di metalli a bassa resistenza elettrica con l'ausilio di una maschera ed effettuando dei trattamenti termici.

La metallizzazione della parte posteriore copre tutta la superficie, quella frontale deve consentire un ottimo trade-off tra massimo passaggio di elettroni liberi e quantità di superficie coperta.

Il passo successivo consiste nella deposizione di uno strato trasparente di biossido di titanio ( $\text{TiO}_2$ ) evaporato sotto vuoto fino con uno spessore che va da 0,70-1  $\mu\text{m}$ .

Le celle al silicio monocristallino sono più sensibili allo spettro luminoso vicino alla gamma dell'infrarosso con un massimo di sensibilità alla radiazione di lunghezza d'onda  $\lambda=0.704 \mu\text{m}$ . Le celle commerciali presentano rendimenti medi che vanno dal 15 al 21% e, per produrre una potenza di 1 Kwp, hanno bisogno di circa 6 metri quadrati.

#### 1.4.2 Celle al silicio policristallino

Grazie ai bassi costi di produzione le celle al silicio policristallino sono le più diffuse sul mercato. Invece di utilizzare un unico grande cristallo di silicio, questa tecnologia sfrutta un agglomerato di piccoli cristalli, la cui produzione è decisamente meno delicata e di conseguenza meno costosa. La preparazione del lingotto avviene tramite il “*Wacher Ingot Facturing Process*” (*WIFP*), il processo consiste nel fondere il silicio, purificato in precedenza, in un crogiolo al quarzo, porre il silicio fuso in uno stampo preriscaldato, e poi fare una solidificazione unidirezionale; lo stampo è costituito da elementi in grafite. Il processo di solidificazione è eseguito con un gradiente di temperatura verticale, controllato, per ottenere un blocco con strati orizzontali di silicio cristallino dal fondo fino alla cima. In questo caso, gli atomi non hanno una direzione preferenziale di crescita quindi si disporranno in modo casuale all'interno della struttura cristallina. Durante la fase di solidificazione tra un grano e l'altro vengono a depositarsi delle impurità che ostacolano il flusso della corrente, diminuendo l'efficienza di conversione fotovoltaica. In seguito si procede al taglio dei wafer quadrati aventi uno spessore simile a quello delle celle monocristallino. Per quanto riguarda il processo di diffusione delle zone P e N e le successive lavorazioni della cella di silicio policristallino sono del tutto analoghe a quelle incontrate nella cella monocristallina. Questo tipo di cella è ben riconoscibile visivamente a causa dei vari cristalli non omogenei (figura 1.14)



FIGURA 1.14 1) CELLA MONOCRISTALLINA 2) CELLA POLICRISTALLINA 3) CELLA AMORFA.

Le celle policristallino risultano più sensibili allo spettro luminoso all'interno della gamma dell'infrarosso con un massimo di sensibilità alla radiazione di lunghezza d'onda  $\lambda=0.920 \mu\text{m}$ .

Il minor costo delle celle al silicio policristallino rispetto a quelle monocristallino viene ripagato in un rendimento che scende al 14% per celle commerciali, e per produrre 1 Kwp di potenza: sono necessari circa 8 metri quadrati.

#### 1.4.3 Celle fotovoltaiche di 2 °generazione

A differenza della tecnologia cristallina dove il materiale semiconduttore si presenta solido in forma di wafer con spessore di qualche centinaio di micron, nelle celle di 2° generazione la materia attiva può essere ottenuta sotto forma di gas con il vantaggio di poter essere depositata in strati spessi pochi micron (celle a film sottile).

##### Celle fotovoltaiche in silicio amorfo

La cella in silicio amorfo è caratterizzata da più strati. La cella viene deposta su un substrato di vetro coperto da un ossido ( $\text{SnO}_2$ ) trasparente e conduttore il quale costituisce l'elettrodo frontale. Lo strato successivo è composto da una lega di silicio-carbonio drogata con boro. Segue lo strato attivo della cella formato di solo silicio amorfo e lo strato di drogaggio realizzato con gli atomi di fosforo. La struttura risulta essere sovrapposta così da rendere più efficace la raccolta della radiazione solare. I contatti sono realizzati mediante un'incisione laser nelle quali vengono formati le congiunzioni tra celle. Il processo di produzione risulta essere più economico e tra gli aspetti positivi c'è quello di poterlo depositare su superfici di qualsiasi forma geometrica, anche curve e persino su strati flessibili.

Un inconveniente da non sottovalutare riguarda la stabilità delle prestazioni nel corso della vita utile, in cui si verifica che durante i primi mesi di esposizione solare le celle in silicio amorfo subiscono un notevole decadimento dell'efficienza, provocando un calo della potenza di picco dell'ordine 10÷15% nelle prime cento ore di esposizione.

Questo tipo di cella ha un rendimento che va da 4-6% (monogiunzione) fino al 6-7% (doppia o tripla giunzione). Si adatta anche al caso di irraggiamento diffuso, cielo coperto, avendo un campo di sensibilità centrato nella gamma della radiazione visibile con il massimo di sensibilità alla radiazione di lunghezza d'onda pari a  $\lambda=0.522 \mu\text{m}$ . Questa tecnologia è principalmente dedicata alle micro applicazioni del fotovoltaico che spesso solo l'amorfo può coprire quali calcolatrici, orologi, gadget solari.

##### Celle fotovoltaiche al Tellururo di Cadmio

Il tellururo di cadmio ( $\text{CdTe}$ ) è un composto chimico cristallino. Ha caratteristiche simili all'arseniuro di gallio e al silicio, ma ha costi decisamente ridotti. Cadmio e tellurio sono considerati materiali di scarto.

La cella solare in  $\text{CdTe}$  (figura 1.15) è composta da seguenti parti:

- Il contatto frontale (diverse possibilità di ossidi).
- Il materiale finestra ( $\text{CdS}$  = Solfuro di Cadmio) che rappresenta la parte N della giunzione.
- Il materiale assorbitore ( $\text{CdTe}$ ), la parte P della giunzione.

- Il contatto posteriore (un metallo tipo il rame).

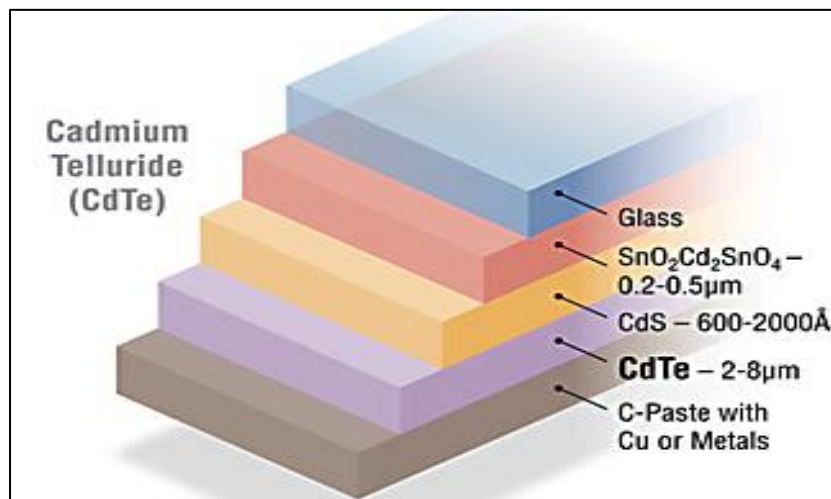


Figura 1.15 Illustrazione schematica di un tipico dispositivo a film sottile Tellururo di cadmio.

I costi contenuti hanno ovviamente determinato, per questo tipo di pannelli fotovoltaici, un bacino di utenza molto vasto.

A questo, si aggiungono delle altre qualità:

- Le celle solari al tellururo di cadmio hanno una migliore capacità di assorbire la luce, rispetto a quelli al silicio, ad esempio, si comportano meglio anche in condizioni di scarsa luminosità, mentre in condizioni normali rispondono meglio all'esposizione diretta alla luce del sole e alle temperature elevate.
- I tempi di realizzazione dei pannelli, una volta opportunamente ottimizzati e automatizzati, si riducono a un minuto a modulo.
- Il tellururo di cadmio, opportunamente trattato, si rivela particolarmente stabile, durante l'arco di alcuni decenni. Il tempo di ritorno energetico è, inoltre, più breve rispetto a quello di altre tecnologie fotovoltaiche.
- È anche quello con l'impronta di carbonio più bassa.

I moduli CdTe hanno raggiunto efficienze commerciali del 10%, ma a livello sperimentale di laboratorio si arriva a efficienze che superano il 22%.

#### Celle fotovoltaiche calcopirite tipo CIS e CIGS

La nomenclatura calcopirite deriva dal materiale  $\text{CuFeS}_2$  che genericamente indica composti chimici del tipo  $\text{ABC}_2$  che di per se non ha alcuna proprietà fotovoltaica. La combinazione degli elementi di A (rame, argento, oro), B (alluminio, Gallio, Indio) e C (Zolfo, Selenio, Tellururo) dà origine ad un composto che invece presenta un effetto fotovoltaico.

È composta da più elementi depositi su un substrato che può essere rigido o flessibile (figura 1.16), le combinazioni più interessanti sono la base  $\text{CuInSe}_2$  (CIS) e la mista  $\text{Cu(In,Ga)Se}_2$  (CIGS). La tecnologia è arrivata ad ottenere efficienze medie del 13%.

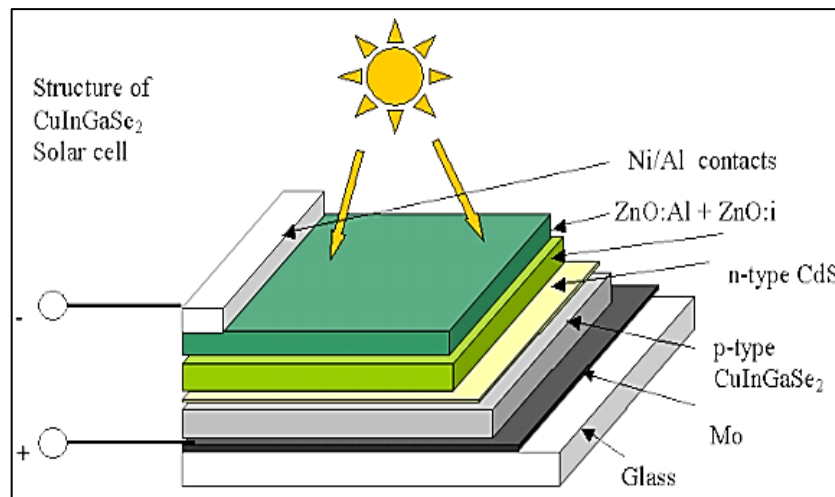


FIGURA 1.16 STRUTTURA DI UNA CELLA TIPO CIGS.

#### 1.4.4 Celle fotovoltaiche di 3 °generazione

Nella 3° generazione di celle fotovoltaiche si è mirato alla semplificazione del processo produttivo ed alla sua economicità. Con la terza generazione entrano in scena i materiali a base chimico-organica, permettendo di sfruttare i vantaggi della sintesi organica legati alla disponibilità di materiale per uso fotovoltaico in grandi quantità e con processi di produzione già collaudati ed efficienti in altri ambiti. Tra gli esempi principali di questo nuovo filone di sviluppo tecnologico troviamo le Celle Organiche le celle Polimeriche e le Celle Gratzel.

##### Celle organiche OPV (Organic PhotoVoltaic)

Nelle celle organiche OPV tutti i materiali attivi sono di base organica. A differenza delle celle tradizionali dove le tre funzioni di assorbimento della luce, generazione delle cariche di trasporto degli elettroni sono coperte da un solo materiale (il silicio), nelle celle organiche troviamo una coppia di materiali con funzioni separate ed ottimizzate per assolvere le funzioni in modo analogo a quanto succede nella clorofilla vegetale. Attualmente le migliori prestazioni si aggirano intorno al 6%. Le celle organiche possono essere realizzate in forma di film sottili flessibili di ottimo rapporto energia/peso ed hanno il vantaggio di essere riciclabili al 100%. Una volta raggiunta la maturità tecnologica, un uso adatto potrebbe essere quello di integrazione in semitrasparenza nelle superfici vetrate degli edifici, integrate nelle carrozzerie delle automobili o addirittura nei vestiti.

##### Celle polimeriche

Tra tutte le celle di terza generazione, le polimeriche sono in prospettiva futura le più interessanti. Sono costituite da uno strato spesso 100 nm di un materiale foto attivo compreso tra due elettrodi, uno dei quali è trasparente ed è supportato da un materiale rigido (vetro) o flessibile (Tefzel). Il materiale foto attivo è una miscela di polimero semiconduttore (assorbitore) ed un materiale accettore: la nanostruttura del materiale assorbitore è la chiave dell'efficienza della cella.

Attualmente le celle polimeriche hanno in laboratorio efficienze comprese tra 5 ÷ 6,5% ma assemblate in moduli in moduli scendono al 3%.

### Celle di Gratzel

Nelle celle di Gratzel avviene un processo in cui un colorante organico (simile alla clorofilla) assorbe i fotoni incidenti trasformando l'energia solare in energia elettrica. La struttura della cella è formata da nano particelle mescolate con un elettrolita liquido. Le molecole del sensibilizzatore eccitate dalla radiazione solare generano le coppie elettrone–lacuna che viene separata dalle nano particelle e veicolata dall'elettrolita verso i contatti (figura 1.17).

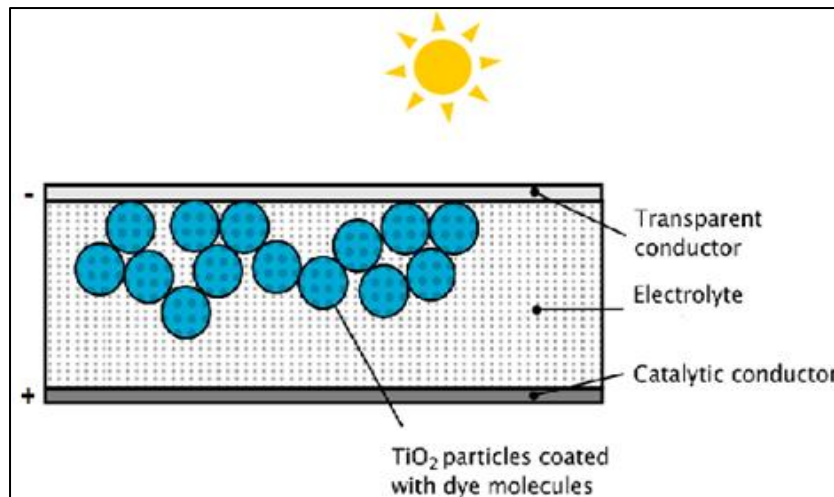


FIGURA 1.17 SCHEMA DI FUNZIONAMENTO CELLA GRATZEL.

Tra i vantaggi troviamo il fatto che sono costituite da materiali facilmente reperibili, che hanno la possibilità di essere flessibili e colorate con un costo di produzione ridotto. Al momento sono state registrate efficienze massime intorno al 11% in laboratorio. Ancora problematiche vengono riscontrate sull'uniformità di prestazione e sulla stabilità a lungo termine.



## *Capitolo 2*

### **MODULI FOTOVOLTAICI**

#### **2.1 Tecnologia costruttiva dei moduli fotovoltaici**

Per utilizzare in maniera proficua l'energia prodotta dalle celle esse vengono riunite in moduli all'interno dei quali un certo numero di celle sono connesse in combinazioni serie e parallelo in modo da poter avere la tensione e la corrente d'uscita entro gli intervalli desiderati. Inoltre in questo modo la potenza di un singolo modulo raggiunge valori di utilità pratica (ogni singola cella eroga solo pochi watt).

Poiché le celle sono molto fragili, il modulo è incapsulato in una struttura che deve soddisfare diverse caratteristiche:

- Deve essere in grado di fornire consistenza meccanica all'insieme delle celle.
- Deve proteggerle dalle sollecitazioni meccaniche provenienti dall'esterno (agenti atmosferici, vento, urti, grandine, ecc.).
- Deve isolare elettricamente le celle verso l'esterno.
- Deve resistere ai raggi ultravioletti, alle basse e alte temperature, agli sbalzi di temperatura.
- Deve smaltire il calore per evitare un eccessivo riscaldamento delle celle e la conseguente riduzione di efficienza.
- Deve essere trasparente alla luce incidente.
- Deve durare nel tempo (la vita media di un pannello deve essere di almeno 20 anni).

La struttura del modulo è schematicamente mostrata in figura 2.1: partendo dal fondo si trova un supporto costituito da vetro temperato o uno strato di Tedlar. Il Tedlar è uno speciale polimero con proprietà di isolamento elettrico e di protezione dagli agenti atmosferici con ottima resistenza all'invecchiamento, anche con forti esposizioni ai raggi ultravioletti. Questi strati di chiusura posteriore devono avere anche buone proprietà di conduzione del calore per favorire lo smaltimento termico.

Le celle vere e proprie si trovano incapsulate in un doppio strato, di EVA (acetato vinile etilenico) che coniuga le proprietà di isolamento e protezione dagli agenti atmosferici ad un'ottima trasparenza e un indice di rifrazione molto simile sia a quello del silicio che a quello del vetro, minimizzando i fenomeni di rifrazione e riflessione della luce alle interfacce. Lo strato superiore è realizzato di solito in vetro temperato.

Il sandwich così costituito viene posto in un forno di laminazione in cui tramite riscaldamento a 150 °C, si realizza la sigillatura dei componenti, l'EVA diviene trasparente e si eliminano l'aria e il vapore intrappolati tra gli interstizi, in modo da minimizzare i possibili processi di corrosione. Il modulo viene infine inserito in una cornice di alluminio dalla quale il modulo è separato con uno strato gomma; la cornice, oltre che per funzioni di supporto, serve anche a garantire meglio

che il lato del pannello sia sigillato per prevenire l'infiltrazione di umidità che può causare ossidazioni e de laminazione del pannello, rendendolo inutilizzabile. Sul mercato sono disponibili anche pannelli senza cornice per una più facile integrazione architettonica.

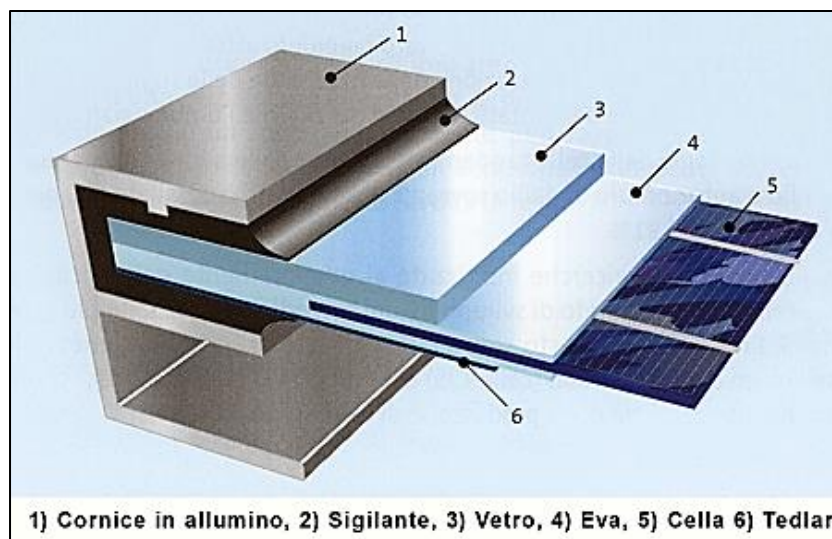


Figura 2.1 Sezione di un modulo fotovoltaico in silicio cristallino.

Il numero delle celle presenti in ogni singolo modulo fotovoltaico assume generalmente valori standard: 36, 60, 72, 96 a cui corrispondono dimensioni variabili che vanno da 1 a 2,5 m<sup>2</sup>.

## 2.2 Composizione di un modulo a film sottile

A differenza del modulo a cristallino, questi non necessitano dello strato in EVA superiore in quanto le celle sono depositate direttamente sul substrato. Il modulo risulta avere un aspetto molto gradevole in quanto si presenta come una superficie di colore uniforme di colore nero, questa caratteristica lo ha reso particolarmente gradito ad architetti e designer. Avendo una certa libertà di scelta del substrato sul quale depositare le celle di silicio amorfo, sono state sperimentate varie soluzioni dedicate all'integrazione architettonica con gli elementi costruttivi tipici dell'edilizia civile.

Dal punto di vista costruttivo, non esista una configurazione fissa per la loro realizzazione, in genere i costruttori tendono a ricoprire la forma degli elementi di fabbricazione edili esistenti, così da facilitare la sostituzione che può essere parziale o totale, di questi ultimi con componenti fotovoltaici.

## 2.3 Pannelli a concentrazione

I pannelli fotovoltaici a concentrazione sono sistemi in cui si usano delle lenti per concentrare la radiazione solare sulla cella, cercando contemporaneamente di aumentare l'efficienza e ridurre i costi. Il principio che sta alla base è che la componente di costo più rilevante in un pannello fotovoltaico è il materiale semiconduttore delle celle: l'idea è quella di usare una cella molto

piccola e di concentrare sulla sua superficie ridotta la luce che colpirebbe una superficie più grande per mezzo di specchi o di lenti.

Un esempio di sistema a specchi è mostrato in figura 2.2, dove uno specchio primario ha la funzione di concentrare la luce su uno specchio secondario che a sua volta indirizza la luce sulla cella, posta in corrispondenza del centro dello specchio primario.

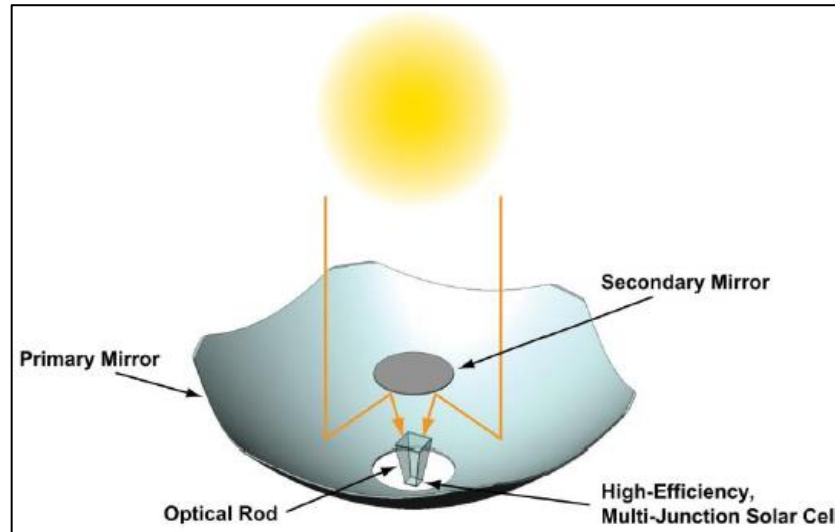


FIGURA 2.2 CELLA A CONCENTRAZIONE A SPECCHI.

Nei sistemi a concentrazione si usa tipicamente una lente di Fresnel, cioè una lente in cui viene eliminato il corpo e mantenuta la curvatura del profilo (figura 2.3); tipicamente le celle usate sono quelle a multi-giunzione caratterizzate dal fatto di essere costituite da elementi che appartengono al gruppo III-V della tavola periodica (Fosforo di Indio, Antimoniuro di Gallio).

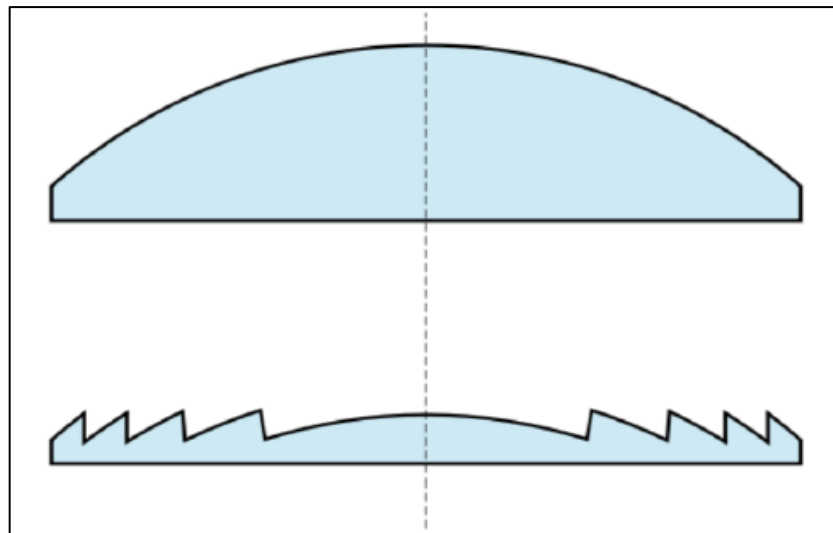


FIGURA 2.3 CONFRONTO TRA UNALENTE NORMALE (SOPRA) E UNA EQUIVALENTE FRESNEL.

Da non sottovalutare il problema dello smaltimento del calore: infatti concentrando la luce in una piccola superficie, la densità di potenza cresce come il fattore di concentrazione e le temperature locali della cella possono essere molto alte. Temperature alte oltre a portare un calo dell'efficienza

possono anche danneggiare la cella, e quindi risulta necessario provvedere alla dissipazione del calore. I sistemi di dissipazione impiegati vanno da semplici dissipatori alettati passivi, a sistemi più complessi (heat pipe) fino a sistemi raffreddati ad acqua.

A causa della curvatura della lente, i sistemi a concentrazione per essere sfruttati al meglio devono trovarsi perpendicolari alla radiazione e quindi devono essere equipaggiati con sistemi di puntamento in modo da seguire il movimento del sole. Inoltre, ha senso utilizzarli solo a quelle latitudini in cui la radiazione prevalente sia diretta, altrimenti la resa è troppo bassa.

I pannelli a concentrazione si classificano in base al fattore di concentrazione:

- Sistemi a bassa concentrazione: da 2 a 10
  - Non richiedono raffreddamento.
  - Possono usare celle in silicio.
  - Non richiedono sistemi di puntamento.
- Sistemi a media concentrazione: da 10 a 100
  - Necessitano di un sistema di puntamento.
  - Necessitano di un sistema di raffreddamento.
- Sistemi ad alta concentrazione: sopra 100
  - Alta densità di corrente
  - Si possono usare celle multi-giunzione (efficienza fino al 40%)
  - Servono sistemi di raffreddamento complessi
  - Servono sistemi di puntamento molto precisi (con fattore 500 l'errore massimo è  $10^{-3}$  rad)

## **2.4 Condizioni di prova standard (STC)**

Per rendere i dati di targa dei pannelli confrontabili tra loro sono state definite delle condizioni di prova standard (STC: Standard Test Conditions). Secondo la “norma IEC/EN 60904” esse sono:

- Irraggiamento sul piano del modulo:  $1000 \text{ W/m}^2$ .
- Temperatura delle celle:  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .
- Distribuzione spettrale corrispondente a  $\text{AM} = 1.5$ .

I dati di targa vengono ricavati esponendo i pannelli o la cella in un simulatore solare che riproduce le condizioni di prova standard.

I simulatori solari più utilizzati sono di tre tipi:

- Simulatori a funzionamento continuo.
- Simulatori a flash.
- Simulatori ad impulsi.

Per aumentare la fedeltà della simulazione, vengono interposti tra la sorgente e il dispositivo sotto misura dei filtri che vanno a simulare le diverse condizioni di assorbimento atmosferico, cioè diversi valori di Air Mass.

Nella realtà degli impianti le celle funzionano spesso in condizioni ambientali molto diverse, in particolare per quanto riguarda la temperatura. Per questi motivi è stata introdotta la temperatura della cella in condizioni operative nominali (*NOCT: Nominal Operating Cell Temperature*).

Queste condizioni operative sono:

- Irraggiamento sul piano del modulo: 800 W/m<sup>2</sup>.
- Temperatura dell'aria: 20 °C.
- Velocità dell'aria sul retro del modulo: 1 m/s.
- Modulo funzionante a vuoto.

Il costruttore specifica la NOCT, che di solito è compresa tra 40-50 °C; minore è il valore, maggiore è la capacità della cella di smaltire il calore.

Se la cella si trova esposta ad un irraggiamento sul piano dei moduli ( $G_P$ ) diverso da 800 W/m<sup>2</sup> e ad una temperatura ambiente  $T_{amb}$  diversa da 20 °C si porta alla temperatura data da:

$$T_{cell} = T_{amb} + G_P \cdot \left( \frac{NOCT - 20^\circ}{800} \right)$$

Ora noto il coefficiente di temperatura  $C_T$ , è possibile stimare la variazione percentuale di potenza resa:

$$\Delta P_m(\%) = C_T \cdot (T_{cell} - 25^\circ)$$

## 2.5 Connessioni tra celle e moduli

I sistemi fotovoltaici sono caratterizzati da una struttura piramidale: dove le celle collegate in serie o parallelo vanno a formare un pannello; l'interconnessione in serie di più pannelli va a formare una stringa; più stringhe collegate in parallelo vanno a formare un campo fotovoltaico.

Lo scopo dell'interconnessione è quello di avere all'uscita la potenza generata con valori di tensione e corrente adeguati: quindi possiamo affermare che la connessione in serie ci permette di incrementare la tensione, invece la connessione in parallelo ci permette di incrementare la corrente.

Questa modularità è uno dei vantaggi propri della tecnologia fotovoltaica, che ci permette di generare facilmente una qualsiasi potenza desiderata.

### 2.5.1. Connessione di celle in serie

Consideriamo un modulo costituito da n-celle connesse in serie, come mostrato in figura 2.4, in cui, per semplicità, andiamo a considerare dei modelli ideali delle celle.

In condizioni di illuminazione uniforme e nell'ipotesi che tutte le celle siano uguali possiamo scrivere:

$$\begin{cases} I_{Li} = I_{Ci} \quad \forall i \\ V_m = I_m \cdot R_L = \sum_{i=1}^n V_{Ci} \\ I_m = I_{Ci} \quad \forall i \\ I_{Di} = I_{Li} - I_{Ci} \end{cases} \quad (1)$$

La tensione totale  $V_m$  sarà determinata dal particolare punto di lavoro imposto dal carico supposto resistivo, la corrente dei diodi del modello sarà data dalla corrente fotogenerata meno la corrente sul carico; la corrente nei diodi determinerà la tensione d'uscita di ogni singola cella e la tensione totale sarà n-volte la tensione della singola cella.

Supponiamo ora che la cella n-esima sia completamente oscurata (ad esempio perché una foglia è caduta sul pannello, oppure per la proiezione dell'ombra di un oggetto in prossimità del pannello). In questo caso abbiamo che:

$$\begin{cases} I_{Li} = \text{cost} \quad \forall i \neq n \\ I_{Ln} = 0 \end{cases} \quad (2)$$

Analizzando il circuito si vede che non esiste una maglia in cui si possa chiudere un'eventuale corrente del carico, perché se entrasse una corrente nel morsetto negativo della cella n-esima troverebbe un generatore di corrente spento (che corrisponde ad un circuito aperto) e un diodo, che però dovrebbe essere percorso dal catodo verso l'anodo.

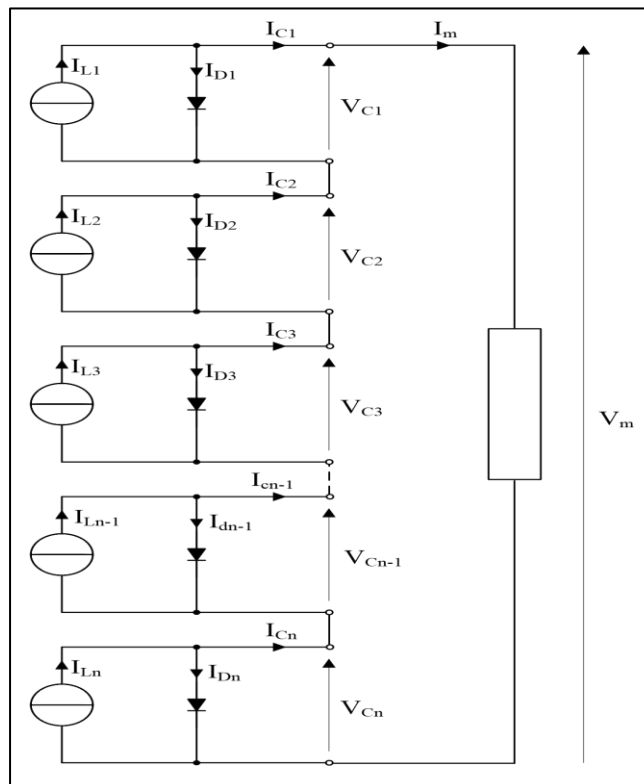


FIGURA 2.4. MODULO DI N-CELLE COLLEGATE IN SERIE.

La tensione  $V_m$  e la corrente  $I_m$  si annullano e non c'è più potenza generata ai morsetti. Le altre celle però sono illuminate, e la loro corrente fotogenerata è sempre uguale al valore costante precedente: queste correnti non hanno altra via che scorrere nel diodo del modello e quindi la tensione delle celle illuminate corrisponde alla tensione  $V_{OC}$  per il livello di irraggiamento considerato.

Possiamo ora scrivere la legge di Kirchhoff alla maglia; si ottiene:

$$V_{Cn} = -\sum_{i=1}^{n-1} V_{OCi} \quad (3)$$

Sulla cella oscurata si ha tensione inversa pari alla somma delle tensioni a vuoto delle celle illuminate. Fino a questo punto, la situazione descritta sembra problematica solo per il fatto che la serie di celle smette completamente di produrre energia, un limite grave ma non distruttivo.

Consideriamo ora una situazione intermedia, cioè il caso in cui la cella n-esima sia solo parzialmente ombreggiata: conseguentemente la sua corrente foto generata sarà compresa tra zero e il valore delle altre celle pienamente illuminate.

Ipotizzando che tutte le celle abbiano la stessa corrente ai morsetti esterni e supponendo che la corrente fotogenerata nella cella n-esima scorra tutta nei morsetti esterni e non ci sia quindi corrente  $I_{Dn}$ : la corrente di tutte le celle deve quindi coincidere con  $I_{Ln}$ . Rispetto alla condizione iniziale in cui tutte le celle erano uniformemente illuminate, nelle prime  $n - 1$  celle avverrà una redistribuzione della corrente fotogenerata tra il diodo e i morsetti esterni per rispettare questa condizione. In particolare, poiché la corrente fotogenerata è rimasta costante, ma è diminuita la corrente ai morsetti esterni, deve aumentare la corrente nel diodo, con un conseguente aumento della tensione ai morsetti. In questo caso la (3) diventa:

$$V_{Cn} = V_m - \sum_{i=1}^{n-1} V_{Ci} \quad (4)$$

dove  $V_{Ci}$  rappresenta il valore effettivo della tensione ai morsetti per le  $n - 1$  celle illuminate in pieno; questa tensione sarà leggermente inferiore a quella a circuito aperto ma darà comunque luogo ad una tensione per la cella n-esima negativa e ben diversa da zero, il che, tra l'altro, giustifica l'affermazione iniziale per cui la corrente del diodo n-esimo sia nulla (il diodo è infatti contro polarizzato) e conferma che l'ipotesi iniziale è corretta.

Da questa analisi si possono trarre alcune importanti conclusioni; la prima riguarda il fatto che il comportamento di una stringa di celle connesse in serie, in particolare la corrente erogata, viene determinato dal comportamento della cella meno illuminata o più in generale meno performante. Questa situazione è mostrata in figura 2.3.

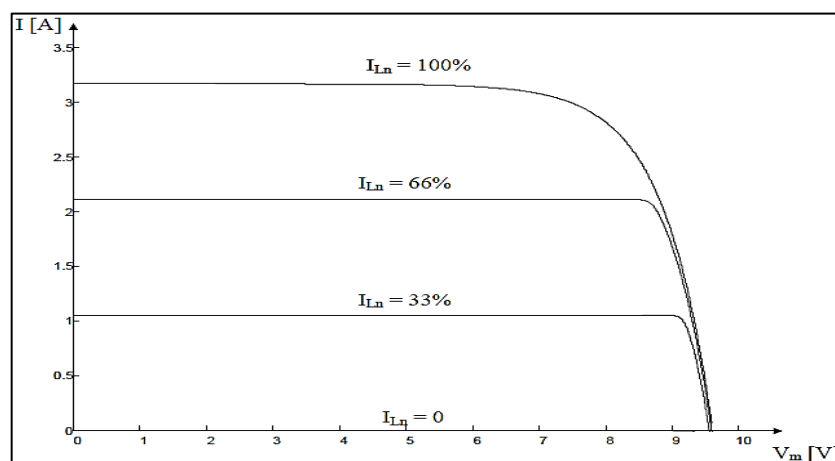


FIGURA 2.3 CARATTERISTICA DI UN MODULO DI N-CELLE COLLEGATE IN SERIE AL VARIARE DELL'ILLUMINAZIONE DELLA CELLA-N.

Il concetto è ulteriormente ribadito in figura 2.4 dove è mostrata la curva di potenza erogata dal modulo: la penalizzazione con una cella in ombra è evidente.

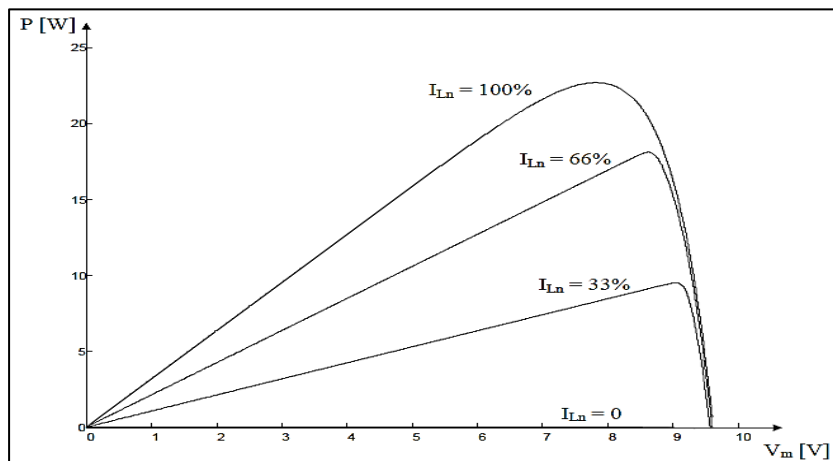


FIGURA 2. 4 POTENZA GENERATA DALLA STRINGA AL VARIARE DELL'ILLUMINAZIONE DELLA CELLA-N.

La seconda conclusione riguarda il fatto che quando una cella del modulo è problematica ad essa risulta applicata una tensione negativa; se siamo in condizioni di ombreggiamento totale (corrente fotogenerata nulla) la tensione inversa è massima ma la corrente è nulla: la potenza dell'intero modulo si annulla senza ulteriori effetti collaterali. Se invece l'ombreggiamento non è totale la corrente è diversa da zero e ha il solito verso: questo, combinato con l'inversione del segno della tensione, determina il fatto che il segno della potenza sulla cella si inverte anch'esso, trasformando la cella da generatore a carico.

La potenza assorbita produce un riscaldamento della cella ombreggiata che, se supera un livello critico, può causare danni permanenti alla cella, rendendo di fatto inutilizzabile l'intero pannello. Il fenomeno appena descritto va sotto il nome di "hot-spot".

Indirettamente si capisce quanto sia importante evitare che il pannello venga investito da ombre durante il funzionamento, cosa che è possibile ottenere studiando attentamente il luogo di installazione.

In generale possiamo dire che sarebbe meglio evitare in qualsiasi situazione che la tensione ai capi di una cella problematica diventi negativa. Un modo semplice per ottenere questo risultato consiste nell'installare un diodo in antiparallelo ad ogni cella (figura 2.5).

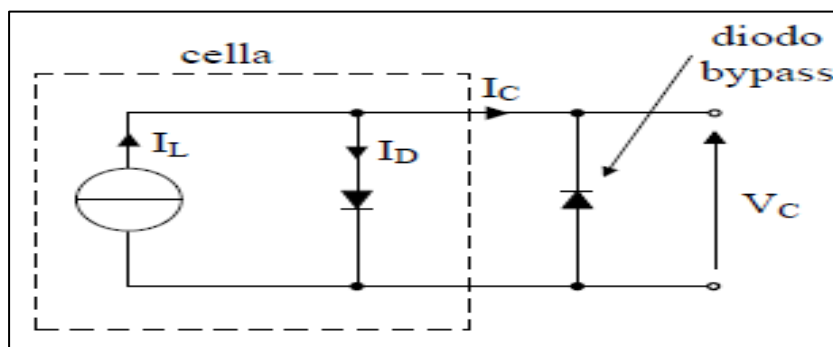


FIGURA 2.5 CELLA CON DIODO BY-PASS.



Con questa configurazione se la tensione inizia ad invertirsi, non appena viene raggiunto un valore pari alla soglia del diodo di bypass (circa 0.7 V), quest'ultimo entra in conduzione limitando significativamente il fenomeno.

L'effetto complessivo sul pannello è mostrato in figura 2.6: dove anche quando l'illuminazione della cella in ombra scende molto, la penalizzazione risulta ridotta rispetto a caso precedente.

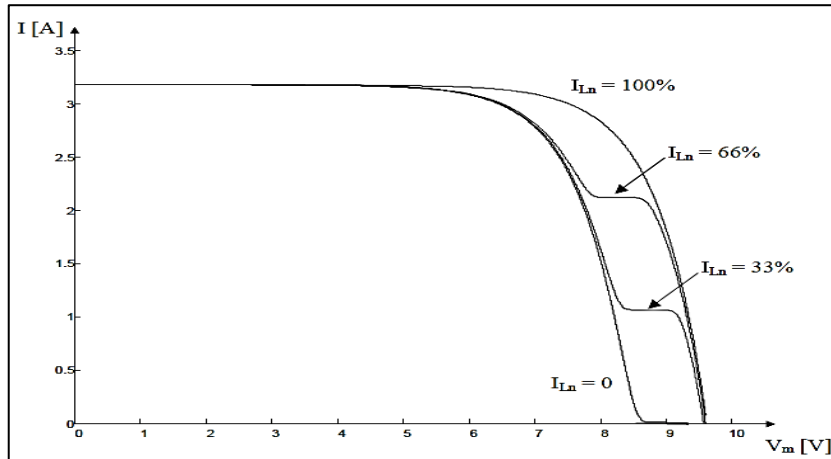


FIGURA 2.6 CARATTERISTICA DELLA SERIE DI CELLE QUANDO UNA DI QUESTE, PROTETTA DA DIODO BYPASS, EROGA UNA CORRENTE INFERIORE RISPETTA ALLE ALTRE.

Considerazioni simili si possono fare per la potenza generata confrontando le figure 2.4 e la figura 2.7.

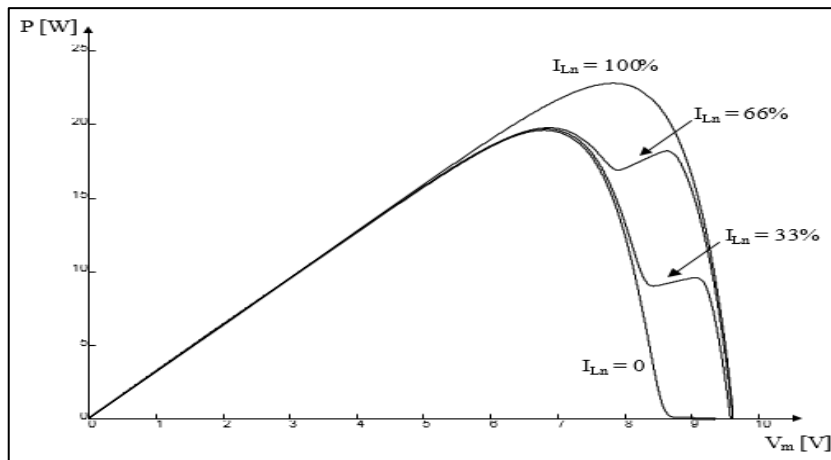


FIGURA 2.7 POTENZA GENERATA DELLA SERIE DI CELLE QUANDO UNA DI QUESTE, PROTETTA DA DIODO BYPASS, EROGA UNA CORRENTE INFERIORE RISPETTA ALLE ALTRE.

Idealmente servirebbe un diodo per ogni cella, ma in questo modo la costruzione del modulo risulterebbe molto più complicata, facendo lievitare ulteriormente i costi, allora si preferisce usare un diodo ogni 12-18 celle circa (2 o 4 diodi per modulo). Il discorso appena sviluppato è ovviamente applicabile al livello gerarchico superiore, cioè quello formato da una stringa di pannelli di cui uno riceva un irraggiamento inferiore. Anche in questo caso la soluzione può essere un diodo di bypass, che, se non previsto dal costruttore, può essere aggiunto esternamente.

### 2.5.2 Connessione di celle, moduli o stringhe in parallelo

Le celle, i moduli o le stringhe vengono connesse in parallelo per aumentare la corrente d'uscita dell'impianto. In generale questo tipo di collegamento vien fatto tra stringhe e a parità di condizioni di illuminazione e se si rispetta l'accorgimento di collegare moduli o stringhe di caratteristiche uguali e in ugual numero, le tensioni d'uscita risultano essere simili e non vengono riscontrati problemi particolari.

Analizziamo il caso in cui in un collegamento in parallelo una stringa venga ombreggiata completamente: questa diventerebbe un carico per le altre stringhe e verrebbe attraversata da una corrente potenzialmente pari alla somma delle correnti delle altre stringhe se ciò accade si verifica che la stessa subisce una riduzione della sua tensione di uscita, creando una dissipazione di potenza che può provocare danni al sistema.

Nel caso di ombreggiamento parziale invece avremmo una diminuzione della potenza erogata dalla stringa ombreggiata, ma considerando che la tensione a vuoto non varia molto al variare dell'illuminazione della cella, difficilmente si verranno a creare le condizioni per l'effettiva presenza di una corrente inversa.

Molti più problemi vengono causati nel caso in cui una delle stringhe in parallelo si guasti, ad esempio per un corto circuito, risulta necessario proteggere l'impianto, sia da un possibile danneggiamento, e sia per il fatto che la stringa in corto circuito drenerebbe tutta la corrente generata dalle altre stringhe, rendendo nulla la produzione di energia.

Sulla base di queste considerazioni esistono varie soluzioni per gestire queste situazioni. In generale l'impianto viene dotato di un dispositivo di protezione in serie alle celle (figura 2.9).

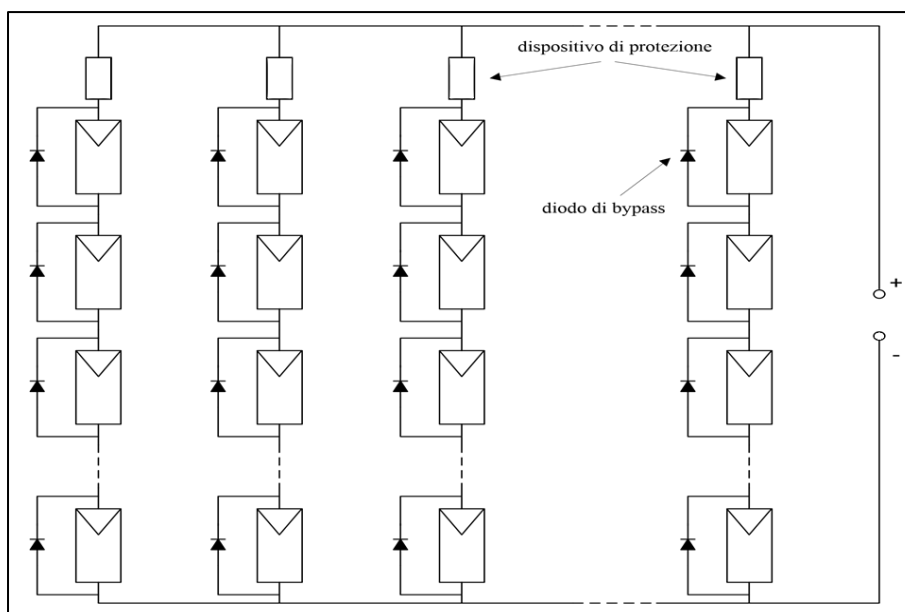


FIGURA 2.9 SCHEMA DI PIÙ STRINGHE COLLEGATE IN PARALLELO DOVE SONO PRESENTI SIA I DIODI BYPASS CHE SIA I DISPOSITIVI DI PROTEZIONE.

Una soluzione adottata, e consigliata anche dalla “Guida CEI 82-25”, consiste nell’installare i diodi di stringa. Questi sono chiamati diodi di blocco e devono essere dimensionati per sopportare

il doppio della tensione a vuoto del modulo o della stringa e per una corrente pari a 1.25 volte la corrente di cortocircuito. Da non sottovalutare il fatto che questi diodi sono percorsi dalla corrente del modulo o della stringa e questo è causa di: caduta di tensione all'uscita con conseguente calo di potenza e un di riscaldamento del diodo. Per limitare le perdite si possono impiegare dei diodi Schottky che hanno una tensione diretta inferiore di quella dei diodi normali. Il riscaldamento del diodo invece deve essere limitato con opportuni dissipatori perché questa è una delle cause più frequenti di rottura dei diodi di blocco. Oltre alle perdite di potenza, uno dei maggiori difetti di questa soluzione consiste nel fatto che spesso i diodi si rompono in corto circuito e così l'effetto di protezione viene a mancare.

In alternativa si possono inserire dei fusibili che hanno il vantaggio di non dar luogo a rilevanti perdite di potenza e il loro intervento è facilmente identificabile e sicuro.

Altra soluzione è quella di usare degli interruttori automatici in serie alle stringhe. Configurazione che dal punto di vista funzionale risulta essere la migliore e oltretutto andrebbe a incorporare anche la funzione di sezionamento richieste dalla normativa.



## Capitolo 3

# L'INVERTER PER APPLICAZIONI FOTOVOLTAICHE

### 3.1 Considerazioni generali e principali tipologie di inverter

L'evoluzione tecnologica nel campo degli inverter per applicazioni fotovoltaiche ha portato allo sviluppo di apparati sempre più sofisticati e performanti, tanto che oggi si potrebbe definire l'inverter come il cuore di tutto l'impianto, al quale è richiesto di gestire la sezione in corrente continua, la connessione con la rete elettrica e la comunicazione con il sistema di raccolta dati.

La necessità di utilizzare l'inverter negli impianti fotovoltaici risulta essere evidente. Infatti per poter sfruttare in maniera efficiente la radiazione solare per la produzione di energia elettrica è necessario tenere conto dei seguenti problemi:

- I generatori fotovoltaici producono corrente continua mentre tutte le applicazioni domestiche e industriali richiedono corrente alternata con certi requisiti standardizzati.
- La caratteristica corrente-tensione di un generatore fotovoltaico e di conseguenza la sua capacità produttiva variano in funzione delle condizioni di illuminazione.
- I generatori fotovoltaici producono la massima potenza solo se collegati ad un carico che li forza a lavorare nel punto MPP (punto di massima potenza).

La soluzione dei problemi elencati ad esclusione di quello legato all'alternanza giorno notte che può essere risolto solo con sistemi di accumulo richiede l'utilizzo di sistemi di interfaccia tra generatore fotovoltaico e rete elettrica.

Due sono i compiti affidati a tali sistemi:

- Convertire la corrente continua in corrente alternata compatibile con la rete elettrica.
- Garantire, quali che siano le condizioni al contorno, che il generatore fotovoltaico lavori in corrispondenza del punto di massima potenza dinamicamente determinato.

Gli inverter utilizzati nel fotovoltaico possono essere suddivisi in due grandi famiglie: inverter per applicazioni isolate e inverter per il funzionamento in parallelo alla rete elettrica. Le differenze tra queste due categorie di apparecchiature sono sia di tipo tecnico che applicativo.

#### 3.1.1 Inverter per funzionamento ad isola

Lo schema a blocchi di un inverter per funzionamento ad isola (o stand-alone) è mostrato in figura 5.1, dove l'inverter è inserito nello schema a blocchi dell'impianto completo.

Il convertitore DC/DC interposto tra il generatore fotovoltaico e la batteria, si comporta come un trasformatore in continua e oltre ad adattare la tensione generata a quella di batteria implementa le funzioni di carica-batteria e di Maximum Power Point Tracking (MPPT).

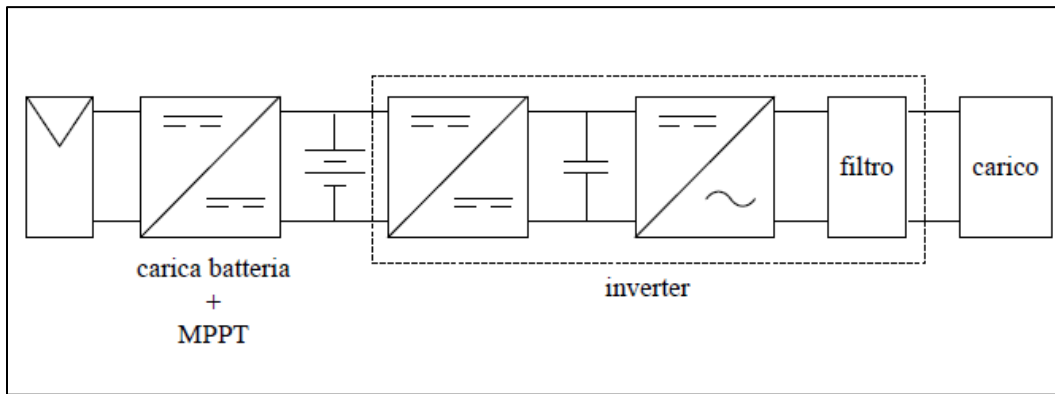


Figura 5.1 Schema a blocchi di inverter per funzionamento a isola.

L'inverter per funzionamento ad isola ha al suo interno un riferimento di tensione e di frequenza che fanno sì che si comporti come un generatore di tensione. È composto da un convertitore DC/DC che ha il compito di elevare la tensione di batteria fino ad un valore opportuno, maggiore del picco della tensione di rete; questa tensione alimenta lo stadio di inverter vero e proprio, costituito da un ponte ad H normalmente pilotato con modulazione PWM, e seguito da un filtro che elimina le armoniche ad alte frequenze. L'uscita viene connessa al carico che stabilisce la corrente che viene prelevata e quindi la potenza assorbita.

### 3.1.2 Inverter grid-connected

L'inverter grid-connected ha alcune particolarità che lo distinguono dal caso precedente. Lo stadio inverter non deve imporre la tensione di rete, ma adattarsi ad essa visto che la tensione è imposta dalla rete. Il più semplice schema di inverter grid-connected è mostrato nella figura 5.2: il generatore fotovoltaico è connesso direttamente allo stadio inverter, la cui uscita è connessa alla rete per mezzo di un filtro.

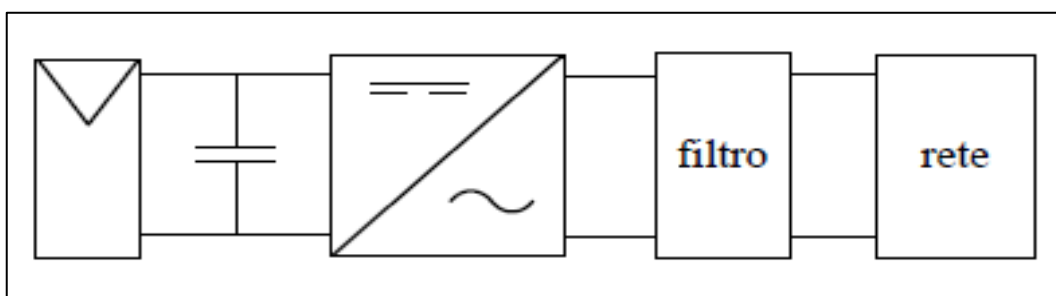


Figura 5.2 Schema a blocchi di inverter per funzionamento grid-connected.

Questa configurazione, ha il pregio della semplicità, dell'economicità e dell'efficienza, ma soffre di alcune limitazioni, che la rendono poco utilizzata. Risulta sfruttabile solo quando la tensione d'uscita del generatore fotovoltaico è superiore alla tensione di picco della rete.

Una struttura più raffinata prevede di aggiungere un convertitore DC/DC all'ingresso come mostrato in figura 5.3.

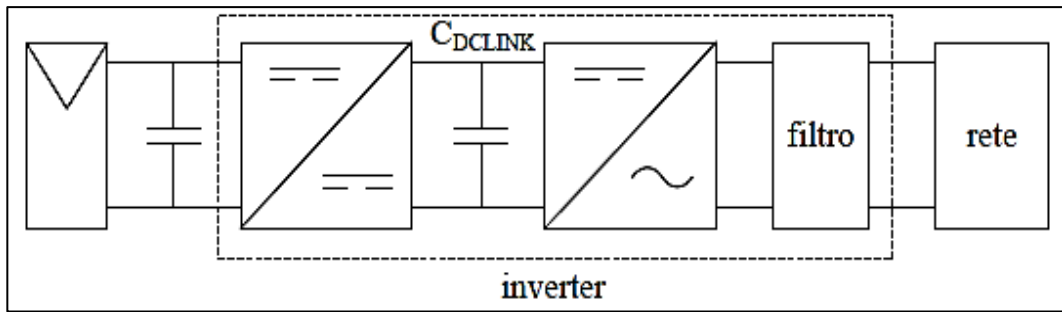


Figura 5.3 Schema di un inverter grid-connected con convertitore DC/DC all'ingresso e con isolamento.

Il vantaggi di questa topologia sono:

- Lo stadio d'ingresso può svolgere le funzioni di convertitore elevatore, svincolando la tensione del generatore fotovoltaico da quella della rete;
- L'ondulazione di corrente prelevata è molto inferiore perché per sua natura il convertitore DC/DC assorbe una corrente più regolare: basta un condensatore in parallelo di valore inferiore.
- Lo stadio d'ingresso permette di implementare l'MPPT in maniera molto più precisa ed efficace, misurando direttamente la corrente prelevata dai pannelli.

Con una configurazione di questo tipo si riscontra una maggiore complessità del sistema e una minore efficienza, ma la flessibilità che ne deriva giustifica facilmente lo sforzo.

In generale, le normative dei vari paesi chiedono che la parte DC e la parte AC dell'impianto siano galvanicamente isolate.

Le norme vigenti permettono l'assenza dell'isolamento galvanico purché siano previsti dispositivi di protezione (eventualmente integrati nello stesso inverter) che rilevino la presenza di una componente continua iniettata in rete superiore ad 1 A oppure allo 0.5% del valore efficace della fondamentale della corrente massima del convertitore e che disconnettano il convertitore dalla rete rispettivamente entro 200 ms e 1 s. L'isolamento tramite trasformatore è obbligatorio se il generatore fotovoltaico ha un morsetto riferito a terra.

Una possibile variante dello schema per soddisfare queste richieste è mostrato in figura 5.4.

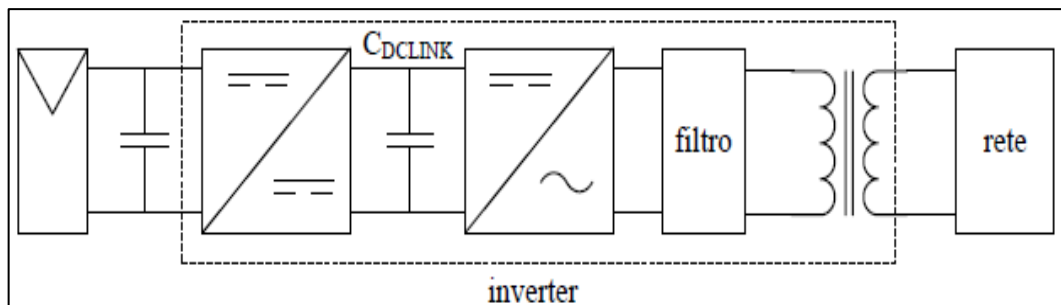


Figura 5.4 Schema a blocchi di inverter in grid-connected con convertitore DC/DC all'ingresso con isolamento

La presenza del trasformatore incrementa i costi e gli ingombri, inoltre causa un calo di efficienza complessiva; ha però il vantaggio della robustezza e dell'affidabilità. Per applicazioni

di potenza non troppo alta, in alternativa si può realizzare l'isolamento modificando la topologia e introducendo un trasformatore ad alta frequenza (figura 5.5).

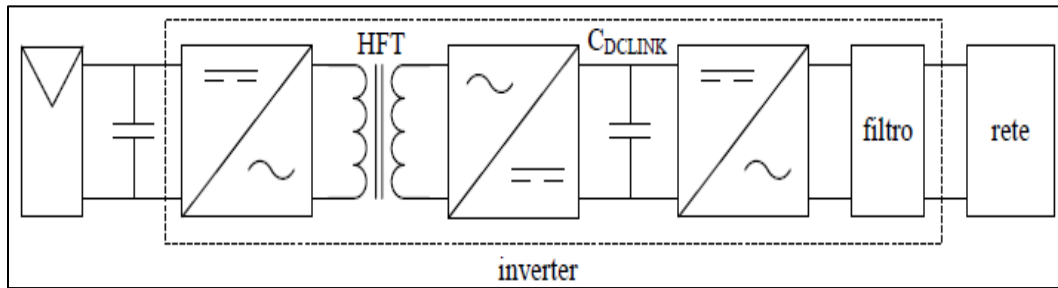


Figura 5.5 Schema di inverter in grid-connected con convertitore DC/DC all'ingresso e con trasformatore HFT.

Con questa configurazione il primo stadio converte la continua in un'alternata ad alta frequenza che pilota il trasformatore; il secondario alimenta un raddrizzatore che genera il bus in continua che alimenta, infine, l'inverter vero e proprio, seguito come sempre dal filtro d'uscita.

Il vantaggio principale di questo ultimo approccio è che, a parità di potenza trasferita, un trasformatore ad alta frequenza è molto più piccolo, leggero ed economico di uno a frequenza di rete; conseguentemente gli ingombri e i costi dell'unità completa possono essere inferiori.

### 3.2 Maximum Power Point Tracking (MPPT)

Il Maximum Power Point Tracking è la funzione dell'inverter per applicazioni fotovoltaiche tale per cui il punto di lavoro del generatore fotovoltaico viene mantenuto il più possibile in prossimità del MPP (punto di potenza massima di quell'istante). Si tratta quindi non solo di individuare l'MPP, ma di inseguirlo al variare delle condizioni di irraggiamento a cui sono esposti i pannelli. Graficamente il punto di massima potenza, corrisponde al punto di tangenza tra la caratteristica del generatore fotovoltaico per un certo valore della radiazione solare e l'iperbole di equazione  $I * V = costante$  corrispondente (figura 5.6).

La curva caratteristica di una cella fotovoltaica non rimane costante, ma varia istantaneamente al modificarsi delle condizioni di irraggiamento solare e con il variare della temperatura: queste variazioni provocano lo spostamento del punto di massima potenza del generatore a diversi valori di I e V.

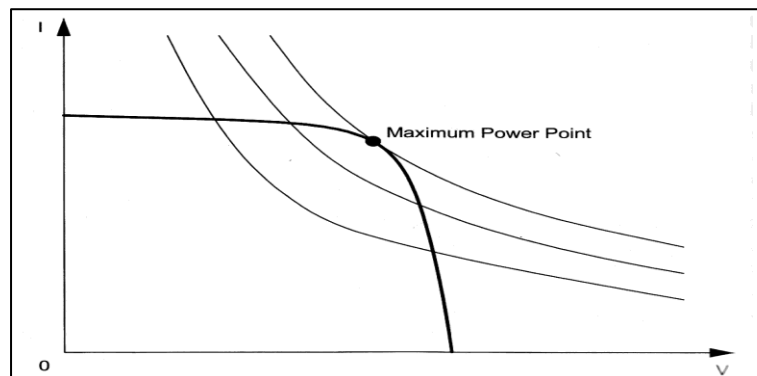


Figura 5.6 Punto di massima potenza per un generatore fotovoltaico.



Una delle tecniche utilizzate dai moderni MPPT si basa sulla individuazione del punto di massima potenza sulla curva caratteristica del generatore provocando piccole variazioni di carico a intervalli regolari, che si traducono in scostamenti dei valori di tensione e di corrente, valutando poi se il prodotto è maggiore o minore del valore precedente. Così se viene registrato un aumento si procede nello stesso modo nella stessa direzione considerata fino a che non si registra una diminuzione, altrimenti si prova con variazioni di carico di segno opposto adottando sempre lo stesso criterio di ricerca.

Il metodo di ricerca appena descritto è chiamato P&O (Perturb and Observe), ha il vantaggio di essere semplice e intuitivo, di non richiede una grossa potenza di calcolo per essere implementato e di basarsi solo sulle misure di tensione e corrente del pannello. Nella pratica però si è osservato che l'applicazione del solo algoritmo P&O poteva dar luogo a significanti problemi di accuratezza al manifestarsi di ampie variazioni di irraggiamento. Per ovviare a questo inconveniente, si è ricorsi al metodo CV (Constant Voltage) il quale, imponendo una tensione di lavoro fissa, impedisce alla corrente di portarsi a zero. Tuttavia, l'utilizzo del solo metodo CV non consente una gestione ottimale dell'array, per cui si preferisce utilizzare il metodo CV non da solo ma preferibilmente insieme al P&O. Un ulteriore metodo di ricerca del punto di massima potenza è denominato IC (Incremental Conductance). Questo metodo si basa sul calcolo della conduttanza incrementale, si parte dalla curva di potenza in funzione della tensione del pannello (figura 5.7).

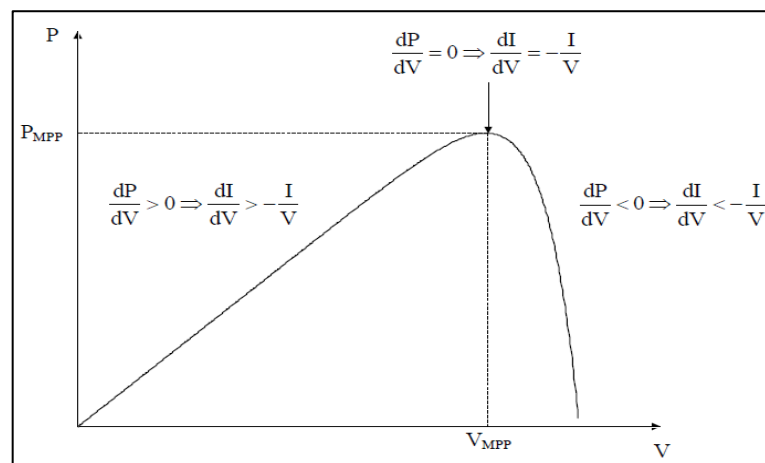


Figura 5.7 Curva della potenza erogata in funzione della tensione di pannello.

La derivata della curva è data da:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(V \cdot I)}{dV} = V \cdot \frac{dI}{dV} + I$$

Nel punto di massimo la derivata si annulla e quindi:

$$V \cdot \frac{dI}{dV} + I = 0 \rightarrow \frac{dI}{dV} + \frac{1}{V} = 0 \rightarrow \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}$$

Cioè nel punto di massimo la conduttanza incrementale è uguale e opposta alla conduttanza istantanea. È facile verificare che a sinistra del MPP la conduttanza assoluta è maggiore della conduttanza incrementale (presa in modulo, in quanto negativa), mentre a destra si ha l'opposto.

Sfruttando questa proprietà è possibile cercare l'MPP facendo variare la tensione o la corrente del modulo.

Infine, vale la pena di citare alcuni metodi di ricerca utilizzati in passato ma che oggi si incontrano con minore frequenza, quali il metodo OV (Open Voltage), basato sulla misura periodica della tensione a circuito aperto, e il metodo SC (Short Circuit), analogo al precedente ma che invece tiene conto della corrente di corto circuito.

### 3.3 Parametri e rendimento di un inverter

Un parametro molto importante nella scelta dell'inverter è rappresentato dal rendimento di conversione. Il suo valore non è costante, ma varia con alcuni parametri caratteristici. Il più importante fra questi è la potenza di uscita. Infatti, come si può vedere nella figura 5.8, mentre per potenze comprese tra il 10% e il 100% della potenza massima il rendimento si mantiene generalmente costante, per potenze inferiori tende invece a decrescere molto velocemente.

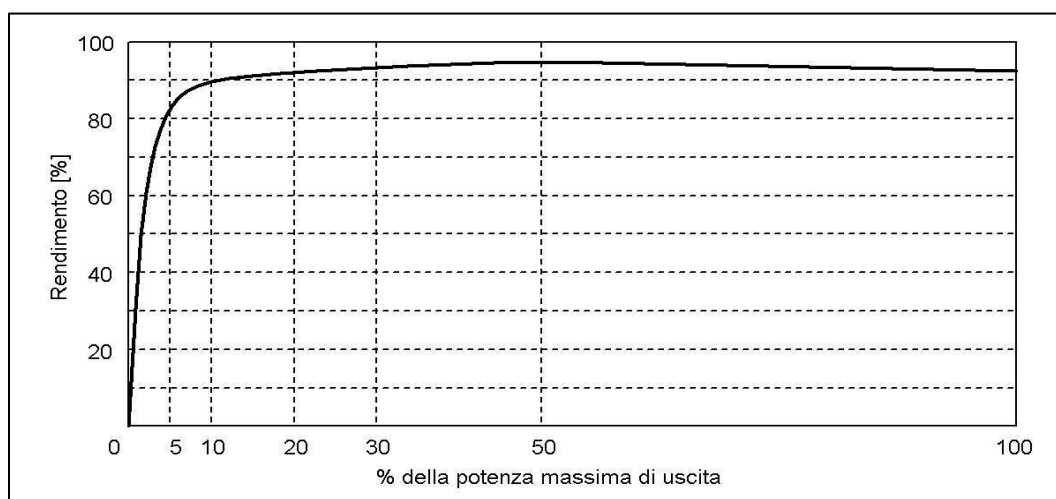


Figura 5.8 Esempio di curva di rendimento di un inverter al variare della potenza di uscita.

Al fine di tenere conto attraverso un unico parametro del comportamento dell'inverter lungo l'intera gamma di potenza di uscita, sono stati introdotti dei parametri in grado di mediare i valori misurati in punti diversi dando loro un peso differente.

Il primo di questi, chiamato rendimento europeo  $\eta_{EU}$ , si utilizza prevalentemente in situazioni di radiazione solare media ed è definito come una media pesata del valore di rendimento a diverse percentuali di carico secondo dei pesi che rappresentano la frequenza statistica con cui quel livello di carico si presenta nella realtà.

$$\eta_{EU} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,10 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,2 \cdot \eta_{100\%}$$

Il secondo, chiamato rendimento californiano  $\eta_{CEC}$  è impiegato preferibilmente in presenza di valori di radiazione solare elevati.

$$\eta_{CEC} = 0,04 \cdot \eta_{10\%} + 0,05 \cdot \eta_{20\%} + 0,12 \cdot \eta_{30\%} + 0,21 \cdot \eta_{50\%} + 0,53 \cdot \eta_{75\%} + 0,05 \cdot \eta_{100\%}$$

### 3.3.1 Efficienza MPPT statica e dinamica

L'efficienza MPPT è definita come il rapporto tra l'energia misurata in ingresso all'inverter in un determinato periodo di tempo e la stessa energia che il dispositivo utilizzato per la prova (generatore fotovoltaico o simulatore fotovoltaico) sarebbe in grado di fornire nel punto di massima potenza.

La norma EN 50530 "Overall efficiency of grid connected photovoltaic inverters" stabilisce le modalità di prova sia per la misura del rendimento di conversione globale che per la misura dell'efficienza MPPT.

Supponendo di effettuare la prova per un periodo di tempo complessivo  $T_M$ , indicando con  $P_{DC}$  la potenza misurata in ingresso all'inverter e con  $P_{MPP}$  la potenza disponibile nel punto di massima potenza del simulatore fotovoltaico, l'efficienza MPPT, chiamata  $\eta_{MPPT}$ , assume la seguente espressione:

$$\eta_{MPPT} = \frac{\int_0^{T_M} P_{DC}(t) \cdot dt}{\int_0^{T_M} P_{MPP}(t) \cdot dt}$$

Bisogna precisare che l'efficienza MPPT deve essere misurata in corrispondenza di differenti valori della potenza e della tensione di ingresso, analogamente a quanto avviene per il rendimento di conversione. Inoltre, l'efficienza MPPT può dipendere dalla curva caratteristica del generatore fotovoltaico di riferimento, a seconda che si faccia uso di moduli in silicio cristallino o in film sottile.

L'efficienza MPPT può essere a sua volta suddiviso efficienza MPPT statica e dinamica:

- L'efficienza MPPT statica si misura mantenendo invariate le condizioni di ingresso per tutto il periodo della prova e di conseguenza l'inverter è tanto più efficiente quanto più riesce ad avvicinarsi al punto di massima potenza e quanto meno ampie sono le eventuali oscillazioni pendolazioni attorno ad esso.
- L'efficienza MPPT dinamica si misura variando nel tempo l'ampiezza della curva caratteristica del simulatore fotovoltaico e di conseguenza, in questo caso, l'inverter è tanto più efficiente quanto più riesce ad adattarsi al mutare delle condizioni di ingresso.

### **3.4 Scelta della tensione del generatore fotovoltaico e dell'inverter**

La scelta della tensione a cui opererà l'impianto e la scelta dell'inverter sono strettamente collegate, poiché la tensione generata dall'impianto deve rientrare nelle tensioni d'ingresso previste per l'inverter. Nella figura 5.9, viene rappresentata la caratteristica del modulo a confronto con la Safe Operating Area (SOA) dell'inverter, cioè il luogo dei punti di lavoro oltre i quali si ha un danneggiamento permanente.

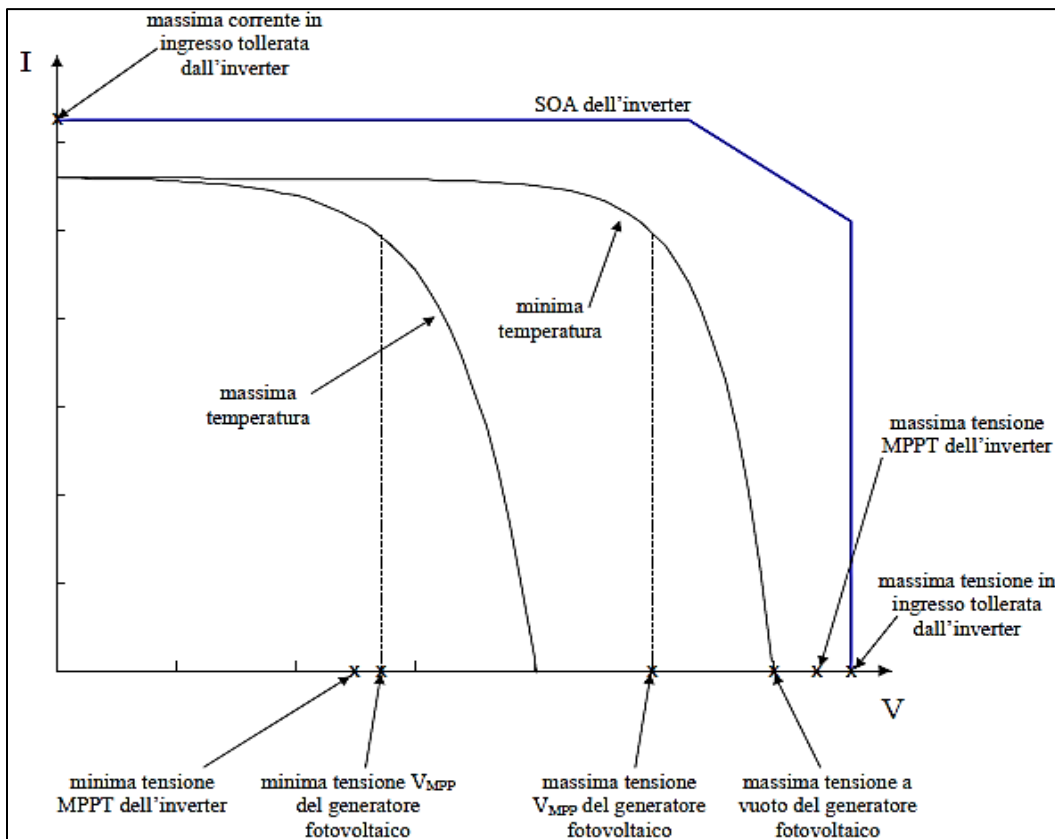


Figura 5.9 Coordinamento tra tensione del generatore e dell'inverter.

Devono valere le seguenti condizioni:

- La massima tensione a vuoto del generatore fotovoltaico, alla minima temperatura ipotizzabile, deve essere inferiore alla massima tensione d'ingresso tollerata dall'inverter.
- La minima tensione all'MPP del generatore fotovoltaico,  $V_{MPP}$  valutata alla massima temperatura di esercizio dei moduli (tipicamente  $70^{\circ}\text{C}$ ) e con un irraggiamento di  $1000\text{ W/m}^2$ , non deve essere inferiore alla minima tensione MPPT dell'inverter.
- La massima tensione all'MPP del generatore fotovoltaico,  $V_{MPP}$  valutata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli (tipicamente  $-10^{\circ}\text{C}$ ) e con un irraggiamento di  $1000\text{ W/m}^2$ , non deve essere superiore alla massima tensione MPPT dell'inverter
- La massima corrente del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza non deve superare la massima corrente in ingresso tollerata dall'inverter.

Fissata la potenza dell'impianto, per quanto riguarda la scelta della tensione bisogna osservare che: una tensione elevata riduce il numero di stringhe necessarie e quindi il numero degli apparati accessori e grazie alla minore corrente circolante, riduce anche le perdite sui circuiti in corrente continua. Da non sottovalutare il fatto che a una tensione più elevata corrispondono maggiori sollecitazioni dielettriche e diventano più severe le condizioni in cui operano i dispositivi di manovra e protezione.

Per quanto riguarda il dimensionamento in potenza, visto l'andamento dei grafici di rendimento degli inverter, si tende a sottodimensionare leggermente l'inverter rispetto alla potenza di picco

del generatore fotovoltaico in modo da farlo lavorare statisticamente per il maggior tempo possibile in prossimità del punto di lavoro di massimo rendimento. Nel momento in cui la potenza generata tendesse a superare la massima potenza erogabile dall'inverter, l'inverter stesso provvede a spostare il punto di funzionamento del generatore fotovoltaico verso tensioni inferiori rispetto quella del MMP, riducendo così la potenza generata.

I fattori di sottodimensionamento variano tra il 5 e il 10%, con valori ancora più alti per casi particolari, come per esempio campi con esposizioni particolarmente sfavorevoli. Viceversa, per impianti che lavorano per lunghi periodi alla massima potenza, ad esempio impianti con sistemi di inseguimento, tradizionali o a concentrazione, potrebbe essere necessario sovradimensionare l'inverter in potenza, in modo da non stressarlo eccessivamente

### 3.5 Topologia dell'impianto.

Esistono quattro topologie possibili di impianto:

- Impianto mono-inverter;
- Impianto con inverter di stringa;
- Impianto multi-inverter;
- Impianto a micro-inverter.

#### 3.5.1 Impianto mono-inverter

Negli impianti mono-inverter (figura 5.10) un solo inverter risulta collegato al parallelo di tutte le stringhe di cui è formato il campo. Questo schema è utilizzabile se tutti i moduli sono dello stesso tipo, se sono installati con lo stesso orientamento e inclinazione, e se tutte le stringhe sono composte dallo stesso numero di pannelli. Di conseguenza risulta non adatta a impianti di grosse dimensioni, in cui si possono verificare più facilmente situazioni di ombreggiamento in cui tutto l'impianto risulta più esposto a maggiori problemi di efficienza poiché l'MPPT agisce secondo valori medi contemporaneamente su tutte le stringhe. Inoltre in caso di guasto essendo l'unico inverter, la produzione dell'intero impianto si annullerebbe.

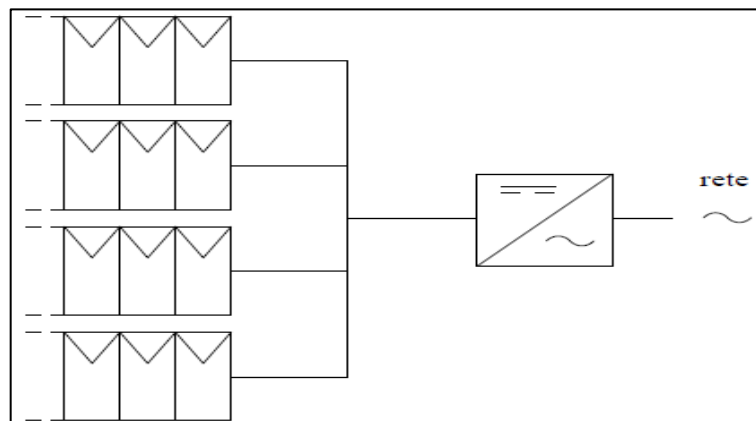


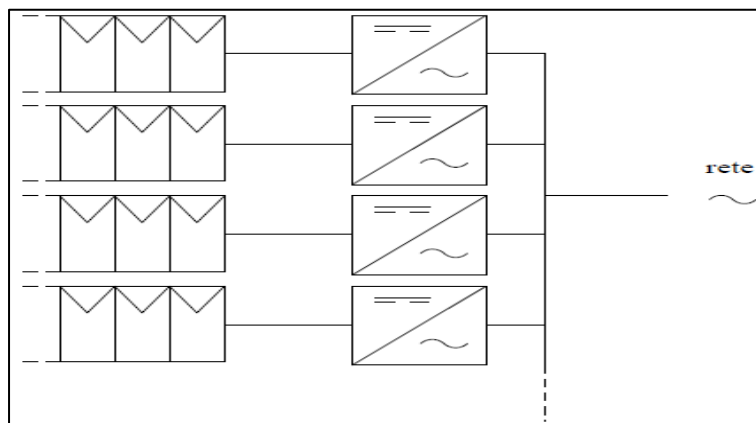
Figura 5.10 Schema di un impianto mono-inverter.

Questo tipo di della topologia è molto diffusa per impianti di piccole dimensioni (il tipico impianto da 3 kWp per uso domestico), ma può essere interessante anche per impianti di potenza ragguardevole, tra i 50 kW e 1 MW, perché il costo per unità di potenza di un inverter di queste dimensioni è significativamente minore di quello di inverter per conversione distribuita.

### 3.5.2 Impianto con inverter di stringa

Con questa configurazione (figura 5.11), ogni stringa ha il proprio inverter dedicato e il parallelo delle stringhe avviene in alternata, a valle degli inverter. Indipendentemente dagli ombreggiamenti ogni stringa lavora alla sua massima potenza possibile poiché l'MPPT del singolo inverter lavora in condizioni ottimali. Poiché ogni stringa è collegata ad un inverter le stringe possono anche essere diverse tra loro; questo è molto comodo per permettere espansioni future dell'impianto.

In caso di avaria di un inverter si hanno dei vantaggi perché solo la stringa corrispondente viene esclusa, mentre le altre continuano a produrre energia.



*Figura 5.11 Schema di impianto con inverter di stringa.*

### 3.5.3 Impianto multi-inverter

Questa tipologia di impianto (figura 5.12), si presenta come compromesso tra l'impianto mono-inverter e l'impianto con inverter di stringa, in cui le stringhe sono raggruppate in sottocampi e ogni sottocampo è servito da un singolo inverter. Rispetto alla soluzione con inverter di stringa si hanno meno inverter e quindi costi minori di installazione e di manutenzione; contemporaneamente è ancora possibile gestire in questo modo stringhe di moduli diversi tra loro, ombreggiamenti parziali, porzioni di diverso orientamento o di esposizione. Inoltre è salvaguardata la modularità, e quindi l'espandibilità, del campo.

In caso di guasto ad un inverter si ottiene una perdita di produzione limitata al solo sottocampo interessato.

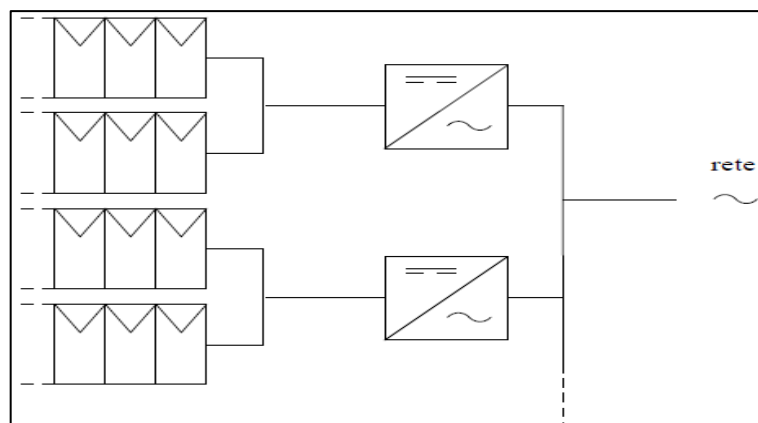


Figura 5.12 Schema di impianto multi-inverter.

### 3.5.4 Impianto a micro-inverter

Il concetto di impianto a micro-inverter si basa sull'idea di suddividere il campo in unità regolate separatamente.

Come mostrato in figura 5.13, abbiamo che ogni singolo pannello è connesso ad un inverter di bassa potenza (quella del pannello, 100÷250 W) e il parallelo avviene in alternata sulle uscite degli inverter.

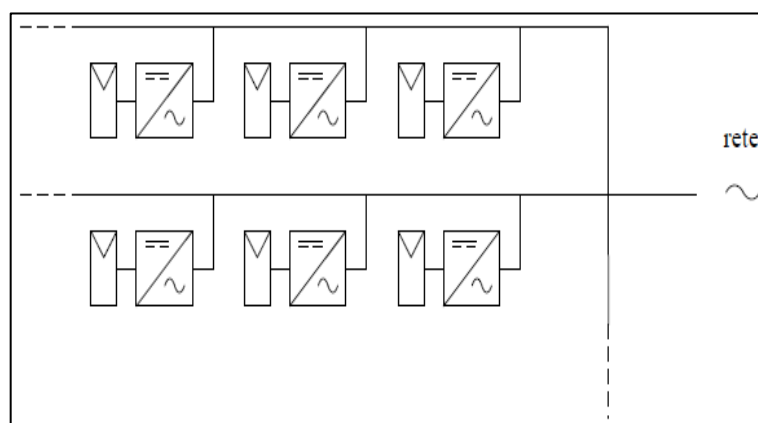


Figura 5.13 Schema di impianto con inverter di stringa.

Questa è una soluzione inventata negli anni '70 ma che solo ora sta trovando diffusione e che sulla carta ha diversi vantaggi:

- Le ombreggiature o la sporcizia influenzano la produzione del singolo pannello, riducendo al minimo la perdita di produttività dell'impianto.
- Possono essere usati pannelli eterogenei con facilità.
- Essendo l'MPPT applicato al singolo pannello, raggiunge il valore massimo teorico possibile in ogni condizione.
- Tutti gli inverter lavorano a tensioni pari a quelle di modulo e non di stringa, ciò equivale a lavorare a tensioni inferiori che comportano anche stress minore per l'inverter.

- Vista la potenza inferiore è possibile mettere in atto accorgimenti costruttivi (eliminazione delle ventole, condensatori a film invece che elettrolitici, migliore distribuzione del calore) che aumentano l'affidabilità dell'inverter, con benefici sull'affidabilità globale.
- Non servono dispositivi di protezione lato DC.

Naturalmente è da non sottovalutare che questo tipo di soluzione comporta un notevole incremento dei costi, che ad oggi non può essere sottovalutato.



## Capitolo 4

# SISTEMI DI ACCUMULO DELL'ENERGIA

### 4.1 Principio di funzionamento

Il principio alla base del funzionamento dei generatori elettrochimici è costituito dalle reazioni di ossidoriduzione, in cui una specie chimica (specie riducente) perde elettroni e si ossida e una seconda specie chimica (specie ossidante) acquista gli elettroni persi dal riducente e si riduce.

Il carattere ossidante o riducente di una sostanza non può essere definito in modo assoluto, in quanto è condizionato dal partner della reazione. La scala dei potenziali standard delle reazioni di riduzione consente di definire la capacità riducente o ossidante di una specie verso l'altra.

Ogni reazione di ossidoriduzione spontanea può essere potenzialmente una sorgente di energia elettrica. È possibile costruire un circuito esterno che permetta di intercettare il flusso di elettroni attraverso un conduttore che li collega, ottenendo quindi una corrente elettrica con un potenziale che dipende dalle specie tra cui avviene la reazione. Il sistema in cui applicando un campo elettrico dall'esterno inverte il processo di reazione, trasformando l'energia elettrica in energia chimica (reazione di elettrolisi) prende il nome di accumulatore elettrochimico.

Esistono numerose tipologie di celle elettrochimiche, che si differenziano per le specie che partecipano alla reazione. Tutte sono accomunate da una struttura base costituita da due semi celle ciascuna composta da un elettrodo metallico immerso in una soluzione elettrolitica separate da un setto poroso che permette il passaggio degli ioni (necessario per ottenere il bilanciamento delle cariche) impedendo il mescolamento delle soluzioni.

### 4.2 Caratteristiche tecniche dei sistemi di accumulo

Esistono molteplici parametri per confrontare gli accumulatori, e prima di iniziare a confrontarli è opportuno descriverli:

#### Tensione nominale

La tensione [V] di un accumulatore è il valore della differenza di potenziale che si instaura nel sistema elettrochimico. Se l'accumulatore è composto da un pacco batterie la sua tensione nominale sarà la somma dei singoli elementi.

Durante il funzionamento la tensione dell'accumulatore non rimane costante ma subisce delle variazioni indotte dal processo di carica e scarica. Per proteggere gli accumulatori sono stati fissati dei valori di tensione di limite:

- Tensione di carica: Rappresenta il valore da fornire all'accumulatore al fine di innescare il processo di ricombinazione delle cariche elettriche.
- Tensioni di scarica: È quella tensione che determina un accumulatore scarico.

### Resistenza interna

La resistenza interna è una caratteristica intrinseca di ciascun accumulatore, e ha lo scopo di determinare numericamente l'intensità dei fenomeni dissipativi elettrici che avvengono all'interno del generatore. La resistenza interna di un accumulatore non rimane costante ma subisce delle variazioni indotte dalla temperatura e dal processo di scarica; a batteria completamente scarica è circa 2,5 volte maggiore di quella a completa carica che invece può essere calcolata come:

$$R_i = \frac{K}{C_{10}}$$

Con  $K=0,2\div 0,4$  a seconda del tipo costruttivo e  $C_{10}$ = capacità nominale [Ah] con regime di scarica in 10 ore.

### Capacità

La capacità di un accumulatore definita a una temperatura di 25 °C è pari al prodotto tra la corrente di scarica [A] e il tempo [h] necessario al raggiungimento della tensione finale di scarica. Il suo valore sta indicare la quantità di carica elettrica che una cella elettrochimica è in grado di erogare prima di scaricarsi.

La capacità risulta essere in funzione di:

- Regime di scarica: Diminuisce con l'intensità di scarica, con scariche più lente di quella nominale, la capacità aumenta.
- Età: Dopo i primissimi cicli la capacità aumenta di qualche punto percentuale, ma dopo i primi anni comincia a calare.
- Temperatura: Ogni 10 °C oltre i 25 °C si ha un aumento di circa 7% di  $C_{10}$  di carica elettrica che può essere estratta dal sistema durante la scarica.

### Stato di carica (SoC)

Questo dato rappresenta lo stato di carica della batteria (State of Charge), ovvero la percentuale di carica residua dell'accumulatore, tale parametro è fondamentale per definire il sistema più opportuno per la regolazione della carica, al fine di sfruttare appieno la capacità della batteria. Può essere definito come il rapporto tra la capacità residua e la capacità nominale.

$$SoC = \frac{C_{residua}}{C_{nominale}}$$

### Stato di salute (SoH)

Lo stato di salute (State of Health) definito ad accumulatore carico, è il rapporto tra la capacità residua e la capacità nominale, indica la vita utile residua dell'accumulatore.

$$SoH = \frac{C_{residua \text{ ad accumulatore carico}}}{C_{nominale}}$$

### Massima profondità di scarica (DoD)

La massima profondità di scarica (depth of discharge) rappresenta la quantità di energia utile che è possibile prelevare da un sistema di accumulo, ed è espressa in percentuale della capacità.

Sapendo che:

$$DoD + SoC = 100\%$$

Il DoD sarà pertanto:

$$DoD = 1 - SoC$$

### Vita utile

Espresso in anni, definisce il tempo complessivo di esercizio dell'accumulatore che ha termine quando le prestazioni del sistema degradano al di sotto dei limiti operativi. La durata di vita di un accumulatore dipende dalle modalità di lavoro e si riduce drasticamente se sottoposta ad una gestione non corretta e se l'accumulatore lavora ad alte temperature.

Il tempo di vita può essere espresso anche in cicli. In questo caso rappresenta il numero di cicli di scarica e carica (tenendo conto del DoD) che una batteria è in grado di completare prima che le sue prestazioni scendano sotto un limite minimo.

### Rendimento

Un accumulatore elettrochimico è caratterizzato da un:

- Rendimento amperometrico: Dato dal rapporto tra la quantità di carica elettrica ottenibile con il processo di scarica e la quantità assorbita durante il processo di carica.
- Rendimento voltmetrico: Dato dal rapporto tra il valore della tensione media durante il processo di scarica e il valore della tensione media durante il processo di carica dell'accumulatore.
- Rendimento energetico: Dato dal rapporto tra il valore dell'energia elettrica ottenibile durante il processo di scarica e il valore dell'energia consumata durante il processo di carica.

Ciascun rendimento, a causa di reazioni parassite durante il processo di carica, è caratterizzato da un valore non costante e inferiore all'unità.

### Potenza nominale

Potenza erogabile da un sistema di accumulo corrispondente al regime di scarica rappresentativo del regime di funzionamento definito per il sistema di accumulo stesso, si misura in Watt.

### Energia nominale

Energia che il sistema è in grado di fornire durante la scarica, a partire da una condizione di piena carica, si misura in Wattora.

### Densità di energia e densità di potenza

Al fine di confrontare diversi sistemi di accumulo, due concetti che tornano utili sono la densità di energia e la densità di potenza. Entrambi possono essere espressi sia in termini di volume che in termini di massa.

La densità di energia si può esprimere in termini di volume come il rapporto tra l'energia accumulata in un sistema ed il suo volume:

$$\rho_{Ev} = \frac{\text{Energia}}{\text{Volume}} = [KWh/m^3]$$

La densità di energia in termini di massa (nota anche con il nome di energia specifica) è invece il rapporto tra l'energia accumulata in un sistema e la sua massa:

$$\rho_{Em} = \frac{\text{Energia}}{\text{Massa}} = [KWh/Kg]$$

Analogamente, si definiscono la densità di potenza in termini di volume:

$$\rho_{Pv} = \frac{\text{Potenza}}{\text{Volume}} = [KW/m^3]$$

La densità di potenza in termini di massa (o potenza specifica).

$$\rho_{Pm} = \frac{\text{Potenza}}{\text{Massa}} = [KW/Kg]$$

#### Autoscarica

Il fenomeno dell'autoscarica indica il processo di perdita di carica a circuito aperto, causato da reazioni elettrochimiche parassite, accentuate dalle alte temperature e dalle correnti di fuga causate dalla sporcizia depositata sui terminali.

#### Effetto memoria

L'effetto memoria è quel fenomeno in cui certe batterie, come ad esempio quelle al Ni-Cd, dopo venir ripetutamente caricate in seguito ad una parziale scarica, tendono a sostituire il valore della propria capacità con quello relativo alla scarica parziale, alterando così le sue prestazioni. Tale caratteristica è legata ad una alterazione dei materiali interni. L'effetto memoria risulta comunque reversibile mediante un processo di carica e scarica completo.

### **4.3 Tipologie di accumulatori elettrochimici**

Esistono numerose tipologie di accumulatori che si differenziano, oltre che per le coppie di elettrodi e per il tipo di elettrolita anche per le caratteristiche costruttive. Le principali categorie sono: gli accumulatori con elettrolita acquoso, che comprendono l'accumulatore al Piombo/Acido, Nichel/Cadmio e Nichel/Idruri metallici; le batterie ad alta temperatura, che comprendono la Sodio/Zolfo e la Sodio/Cloruro di nichel le batterie a circolazione di elettrolita REDOX e le batterie Litio/Ioni.

#### 4.3.1 Accumulatori al Piombo/Acido

L'accumulatore al Piombo/Acido (figura 4.1) è composto da un elettrodo positivo di biossido di piombo e da un elettrodo negativo costituito da piombo metallico, immersi in un elettrolita costituito da una soluzione acquosa di acido solforico con elevata conducibilità ionica.

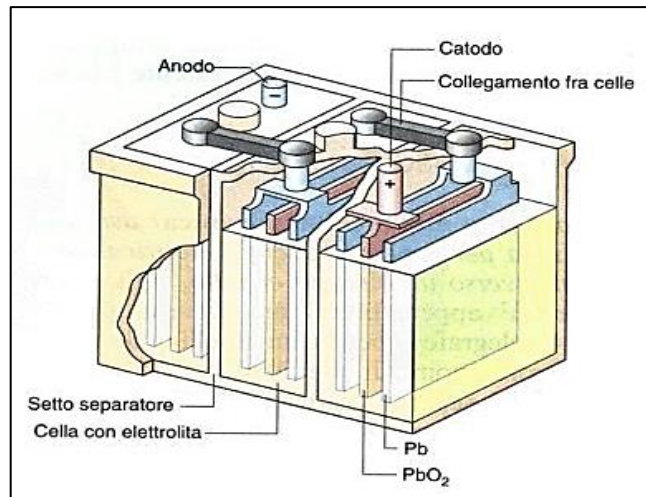
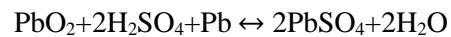


Figura 4.1 Accumulatore al Piombo/Acido.

Il processo di carica e scarica è descritto dalla seguente relazione:



Leggendo la reazione da destra a sinistra si ottiene la reazione di carica mentre da sinistra a destra si ottiene la scarica.

Le due principali categorie di questa famiglia sono gli accumulatori a vaso aperto chiamati VLA e gli accumulatori ermetici chiamati VRLA. La caratteristica principale degli accumulatori VLA è quella di essere dotati di un'apertura che permette la fuoriuscita di gas prodotti durante le reazioni parassite che avvengono durante la fase di carica.

Nella seconda tipologia, detta anche a ricombinazione di gas, l'idrogeno prodotto dalla piastra negativa viene convogliato verso la positiva dove si ricombina con l'ossigeno ricostituendo l'acqua.

Gli accumulatori ermetici sono ormai i più diffusi grazie ad alcuni vantaggi che li caratterizzano, come il fatto di richiedere meno manutenzione e di essere meno ingombranti. Nel tempo sono stati evidenziati diverse limitazioni: un primo limite della tecnologia VRLA è dovuto alla forte disomogeneità costruttiva, che costituisce un problema in installazioni costituite da numerosi accumulatori elementari connessi in serie e in più rami in parallelo, complicandone la gestione sia in carica che in scarica. Un altro limite consiste nel fatto che i gas prodotti si ricombinano completamente soltanto fino a un certo valore della corrente di ricarica, oltre il quale parte di essi viene evacuata nell'ambiente esterno attraverso le valvole di sicurezza. Questa perdita di gas comporta un graduale consumo dell'elettrolita che si traduce in un anormale degrado della batteria.

Questi accumulatori, trovano largo impiego in applicazioni stazionarie quali UPS, alimentazioni di emergenza in centrali o sottostazioni elettriche, telecomunicazioni, e nei trasporti, come batterie di avviamento e per alimentare i servizi ausiliari a bordo di treni, navi e aerei. È la

tecnologia più diffusa al mondo, grazie al basso prezzo e alla reperibilità delle materie prime, ma presenta una densità energetica piuttosto bassa e una durata di vita limitata (tabella 4.1).

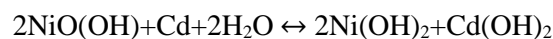
Parametri	Valori
Tensione nominale [V]	2
Capacità delle celle [Ah]	1÷10.000
Potenza specifica [W/Kg]	20÷80
Energia specifica [Wh/Kg]	15÷40
Efficienza energetica [%]	70÷85
Rendimento amperometrica [%]	80
Autoscariaca mensile %	1÷2
Intervallo di temperatura di lavoro (°C)	-20°÷60°
Vita utile DoD 80% [cicli]	800

Tabella 4.1 Parametri prestazionali accumulatori al Piombo/Acido.

#### 4.3.2 Accumulatore al Nichel/Cadmio

Un accumulatore Nichel/Cadmio è composta da coppie di elettrodi isolati elettricamente mediante un separatore e immerse in un elettrolita di tipo alcalino. L'elettrodo positivo è costituito da ossido idrato di nichel (NiOOH), quello negativo è costituito da cadmio. L'elettrolita è costituito da idrossido di potassio (KOH) in soluzione acquosa (figura 4.2).

Il processo di carica e scarica è descritto dalla relazione:



Leggendo la reazione da destra a sinistra si ottiene la reazione di carica mentre da sinistra a destra si ottiene la scarica.

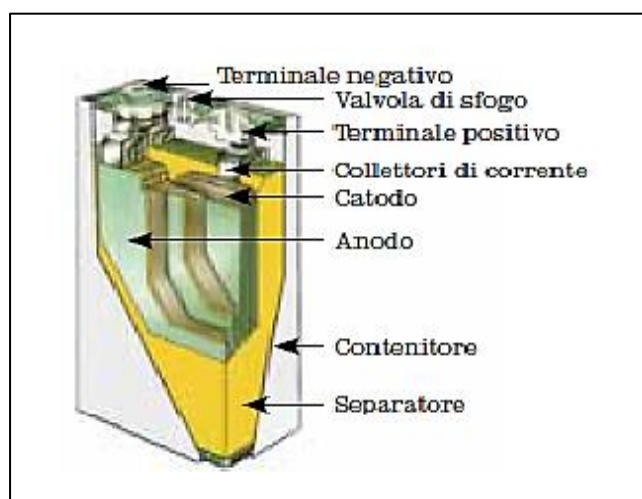


Figura 4.2 Accumulatore Nichel/Cadmio.

Gli accumulatori Nichel/Cadmio sono disponibili con struttura cilindrica o prismatica, di tipo aperto o ermetico, con tecnologie costruttive degli elettrodi molto varie.

Le batterie Nichel/Cadmio presentano normalmente un contenitore rivestito in polipropilene e dotato di una valvola di sfogo per i gas eventualmente prodotti durante l'operazione di ricarica. Gli elettrodi positivi e negativi sono isolati tra loro da un separatore, costituito generalmente da nylon, che deve permettere la libera circolazione dell'elettrolita.

Questa categoria di accumulatori sono realizzate secondo due principali categorie costruttive: con elettrodi a tasca o con elettrodi sinterizzati. Nella prima configurazione le materie attive di entrambi gli elettrodi sono contenute all'interno di una tasca in lamina di acciaio traforato che permette la penetrazione dell'elettrolita. L'altra tecnologia ha le materie attive spalmate su una matrice porosa, questo porta ad avere prestazioni migliori. L'accumulatore al Nichel/Cadmio a oggi è la terza tecnologia al mondo per volume di vendite, dopo quelle al piombo e al litio, grazie in particolare alla capacità di lavorare bene a basse temperature mantenendo buone prestazioni e una elevata vita utile. Questi accumulatori sono impiegati in diverse applicazioni industriali e militari che richiedono sistemi robusti, affidabili e con buona durata di vita e che offrano buone prestazioni anche in condizioni climatiche non ottimali (tabella 4.2).

Parametri	Valori
Tensione nominale [V]	1,25
Capacità delle celle [Ah]	8÷1.500
Potenza specifica [W/Kg]	500÷800
Energia specifica [Wh/Kg]	50÷60
Efficienza energetica [%]	60÷70
Rendimento amperometrica [%]	70÷80
Autoscariaca mensile %	5÷10
Range di temperatura di lavoro (°C)	-50°÷70°
Vita utile DoD 80% [cicli]	1.000÷1.200

*Tabella 4.2 Parametri prestazionali accumulatori al Nichel/Cadmio.*

#### 4.3.3 Accumulatori al Nichel/Idruri metalli

L'accumulatore Nichel/Idruri metallici (figura 4.3) è derivato da quello Nichel/Cadmio con la sostituzione dell'elettrodo di cadmio con una miscela di idruri metallici. Questo ha permesso di eliminare le problematiche ambientali legati all'uso del cadmio. Questa tecnologia comporta l'uso di materie prime costose, per questo motivo sono molti utilizzati nel settore delle applicazioni portatili di piccola taglia, dove i benefici dell'effetto del volume compensano parzialmente i maggiori costi.

L'elettrodo positivo è costituito da ossido idrato di nichel, mentre l'elettrodo negativo è costituito da composti intermetallici (M) capaci di assorbire e accumulare in modo reversibile idrogeno con formazione di idruri (MH). L'elettrolita è di tipo alcalino ed è costituito da idrossido di potassio in soluzione acquosa.

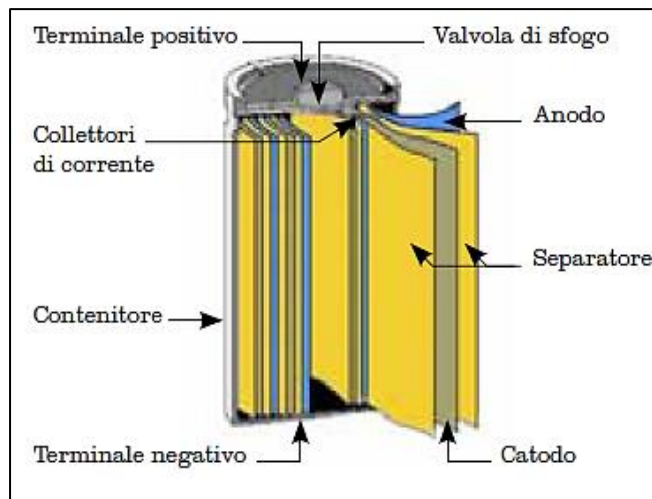


Figura 4.3 Accumulatore Nichel/Idruri metalli.

Gli accumulatori Nichel/Idruri metallici hanno un buon livello di sviluppo tecnologico e sono disponibili con struttura cilindrica o prismatica, di tipo ermetico, con tecnologie costruttive dell'elettrodo negativo molto varie. Presentano normalmente un contenitore rivestito di polipropilene e dotato di una valvola di sfogo per rilasciare i gas in eccesso prodotti durante l'operazione di ricarica. Gli elettrodi positivi e negativi sono isolati tra loro da un separatore, generalmente realizzato con composti di fibre di propilene, che garantisce una struttura facilmente permeabile dall'elettrolita.

Dal punto di vista delle prestazioni (tabella 4.3) si può notare che l'energia specifica ha un valore maggiore rispetto alle batterie Nichel/Cadmio e sono inoltre più adatte a ricaricarsi in tempi brevi. Tuttavia uno svantaggio è la loro tendenza all'autoscarica dovuta alla diffusione dell'idrogeno attraverso l'elettrolita con percentuali che crescono con l'aumentare della temperatura. Inoltre l'alta corrente necessaria durante la carica rende indispensabile ed essenziale una gestione termica.

Parametri	Valori
Tensione nominale [V]	1,25
Capacità delle celle in commercio [Ah]	0,1÷200
Potenza specifica [W/Kg]	200÷1.200
Energia specifica [Wh/Kg]	40÷100
Efficienza energetica [%]	65
Rendimento amperometrica [%]	70÷80
Autoscarica mensile [%]	15÷25
Intervallo di temperatura di lavoro (°C)	-20°÷60°
Vita utile DoD 80% [cicli]	1.000

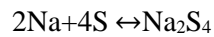
Tabella 4.3 Parametri prestazionali accumulatori al Nichel/Idruri metalli.



#### 4.3.4 Accumulatori Sodio/Zolfo

Gli accumulatori Sodio/Zolfo lavorano ad una temperatura interna di circa 300°C, necessaria per portare gli elettrodi allo stato fuso e per aumentare la conducibilità dell'elettrolita. In una cella sodio/zolfo il catodo è costituito da zolfo liquido e l'anodo è costituito da sodio allo stato liquido, mentre il separatore ceramico costituito da un composto di  $\beta''$ -allumina, drogato con ossidi che le conferiscono una struttura caratteristica in cui si muovono gli ioni sodio.

Il processo di carica e scarica è descritto dalla seguente relazione:



Leggendo la reazione da destra a sinistra si ottiene la reazione di carica mentre da sinistra a destra si ottiene la scarica.

La struttura della cella (figura 4.4) generalmente ha forma di bicchiere, e i materiali impiegati sono molto pregiati a causa della capacità corrosiva dello zolfo liquido. Trattandosi di una batteria che opera ad alte temperature il modulo con celle Sodio/Zolfo viene realizzato all'interno di un contenitore termicamente isolato e per questo necessita di un sistema di riscaldamento che si attiva quando la temperatura scende sotto un certo limite. Con l'accumulatore a riposo sconnesso dalla rete, l'energia contenuta all'interno dell'accumulatore consente il mantenimento della temperatura interna solo per qualche giorno, e questo costringe a mantenere la batteria sempre collegata alla rete elettrica per alimentare il sistema di riscaldamento.

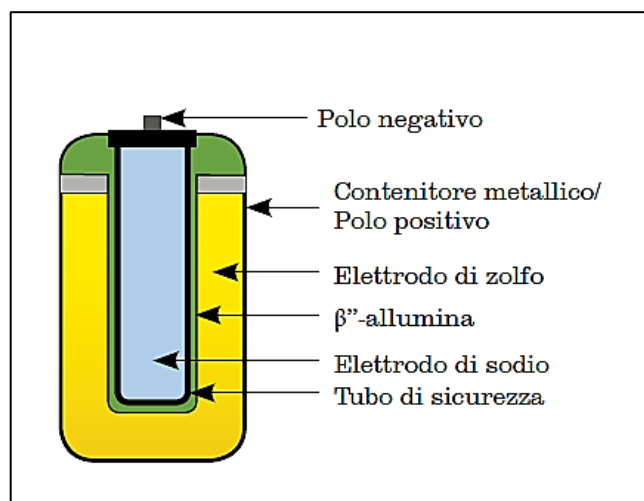


Figura 4.4 Accumulatore Sodio/Zolfo.

Queste batterie si caratterizzano per una energia specifica molto più elevata rispetto agli accumulatori con elettrolita acquoso, elevati rendimenti energetici, prestazioni indipendenti dalla temperatura ambiente e una buona vita utile (Tabella 4.4).

Per motivi gestionali e di sicurezza non sono disponibili sul mercato come celle singole, ma come sistemi completi di BMS (Battery Management System), cioè con un sistema di controllo delle grandezze caratteristiche e in particolare della relativa temperatura.

Parametri	Valori
Tensione nominale [V]	2,076
Capacità delle celle [Ah]	628
Potenza specifica [W/Kg]	210
Energia specifica [Wh/Kg]	240
Efficienza energetica [%]	90
Rendimento amperometrica [%]	100
Intervallo di temperatura di lavoro (°C)	290°÷360°
Vita utile DoD 80% [cicli]	4500

Tabella 4.4 Parametri prestazionali accumulatori al Sodio/Zolfo.

#### 4.3.5 Accumulatore Sodio/Cloruro di nichel (Zebra)

Gli accumulatori ZEBRA (Zero Emission Battery Research Activities), è costituita da celle funzionanti a caldo, racchiuse in un contenitore termico. Sostanzialmente hanno struttura e prestazioni simili agli accumulatori Sodio/Zolfo ma risultano intrinsecamente più sicure (figura 4.5).

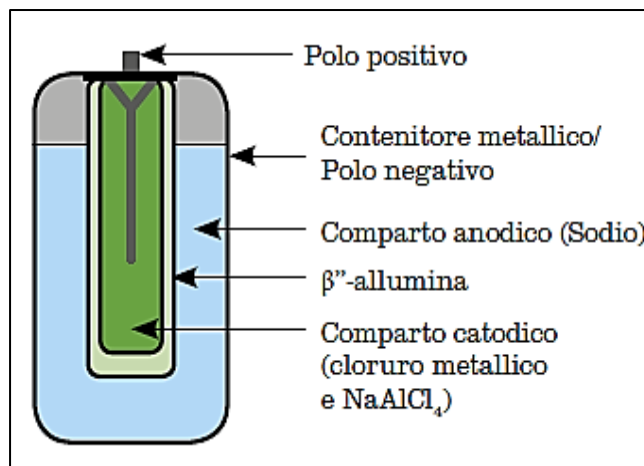
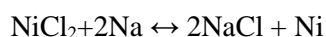


Figura 4.5 Accumulatore ZEBRA.

Il catodo è costituito da cloruro di nichel ( $\text{NiCl}_2$ ) ed è impregnato nel tetracloroalluminato di sodio ( $\text{NaAlCl}_4$ ), mentre l'anodo è costituito da sodio allo stato fuso. L'elettrolita è normalmente di tipo solido ed è costituito da un tubo di  $\beta'$ -allumina che consente il passaggio di ioni di sodio. La reazione che si sviluppa all'interno della cella è del seguente tipo:



Leggendo la reazione da destra a sinistra si ottiene la reazione di carica mentre da sinistra a destra si ottiene la scarica.

Trattandosi, di una batteria che opera alla temperatura di  $300^\circ\text{C}$ , il modulo con celle sodio/cloruro di nichel è realizzato all'interno di un contenitore termicamente isolato che permette di ridurre la dispersione termica. Durante i periodi di inutilizzo la batteria tende a raffreddarsi e per tale motivo

è dotata di un sistema di riscaldamento interno che si attiva quando la temperatura scende sotto un certo limite.

Queste batterie costituiscono un significativo passo avanti rispetto alle diffusissime batterie al piombo, ed alle successive batterie al Nichel/Cadmio, sia in termini di energia specifica che di densità di energia (tabella 4.5).

Parametri	Valori
Tensione nominale [V]	2,58
Capacità delle celle [Ah]	32
Potenza specifica [W/Kg]	160÷190
Energia specifica [Wh/Kg]	100-130
Efficienza energetica [%]	80÷93
Rendimento amperometrica [%]	100
Intervallo di temperatura di lavoro (°C)	240°÷320°
Vita utile DoD 80% [cicli]	2500÷3000

Tabella 4.5 Parametri prestazionali accumulatori ZEBRA.

#### 4.3.6 Accumulatori Redox a circolazione elettrolitica

Gli accumulatori Redox a circolazione di elettrolita sono in grado di accumulare energia elettrica in soluzioni elettrolitiche contenenti differenti coppie Redox utilizzando reazioni accoppiate di ossido-riduzione in cui sia i reagenti sia i prodotti di reazione, in forma ionica, sono completamente disciolti in soluzione acquosa. Nel caso specifico della batteria Redox al vanadio (VRB) la coppia Redox è costituita da vanadio in differenti stati di ossidazione,  $V^{3+}/V^{2+}$  al catodo e  $V^{5+}/V^{4+}$  al anodo, disciolti in una soluzione di acido solforico. Le soluzioni dell'elettrolita positivo e negativo sono immagazzinate in serbatoi, messi in circolazione da pompe, e si interfacciano attraverso una membrana che permette lo scambio ionico, impedendo però il mescolamento delle soluzioni (figura a 4.6).

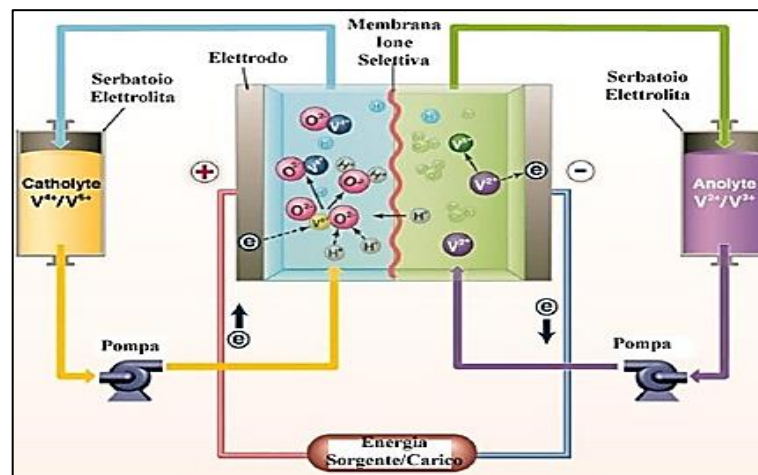


Figura 4.6 Accumulatore Redox.

Il cuore della batteria è lo *stack*, costituito da un determinato numero di celle elementari collegate in serie. La batteria è integrata in un sistema che comprende anche un convertitore DC/AC, un sistema di controllo e un sistema di raffreddamento. Una caratteristica di questa tecnologia è il totale disaccoppiamento tra la potenza e l'energia. Un parametro che influenza fortemente il comportamento di questa batteria è la temperatura, infatti il range di utilizzo è tra 0 °C e 40 °C. Queste batterie possono essere scaricate fino a 0 Volt senza problemi, ma tipicamente l'inverter impone una tensione minima di lavoro che diviene la tensione di fine scarica della batteria. La vita attesa è piuttosto lunga: le batterie Redox al vanadio possono superare i 10.000 cicli di carica/scarica (oltre 20 anni di vita operativa).

Parametri	Valori
Tensione nominale [V]	1,25
Capacità delle celle in commercio [Ah]	-
Potenza specifica [W/Kg]	100
Energia specifica [Wh/Kg]	25
Efficienza energetica [%]	60÷85
Rendimento amperometrica [%]	80÷90
Autoscarica mensile [%]	0÷100
Intervallo di temperatura di lavoro (°C)	0°÷40°
Vita utile DoD 80% [cicli]	10.000

Tabella 4.6 Parametri prestazionali accumulatori a circolazione elettrolitica (VRB).

#### 4.3.7 Accumulatore al Litio/Ioni.

Le batterie Litio/Ioni è composta da sottili strati costituenti il catodo, il separatore e l'anodo, immersi in un elettrolita che permette il trasporto degli ioni litio (figura 4.7). Il litio è il metallo con il più basso peso atomico, ha un potenziale standard elevato (-3,04 V) e una capacità specifica molto alta, pari a 3,86 Ah/kg.

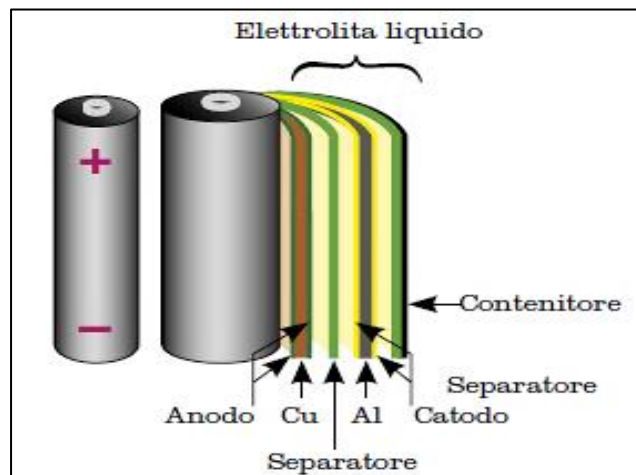


Figura 4.7. Accumulatore Litio/Ioni.

Queste caratteristiche lo rendono uno degli elementi più adatti per la costruzione di batterie con elevata densità energetica ed energia specifica che consentono a parità di peso o di volume una elevata quantità di energia immagazzinabile rispetto alle altre batterie (Tabella 4.7).

Parametri	Valori
Tensione nominale [V]	2,2÷3,7
Capacità delle celle in commercio [Ah]	0,1÷10.000
Potenza specifica [W/Kg]	200÷3.000
Energia specifica [Wh/Kg]	40÷180
Efficienza energetica [%]	80÷95
Rendimento amperometrica [%]	100
Autoscarica mensile [%]	1
Range di temperatura di lavoro (scarica/carica) (°C)	-30°÷60°/0°÷60°
Vita utile DoD 80% [cicli]	10.000

Tabella 4.7 Parametri prestazionali accumulatori Litio/Ioni.

La famiglia delle batterie agli ioni di litio comprende molte sottocategorie, caratterizzate da una stessa struttura di base ma differenziate principalmente sulla base dei materiali elettrodi e degli elettroliti.

In una batteria il catodo è solitamente costituito da un ossido litiato di un metallo di transizione (LiTMO<sub>2</sub> con TM=Co, Ni, Mn, FeSO<sub>4</sub>) che garantisce una struttura a strati dove gli ioni possono essere inseriti o estratti facilmente. L'anodo è generalmente costituito da grafite allo stato litiato. L'elettrolita è costituito da sali di litio disciolti in miscela di solventi organici che può essere liquido polimerico, gel o ceramico, e la membrana separatrice è costituita da polietilene (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>)<sub>n</sub> o polipropilene (C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>)<sub>n</sub>.

Le celle Litio/Ioni possono dare origine a situazioni di pericolo se sottoposte a condizioni di sovraccarico elettrico e/o termico, per questo è necessario l'utilizzo di un sistema di bilanciamento delle tensioni di cella e di un BMS che monitori le grandezze di cella e di batteria e intervenga in caso di condizioni a rischio.

#### 4.4. Regolatore di carica

La principale funzione di un regolatore di carica è quella di proteggere l'accumulatore da sovraccarichi e da eccessive scariche in modo da aumentare la vita utile e farlo lavorare in un intervallo di tensioni adeguate all'utilizzo. Inoltre deve risultare affidabile, avere un *MTBF* (tempo medio tra guasti) basso ma anche una buona risposta al variare delle condizioni operative.

I metodi di regolazione tradizionale della carica comune sono:

- Autoregolante: Si ha un accoppiamento diretto tra generatore fotovoltaico e accumulatore sfruttando la capacità autoregolante dell'accoppiamento. Durante la fase di carica, al crescere della tensione di batteria il punto di lavoro si sposta, lungo la caratteristica V-I del generatore fotovoltaico, sempre più verso la tensione a vuoto a cui corrispondono via via correnti di carica sempre più basse. Si tratta di un sistema molto semplice composto da un diodo in serie che previene la scarica dell'accumulatore durante la notte. Questo metodo viene usato per piccoli sistemi (1 o 2 moduli fotovoltaici) e ha la limitazione che non devono essere usate batterie ermetiche, perché potrebbero danneggiarsi in breve tempo per frequenti e intensi fenomeni di gassificazione.
- ON-OFF (serie/parallelo): Un apposito regolatore provvede al distacco del generatore fotovoltaico quando, la carica della batteria supera un determinato valore di soglia, per poi ripristinarlo al raggiungimento di un valore più basso prestabilito. Da lato del carico il circuito viene interrotto quando la carica della batteria è troppo bassa e ripristinato quando il livello di carica raggiunge un valore opportuno. Una variante al funzionamento è fornita dal metodo ON-OFF parallelo dove la carica della batteria superando il valore massimo procede con un abbassamento della tensione del generatore facendo confluire la corrente di ingresso in una resistenza di valore opportuno.
- ON-OFF a gradini: In impianti di certa taglia la regolazione ON-OFF con un solo contattore in ingresso non è in grado di sfruttare al meglio la capacità della batteria, in quanto il permanente valore elevato di corrente in prossimità dello stato di carica massima comporta errori nella misura della stessa carica, facendo nel contempo sorgere il fenomeno di gassificazione. E quindi si è optato per un distacco graduale del generatore in prossimità proprio della carica massima, effetto che può essere ottenuto per mezzo di un regolatore a gradini.
- MPPT: Tra il generatore fotovoltaico e l'accumulatore è interposto un circuito in grado di far lavorare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza, sempre gestendo la carica dell'accumulo e provvedendo a un suo distacco nel caso di superamento della massima carica; così è sempre garantito il pieno sfruttamento della potenza disponibile lato generatore.
- PWM: Le ragioni che hanno portato a una tecnica PWM sono le stesse di quelle riscontrate nel regolatore a gradini, ossia il progressivo abbassamento della corrente in prossimità della massima carica al fine di ottimizzare il processo di carica dell'accumulatore. L'ottimizzazione è ottenuta per mezzo di un treno di impulsi la cui durata dipende dal valore medio desiderato verso la batteria.
- Regolatore a tre stadi: Il funzionamento di questi dispositivi si basa sul fatto che in una batteria poco carica gli elettrodi sono soggetti anche se in modo parziale ad un processo di

solfoazione, che consiste nella formazione di uno strato di ossido che non consente il raggiungimento della piena carica sulle piastre. Questo si manifesta con un incremento della resistenza equivalente in serie all'accumulatore che in tal modo, presenta una tensione inferiore a quella fornita dal regolatore. Analizziamo le tre fasi di carica di un accumulatore al Piombo/Acido. La prima delle tre fasi è la fase di "bulk" dove il regolatore si comporta come un carica tradizionale a corrente costante fino a quando la batteria è al di sotto del livello di piena carica. La seconda fase è "Absorption" dove la tensione è tenuta costante per un certo periodo sopra il valore di piena carica. L'ultima fase chiamata "Float" mantiene il valore di tensione raggiunto.

I regolatori tre stadi godono attualmente di grande popolarità e la maggior parte delle case produttrici prevedono alcuni modelli con queste modalità di carica (figura 4.8-4.9).

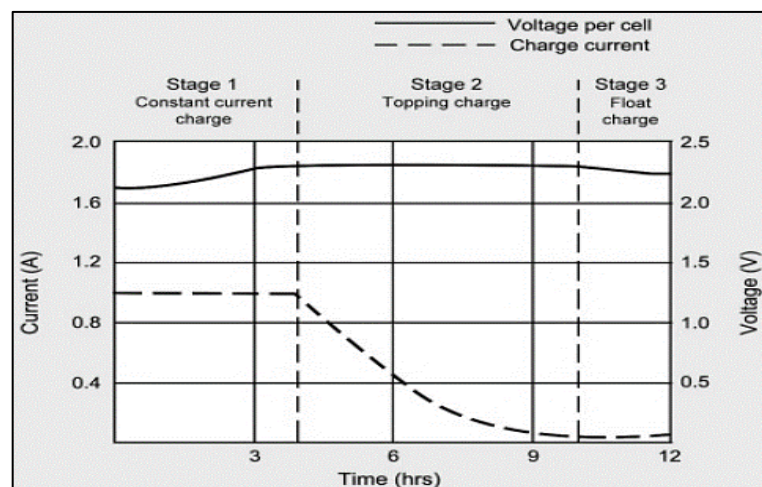


Figura 4.8: Andamento di tensione e corrente di una carica a tre stadi per un accumulatore al Piombo/Acido.

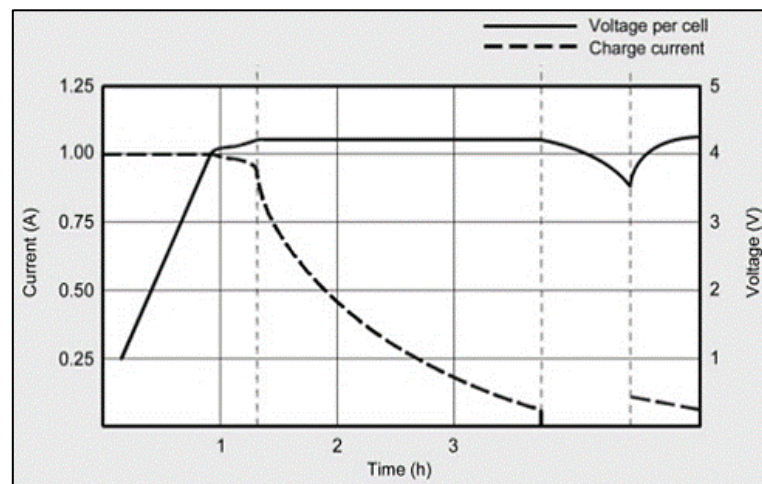


Figura 4.9: Andamento di tensione e corrente di una carica a tre stadi per un accumulatore Litio/Ioni.





## Capitolo 5

# PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

### 5.1 Tipologie di impianto fotovoltaico.

Una prima classificazione di un impianto fotovoltaico possiamo farla a seconda che si tratti di un sistema a isola o connesso alla rete.

Nel primo caso si tratta di un impianto che costituisce la sola sorgente di energia elettrica per un dato sistema o area geografica; nel secondo caso invece è disponibile anche l'energia della rete di distribuzione pubblica, e l'impianto che è interfacciato con essa permette scambi bi-direzionali di energia.

Lo schema di un impianto a isola o comunemente chiamato stand-alone (figura 5.1), è costituito da un insieme di moduli, un regolatore di carica che invia l'energia a un banco di accumulatori e un inverter nel caso in cui ci fosse bisogno di convertire la tensione prodotta in continua in tensione alternata per alimentare i carichi dell'utente.

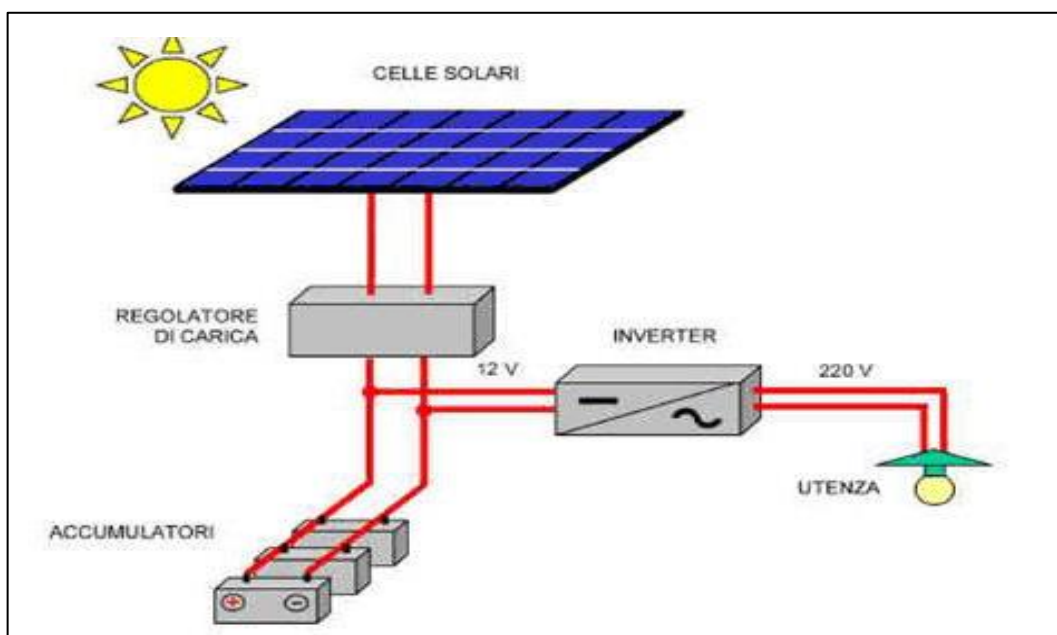


Figura 5.1 Schema di un impianto fotovoltaico a isola (stand-alone).

Questi impianti sono utilizzati per alimentare utenze remote, difficilmente raggiungibili, basti pensare ad alcune aree geograficamente in paesi in via di sviluppo o comunque per tutte quelle applicazioni dove i costi di allacciamento alla rete del distributore elettrico diventano proibitivi non giustificando l'investimento.

Il principio di funzionamento, si basa sulla necessità di soddisfare il profilo dell'utenza con una alimentazione diretta nelle ore di sole nell'arco della giornata; mentre nelle ore notturne e nelle giornate con livelli di irraggiamento non sufficienti a soddisfare il fabbisogno energetico, il carico

viene alimentato da un sistema di accumulo di batterie precedentemente caricate grazie all'energia prodotta e non utilizzata dalle utenze.

Lo schema di un impianto connesso a rete chiamato anche *grid-connected* è mostrato in figura 5.2. I pannelli sono direttamente collegati all'inverter che ha il compito di convertire la tensione continua dei moduli in tensione alternata che, tramite un quadro, viene sia inviata alle utenze che verso la rete. Da notare che prima del punto di connessione alla rete pubblica sono posti dei contatori che misurano l'entità dell'energia scambiata in entrambe le direzioni.

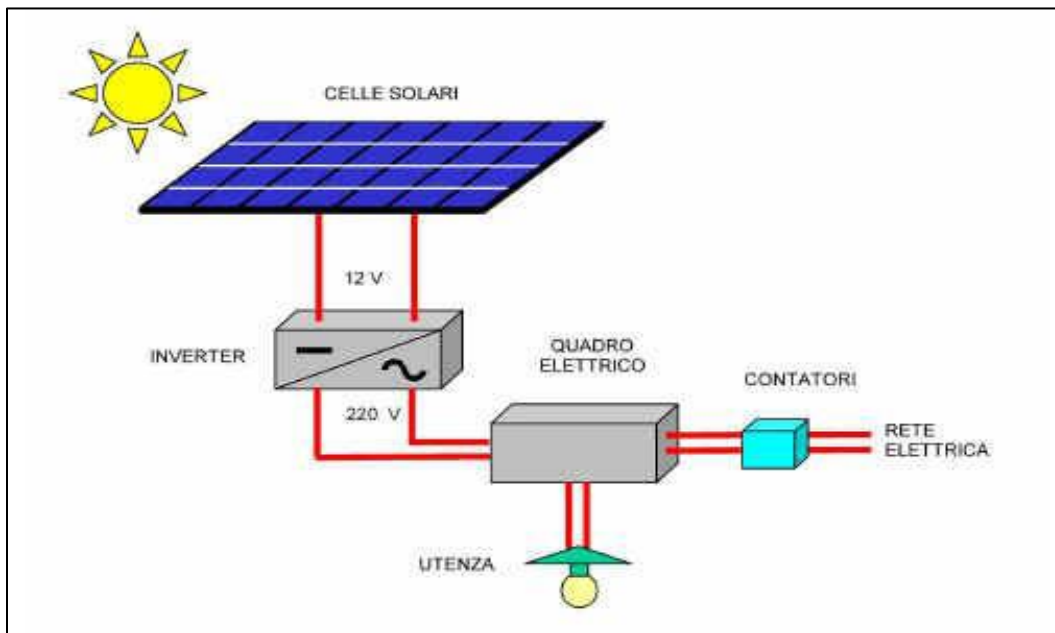


Figura 5.2 Schema di un impianto fotovoltaico connesso alla rete.

Il principio di funzionamento è praticamente simile ad un impianto stand-alone, con l'unica differenza che la funzione delle batterie è sostituita dalla connessione alla rete; cosicché nella situazione in cui l'energia prodotta dal nostro sistema e non consumata può essere immessa nella rete elettrica. Nel momento in cui invece la produzione di energia non soddisfa il profilo delle utenze, dalla stessa rete si può prelevare l'energia necessaria per completare la richiesta dei vari carichi.

Un secondo tipo di classificazione degli impianti fotovoltaici si basa sulla tipologia dei movimenti permessi ai moduli, in questo caso si ha:

- Sistemi ad inclinazione fissa.
- Sistemi ad inseguimento attivo.
- Sistemi ad inseguimento passivo.

#### 5.1.1 Sistemi ad inclinazione fissa

Questa soluzione è oggi la più diffusa, sia perché è la più economica, e sia perché non necessita di grosse manutenzioni e perciò risulta di facile gestione. In questi sistemi, i pannelli sono montati con un'inclinazione e orientamento costanti nel tempo.

### 5.1.2 Sistemi ad inseguimento attivo

Sono sistemi dove il movimento del pannello è realizzato tramite l'utilizzo di motori elettrici del tipo passo-passo o in corrente continua, comandati attraverso circuiti di controllo.

Si possono avere sistemi d'inseguimento monoassiali o biassiali (figura 5.3). L'incremento di produzione offerto da questo tipo di tecnologia varia da 15-30% degli inseguitori monoassiali a 35-40% degli inseguitori biassiali (tabella 5.1).

Tipo di movimento	Tipo di inseguitore	Incremento di energia rispetto a un sistema Fisso
Monoassiale	Tilt	5-10%
Monoassiale	Rollio	15%
Monoassiale	Azimut	25%
Monoassiale	Asse polare	30%
Biassiale	Azimut-Elevazione	40%
Biassiale	Tilt-Rollio	40%

Tabella 5.1 Confronto dell'incremento di efficienza di sistemi a inseguimento rispetto a sistemi fissi.

Nella maggiorparte dei sistemi a inseguimento, vengono usati pannelli a concentrazione questo fa in modo di aumentare l'efficienza del sistema.



Figura 5.3 Rappresentazione di alcuni sistemi a inseguimento solare.

### 5.1.3 Sistemi ad inseguimento passivo

Nei sistemi ad inseguimento passivo il movimento del pannello fotovoltaico è generato da attuatori che sfruttano l'espansione di un liquido con il calore. L'aumento di temperatura causato dalla radiazione incidente sulla superficie laterale del meccanismo determina una variazione di volume di un fluido, contenuto in un serbatoio, che genera una pressione interna la quale agendo su un pistone pneumatico determina un movimento rotazionale del pannello fotovoltaico. La variabile temperatura è controllata da un sistema a retroazione in modo da regolare lo spostamento

rotazionale del pannello al fine di minimizzare l'angolo di incidenza con cui i raggi solari impattano sul piano dei moduli.

## **5.2 Peculiarità della produzione di un impianto fotovoltaico**

In un generatore fotovoltaico, la potenza fornita varia in maniera sostanziale in relazione alla posizione del sito, l'ora del giorno, della stagione e dalle condizioni meteorologiche.

Il dato sulla potenza nominale o massima non è correlabile alla effettiva capacità produttiva.

Queste incertezze relative alla capacità produttiva complicano sia la progettazione che la valutazione economica dell'impianto e richiedono l'uso di un approccio statistico.

Un modo per rappresentare la produzione di un impianto fotovoltaico è quello di indicare le ore equivalenti a piena potenza cioè il numero di ore per cui l'impianto avrebbe dovuto funzionare a piena potenza per dare l'energia effettivamente prodotta.

I fattori da cui dipende l'energia prodotta (o il numero di ore equivalenti a piena potenza) sono:

- La radiazione solare disponibile.
- L'orientamento e l'inclinazione dei moduli.
- Il rendimento dell'impianto.

## **5.3 Radiazione solare disponibile**

Con il termine radiazione solare si indica l'energia che l'unità di superficie orizzontale (in genere un metro quadro) riceve in un determinato periodo di tempo (ad esempio un anno). La radiazione solare si esprime in kilowattora su metro quadro (kWh/m<sup>2</sup>). Essa rappresenta l'energia effettivamente disponibile in una certa località. Di solito si considera la radiazione solare riferita ad un anno e ottenuta come media di più anni. Queste grandezze sono molto variabili sul breve periodo e non sono prevedibili. L'unico modo per valutarle è basarsi su dati storici registrati metodicamente.

I valori della radiazione solare media annua in Italia si possono ricavare da:

- “Norma UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici”. La norma fornisce la radiazione solare giornaliera (media per ogni mese) diretta e diffusa, sul piano orizzontale, nei capoluoghi di provincia.
- Atlante solare europeo: Si basa su dati registrati dal CNR-IFA (Istituto di Fisica dell'Atmosfera) e riporta mappe isoradiative del territorio italiano ed europeo su superficie orizzontale o variamente inclinata.
- Banca dati ENEA: L'ENEA raccoglie dati sulla radiazione orizzontale globale dal 1994 attraverso le immagini Meteosat.

- Banca dati del PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System): Questi dati sono esplicitamente orientati alla valutazione dell'energia producibile con impianti fotovoltaici e sono catalogati in base alle proprietà dell'installazione.

La radiazione solare annua per una stessa località può variare da una fonte ad un'altra anche del 10%, poiché deriva da elaborazioni statistiche di dati relativi a periodi diversi; inoltre tali dati sono soggetti alla variabilità meteorologica da un anno all'altro. I valori di radiazione solare hanno quindi un significato probabilistico, cioè un valore atteso e non certo.

## 5.4 Orientamento e inclinazione dei moduli

I valori di radiazione solare disponibili sono tutti riferiti ad una superficie orizzontale. Nella stragrande maggioranza dei casi, però, i pannelli sono montati con un certo grado di inclinazione  $\beta$  rispetto all'orizzontale (figura 5.4).

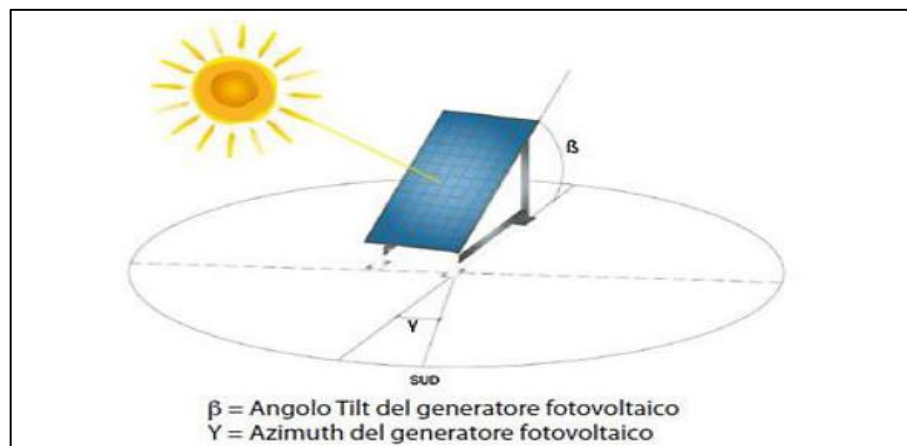


Figura 5.4 Definizione di inclinazione e orientazione di un pannello.

Questa scelta è determinata dal desiderio di ottimizzare il numero di ore per le quali il pannello è investito da radiazione diretta o dalla necessità di installare i pannelli su superfici inclinate. La radiazione diretta ricevuta da un pannello inclinato cambia con l'orientamento del pannello stesso rispetto ai punti cardinali (figura 5.5).

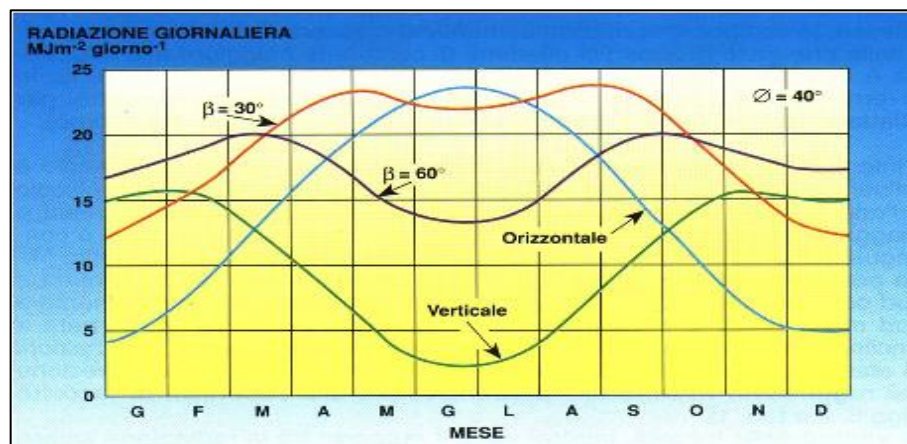


Figura 5.5 Confronto fra radiazione solare giornaliera media incidente su una superficie con differenti angoli di inclinazione.

L'orientamento è indicato con l'angolo  $\gamma$  misurato rispetto alla direzione ideale sud, dove con angoli minori di zero abbiamo un orientamento verso est e con angoli positivi abbiamo un orientamento verso ovest. La combinazione dell'inclinazione e orientamento determina l'esposizione del pannello, l'orientamento ottimale è a sud (se si è nell'emisfero nord). L'effetto dell'inclinazione invece varia con la latitudine perché al crescere della latitudine diminuisce l'altezza del sole sull'orizzonte.

In Italia l'inclinazione ottimale del modulo è approssimabile come l'angolo che esprime la latitudine diminuito di  $10^\circ$  (quindi circa  $30^\circ$ ).

Note le componenti diretta e diffusa della radiazione solare su una superficie orizzontale, esistono dei metodi per calcolare la radiazione che colpisce un pannello inclinato. Il metodo di Liu - Jordan è valido solo per pannelli inclinati verso sud, montati su una superficie con fattore di albedo noto; ci sono poi altri metodi più complessi per considerare pannelli con inclinazione e orientamento qualsiasi, situati in ogni parte del mondo.

Tipicamente questi calcoli possono essere svolti con l'ausilio di opportuni programmi dedicati, ma per valutare in prima approssimazione la producibilità di un impianto fotovoltaico si possono usare delle tabelle che indicano il fattore correttivo  $C_{Corr}$  da applicare alla radiazione media annuale su un piano orizzontale. Le tabelle sono divise per aree geografiche: Nord Italia (tabella 5.2), Centro Italia (tabella 5.3) e Sud Italia (tabella 5.4).

Inclinazione	Orientamento				
	$0^\circ$ (sud)	$\pm 15^\circ$	$\pm 30^\circ$	$\pm 45^\circ$	$\pm 90^\circ$ (est, ovest)
$0^\circ$	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
$10^\circ$	1.07	1.06	1.06	1.04	0.99
$15^\circ$	1.09	1.09	1.07	1.06	0.98
$20^\circ$	1.11	1.10	1.09	1.07	0.96
$30^\circ$	1.13	1.12	1.10	1.07	0.93
$40^\circ$	1.12	1.11	1.09	1.05	0.89
$50^\circ$	1.09	1.08	1.05	1.02	0.83
$60^\circ$	1.03	0.99	0.96	0.93	0.77
$70^\circ$	0.95	0.95	0.93	0.86	0.71
$90^\circ$	0.74	0.74	0.73	0.72	0.57

Tabella 5.2 Coefficienti correttivi per la radiazione solare su superficie orizzontale; Nord Italia, latitudine  $44^\circ$  N.

Inclinazione	Orientamento				
	$0^\circ$ (sud)	$\pm 15^\circ$	$\pm 30^\circ$	$\pm 45^\circ$	$\pm 90^\circ$ (est, ovest)
$0^\circ$	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
$10^\circ$	1.07	1.07	1.06	1.04	0.99
$15^\circ$	1.09	1.09	1.08	1.06	0.97
$20^\circ$	1.11	1.11	1.09	1.07	0.96
$30^\circ$	1.13	1.12	1.10	1.07	0.92
$40^\circ$	1.12	1.12	1.09	1.05	0.87
$50^\circ$	1.09	1.08	1.05	1.01	0.82
$60^\circ$	1.03	1.02	0.99	0.96	0.76
$70^\circ$	0.94	0.94	0.92	0.88	0.70
$90^\circ$	0.72	0.72	0.71	0.70	0.56

Tabella 5.3 Coefficienti correttivi per la radiazione solare su superficie orizzontale; Centro Italia, latitudine  $41^\circ$  N.

Inclinazione	Orientamento				
	0° (sud)	±15°	±30°	±45°	±90° (est, ovest)
0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
10°	1.06	1.06	1.05	1.04	0.99
15°	1.08	1.08	1.07	1.05	0.97
20°	1.10	1.09	1.08	1.06	0.96
30°	1.11	1.10	1.08	1.06	0.92
40°	1.10	1.09	1.07	1.03	0.87
50°	1.06	1.05	1.03	0.99	0.82
60°	0.99	0.99	0.96	0.93	0.75
70°	0.91	0.91	0.88	0.86	0.69
90°	0.68	0.68	0.68	0.67	0.55

Tabella 5.4 Coefficienti correttivi per la radiazione solare su superficie orizzontale; Sud Italia, latitudine 38° N.

Dalle tabelle risulta evidente la penalizzazione conseguente ad un'inclinazione verticale e dall'orientamento verso est/ ovest dei pannelli.

#### 5.4.1 Metodo di Liu-Jordan

La radiazione solare su una superficie inclinata può essere determinata attraverso diversi metodi di calcolo sperimentale, tra questi uno dei più usati è il metodo di Liu-Jordan, e bene ancora una volta sottolineare che questa analisi è valida solo per pannelli orientati a sud, e per valutare altre esposizioni occorre integrare il metodo con altre osservazioni.

Il metodo si basa sull'ipotesi che il rapporto tra la radiazione diffusa  $D_{OR}$  e quella totale al suolo su una superficie orizzontale  $G_{OR}$  sia correlato al rapporto tra la stessa radiazione totale irraggiata su una superficie inclinata allo stesso modo collocata al di fuori dell'atmosfera  $G_O$  secondo la seguente relazione:

$$\frac{D_{OR}}{G_{OR}} = 1,39 - 4,027 \cdot K_t + 5,331 \cdot K_t^2 - 3,108 \cdot K_t^3$$

Dove abbiamo che:

- $K_t = G_{OR}/G_O$  Coefficiente di nuvolosità.
- $G_O = I_O \cdot r [\cos \Phi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_S + (\pi/180) \cdot \omega_S \cdot \sin \Phi \cdot \sin \delta] \cdot \frac{24}{\pi}$
- $r = 1 + 0,033 \cdot \cos(360 \cdot n/365)$  Indica il quadrato del rapporto fra la distanza media e distanza al giorno  $n$  tra Terra e Sole.
- $I_O = 1367 \text{ W/m}^2$  Costante solare.
- $\Phi =$  Latitudine.
- $\delta = 23,45 \cdot \sin \left[ 360 \cdot \left( \frac{284+n}{365} \right) \right]$  Indica la declinazione.
- $\omega_S = \arccos(-\tan \delta \cdot \tan \Phi)$  Indica l'angolo orario al tramonto su una superficie orizzontale.
- $n =$  Numero del giorno dell'anno.



Nota la radiazione diffusa sul piano orizzontale la radiazione diretta si calcola dalla relazione:

$$I_{OR} = G_{OR} - D_{OR}$$

Ora possiamo calcolare la radiazione globale incidente su una superficie inclinata mediante il calcolo delle sue componenti diretta  $I$ , diffusa  $D$  e riflessa  $R$ .

$$G = I + D + R = R_b \cdot I_{OR} + D_{OR} \cdot \frac{(1 + \cos \beta)}{2} + G_{OR} \cdot \rho_g \cdot \frac{(1 - \cos \beta)}{2}$$

Dove:

- $\beta$  = Angolo di inclinazione della superficie captante.
  - $\rho_g$  = Riflettività del terreno (valore medio 0,2).
  - $R_b = A/B$  Dove abbiamo che:
    - $A = (\pi/180) \cdot \omega'_s \cdot \sin \delta \cdot \sin(\Phi - \beta) + \sin \omega'_s \cdot \cos \delta \cdot \cos(\Phi - \beta)$
    - $B = (\pi/180) \cdot \omega_s \cdot \sin \delta \cdot \sin \Phi + \cos \delta \cdot \sin \omega_s \cdot \cos \Phi$
  - $\omega'_s = \min[\omega_s, \omega_s \cdot \beta]$
  - $\omega_s \cdot \beta = \arccos[-\tan \delta \cdot \tan(\Phi - \beta)]$  Angolo orario al tramonto su una superficie inclinata.
- Quindi fissato un angolo  $\beta$  della superficie captante, per ogni giorno dell'anno  $n$  si potrà calcolare la radiazione globale incidente  $G$  relativa a ogni giorno del mese.

## 5.5 Modello delle perdite di un impianto

La potenza elettrica resa che si calcola moltiplicando l'irraggiamento solare per il rendimento della cella ci restituisce un valore approssimato per eccesso, perché dal calcolo sono escluse una serie di perdite, che iniziano a manifestarsi dal modulo fotovoltaico fino ad arrivare all'uscita in alternata dopo la conversione statica e all'eventuale consegna dell'energia.

I principali parametri che influiscono maggiormente la producibilità di un impianto sono:

- Perdite per ombreggiamento reciproco e limite irraggiamento.
- Perdite per accumulo di sporcizia sulla superficie dei moduli.
- Perdite per riflessioni spettrali.
- Perdite per mismatch.
- Perdite per temperatura.
- Perdite elettriche.
- Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici.

### 5.5.1 Perdite per ombreggiamento reciproco e limite irraggiamento

Le perdite per ombreggiamento reciproco fra le schiere sono funzione della geometria di disposizione del generatore fotovoltaico sul terreno, dell'orientazione azimutale e degli ostacoli all'orizzonte che possono ridurre sensibilmente le ore di sole disponibili nell'arco della giornata.



Il valore di questo parametro può variare dal 1,5-3,5% a seconda che l'impianto sia a monoschiera o a multischiera.

Le perdite per limite di irraggiamento sono invece relative a quella parte di radiazione che potenzialmente è disponibile ma che non può essere utilizzata in quei periodi in cui l'autoconsumo dell'apparecchiature dell'impianto sono maggiori della produzione elettrica.

#### 5.5.2 Perdite per accumulo di sporcizia sulla superficie dei moduli.

La valutazione di questo parametro è in funzione del numero di lavaggi annuali che si prevedono di effettuare sull'impianto per eliminare l'accumulo di sporcizia che non viene rimossa dalle semplici precipitazioni atmosferiche. Con due lavaggi l'anno la previsione di perdita va dal 1-1,5% fino al 2-2,5% per quei siti a bassa inclinazione ( $\beta < 10^\circ$ ) dove l'effetto delle sole pioggia risulta poco efficace.

#### 5.5.3 Perdite per riflessione spettrali

Sono perdite legate al valore di inclinazione dell'installazione del modulo fotovoltaico. Si possono stimare perdite del 2,5% per le basse esposizioni con riduzione a 1,5% per le superfici più inclinate. Si noti che per i moduli a film sottile che mostrano una risposta spettrale differente rispetto a quelli cristallini le perdite arrivano al 1%.

#### 5.5.4 Perdite di mismatch

Sono perdite dovute alla non uniformità di prestazioni elettriche fornite dai vari moduli che vanno a comporre le varie stringhe di un campo fotovoltaico; con il risultato che non si riesce a sfruttare completamente la potenza di targa. Molti fattori contribuiscono a questo parametro che porta ad avere un range di valori percentuali molto diversi a seconda del tipo di configurazione. Si può stimare che per i moduli in silicio cristallino che utilizzano la conversione centralizzata questo valore può variare dal 1% al 1,5%, invece per quelli che utilizzano una conversione di stringa si va dal 0,7% al 1%. Analogamente per i film sottili la cui non uniformità è meno certa le perdite vanno dal 1,2% al 1,8%.

#### 5.5.5 Perdite per temperatura

In generale all'aumentare della temperatura le celle fotovoltaiche subiscono una diminuzione di prestazioni. I moduli a film sottile hanno una minor sensibilità all'aumento di temperatura e di conseguenza perdite inferiori rispetto all'analogo modulo cristallino. Questi valori variano tra il 5,5% e il 7% tra Nord e Sud Italia con riduzioni del 0,2% per bassi inclinazioni e con differenze del 1-2% tra moduli cristallini e tra moduli a film sottile. Questo risultato è valido nell'ipotesi che i moduli siano installati in modo d'avere un'opportuna circolazione d'aria sul retro. Nel caso di moduli integrati in costruzioni, le perdite possono salire a valori del 12÷15%.

### 5.5.6 Perdite elettriche

Le perdite elettriche si suddividono tra perdite lato DC e perdite lato AC: le prime si riferiscono alle connessioni e agli apparati utilizzati dall'uscita dei pannelli fino all'ingresso dell'inverter. Queste perdite comprendono le resistenze dei cavi elettrici, le resistenze di contatto degli interruttori e le perdite per cadute di tensioni sui vari diodi. La loro somma varia da 1-2%. Le seconde si riferiscono invece all'inverter e a tutti i componenti lato AC (ad esempio i trasformatori, quando utilizzati). Queste perdite possono variare da un 5% a un 10%, e il loro valore è influenzato sia dal tipo di impianto che dal tipo di conversione di stringa.

### 5.5.7 Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici

Il degrado delle prestazioni dei moduli risulta essere funzione della tecnologia di costruzione e del sito di installazione. L'andamento risulta essere non lineare, nel primo anno di vita poi il decadimento diventa pseudo-lineare negli anni successivi.

Per i calcoli di producibilità dei moduli in silicio cristallino si possono considerare degni nel primo anno che vanno dal 1-2% e ad un ulteriore aumento del 0.8% per ognuno degli anni successivi. Con i moduli in film sottile i valori diventano rispettivamente del 2-3% e 0,6-0,8%.

## **5.6 Verifica degli ombreggiamenti**

L'ombreggiamento ha effetti negativi sull'impianto sia perché riduce la producibilità sia perché crea delle dissimmetrie nei singoli moduli e tra le stringhe.

Risulta perciò necessario considerare tutte le possibili ombre degli edifici, degli alberi, dei tralicci e di elementi apparentemente insignificanti, come fili sospesi, antenne e comignoli.

Per valutare gli ombreggiamenti (figura 5.6), ci si pone nel punto di osservazione (luogo in cui saranno installati i pannelli) e si valutano la direzione degli ostacoli rispetto al sud ( $\gamma$  per mezzo di una bussola) e l'angolo rispetto all'orizzontale sotto il quale l'ostacolo è visto dall'osservatore ( $\delta$  per mezzo di un clinometro).

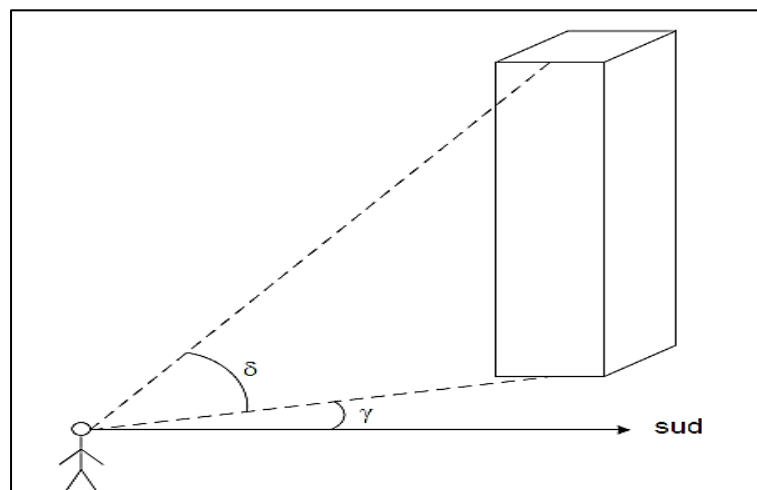


Figura 5.6 Valutazione degli ombreggiamenti causati da ostacoli.

Ricavati questi dati è possibile completare il grafico che mostra, in funzione dell'orientamento, della stagione e dell'ora la posizione in cielo del sole (figura 5.7).

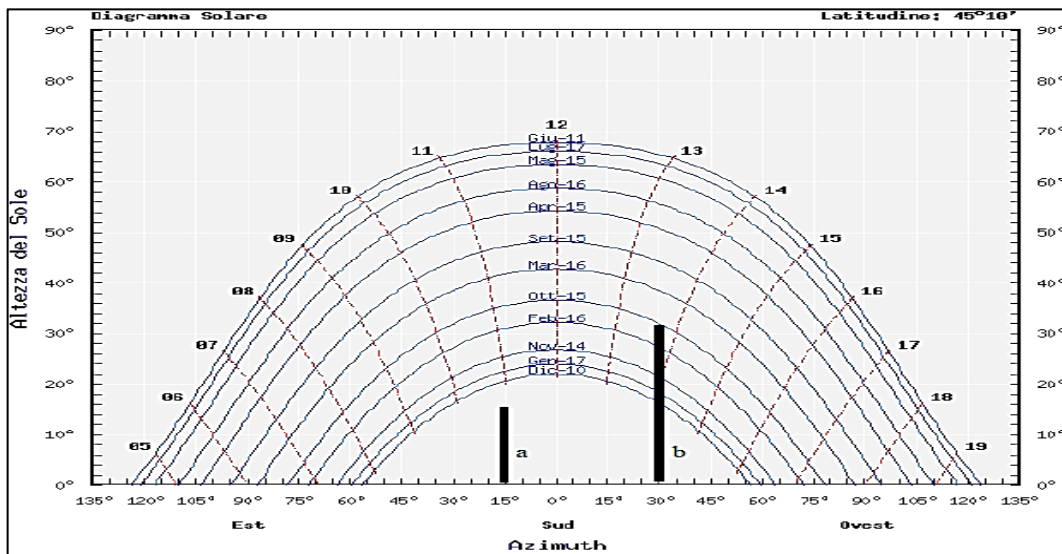


Figura 5.7 Diagramma solare.

Per verificare le ombre generate dagli ostacoli si riportano gli ingombri sul diagramma, come mostrato in figura 5.8, dove l'ostacolo "a" con  $\gamma = -15^\circ$  e  $\delta = 15^\circ$  non interseca mai le curve e quindi non proietta mai ombra nel punto considerato, e l'ostacolo "b" con  $\gamma = 30^\circ$  e  $\delta = 32^\circ$  interseca le curve e quindi proietta ombra nel punto considerato da Ottobre a Febbraio intorno alle ore 14. Se l'ostacolo avesse una certa estensione nello spazio bisogna riportare sul diagramma il profilo dell'ostacolo, approssimato con una spezzata costruita per punti.

La condizione ottimale è quella per cui nessun modulo dell'impianto si trovi mai in situazione di ombra. Se dovessimo trovarci mai in una situazioni dove gli ombreggiamenti sono inevitabile e buona cosa scegliere opportuni collegamenti dei moduli che minimizzano il problema (figura 5.8)

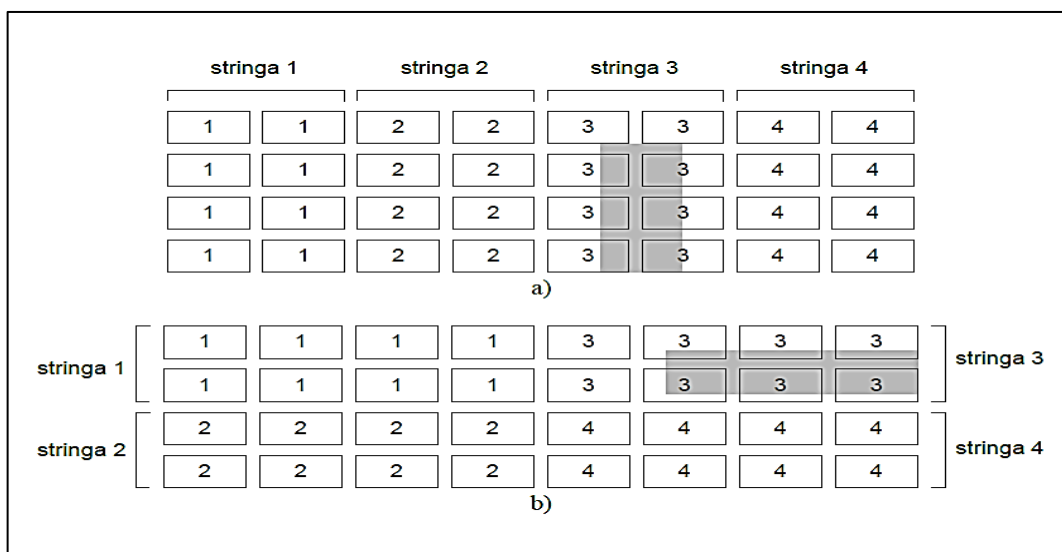


Figura 5.8 Disposizione dei pannelli a seconda della posizione degli ombreggiamenti.

Nel caso di impianti posizionati a terra bisogna tenere conto dei possibili ombreggiamenti tra le varie file dei pannelli. La situazione è quella mostrata in figura 5.9, dove la distanza tra le file deve essere tale da evitare la proiezione di un'ombra il giorno dell'anno in cui il sole è più basso sull'orizzonte (21 Dicembre).

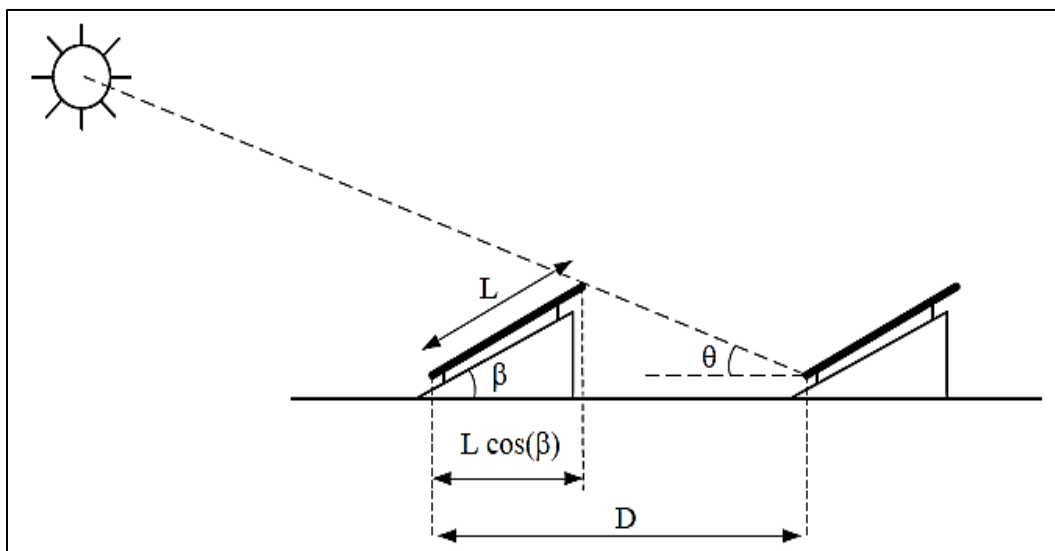


Figura 5.9 Distanza tra le schiere di pannelli per evitare ombreggiamenti reciproci.

L'angolo  $\theta$  formato dal sole il 21 Dicembre cambia al variare della latitudine: da semplici considerazioni trigonometriche si può costruire un grafico come quello mostrato in figura 5.10, nel quale sono tracciate le curve del rapporto  $D/L$  al variare dell'inclinazione dei pannelli e della latitudine.

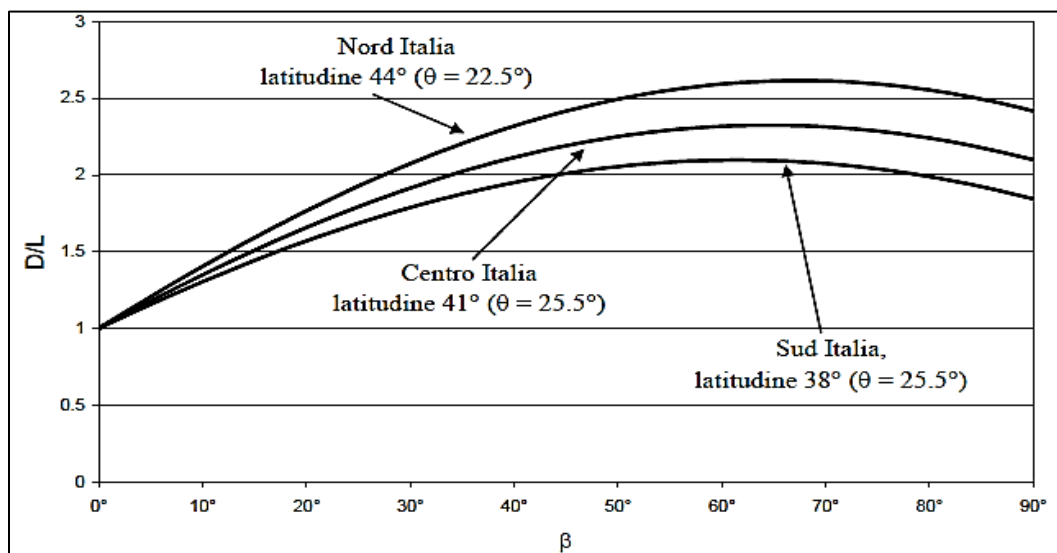


Figura 5.10 Valore del rapporto  $D/L$  al variare dell'inclinazione dei moduli.

La distanza "d" tra le file è data dalla seguente relazione:

$$d = L \cdot \frac{\sin(\beta)}{\tan(\theta)}$$

E  $\theta$  si può ricavare dalla relazione:

$$\theta = 90^\circ - \text{Latitudine sito} - \delta$$

Dove con  $\delta$  si indica la declinazione solare cioè l'angolo formato dall'asse terra-sole con il piano dell'equatore che varia da  $+23^\circ 27'$  al solstizio di estate a  $-23^\circ 27'$  al solstizio d'inverno e zero agli equinozi.

## 5.7 Calcolo della producibilità

Uno degli aspetti fondamentali del progetto di un impianto fotovoltaico è la stima della producibilità, cioè dell'energia elettrica che l'impianto è in grado di produrre in un certo intervallo di tempo.

Questo valore può essere calcolato solo a livello di stima perché si basa sui dati disponibili di radiazione solare che sono come abbiamo visto statistici.

Il valore della producibilità lorda, cioè prima di prendere in considerazione i vari fattori di perdita, si calcola così:

$$\text{Producibilità [KWh]} = P_p \cdot R \cdot C_{\text{Corr}}$$

Dove  $P_p$  è la potenza nominale dell'impianto,  $R$  è la radiazione solare dell'area geografica dove l'impianto è installato e  $C_{\text{Corr}}$  è il fattore correzione che tiene conto dell'inclinazione e dell'orientamento dei moduli (tabelle 3.2-3.3-3.4).

Il risultato ottenuto può sembrare scorretto da un punto di vista dimensionale; in realtà bisogna considerare che la potenza nominale è definita nelle STC (Standart, Test, Conditions), che prevedono  $1 \text{ kW/m}^2$  di irraggiamento. La radiazione solare è intesa come l'energia totale raccolta da un metro quadro di superficie durante un anno, ed è una grandezza integrale che può essere equivalentemente resa come l'effetto di un irraggiamento di  $1 \text{ kW/m}^2$  per un numero di ore  $h$  pari a:

$$h = \frac{R}{\text{KW}/\text{m}^2}$$

L'energia totale prodotta dall'impianto sotto queste ipotesi è pari al prodotto della potenza nominale dell'impianto per il numero di ore equivalenti di irraggiamento alle condizioni standard. Possiamo riassumere che la producibilità così calcolata, è corretta da un punto di vista numerico e dimensionale se si sottintende la divisione per  $\text{kW/m}^2$ .

Ottenuta la producibilità lorda per arrivare alla producibilità netta bisogna tenere conto delle totali perdite che si riscontrano nell'impianto.



## Capitolo 6

# L'AUTOCONSUMO E LE ALTRE FORME DI REMUNERAZIONE

### 6.1 Valutazione energetica dei sistemi attuali

Le curve di produzione fotovoltaica evidenzia che l'energia prodotta dipende dalle condizioni meteorologiche locali. In generale, l'andamento della produzione media segue la classica curva a campana (figura 6.1).

Dal grafico si può notare sia l'estrema variabilità della potenza prodotta nelle ore centrali della giornata, con un minimo nel mese di dicembre e un massimo nel mese di luglio, e sia la durata del periodo di produzione che passa da 9 ore alle 13 ore.

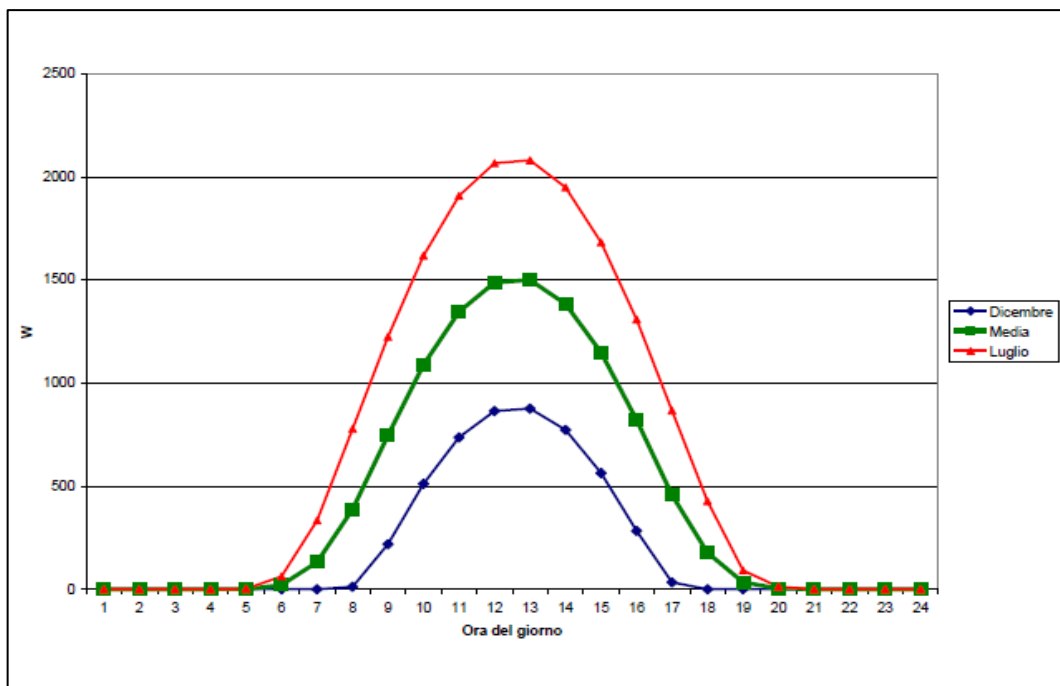


Figura 6.1 Andamento della potenza prodotta da un impianto fotovoltaico di 3kw ubicato a Firenze.

La variabilità stagionale, in termini di potenza massima e la durata giornaliera, aumenta con l'aumentare della latitudine del sito, dove anche l'inclinazione dei moduli fotovoltaici ha un ruolo importante, infatti una disposizione tendente all'orizzontale accentua le differenze stagionali, mentre una disposizione più verticale tende a comprimerle, causando così una diminuzione sensibile della durata della produzione giornaliera nei mesi più soleggiati. Orientamenti diversi da quello a Sud, soprattutto se in presenza di inclinazioni elevate, tendono invece a deformare le curve di produzione, amplificandone i valori nelle ore del mattino in caso di rotazione verso Est, oppure nelle ore del pomeriggio se la rotazione avviene invece verso Ovest.

## 6.2 Carichi domestici e il loro andamento

Il carico identifica il fabbisogno di energia elettrica da parte di un'utenza, e si riferisce all'energia nell'unità di tempo, cioè fondamentalmente alla potenza attiva responsabile dell'effettiva energia trasferita all'utilizzatore.

Gli studi riguardanti l'andamento dei carichi domestici che sono basati su indagini compiute su un certo numero di utenze-tipo in determinati periodi dell'anno, hanno ottenuto risultati non concordi, in quanto le varie indagini svolte devono fare i conti con i seguenti fattori di incertezza:

- L'evoluzione dei consumi elettrici negli anni.
- La variabilità delle curve di carico giornaliero.
- Comportamento differente degli utenti a seconda del territorio di appartenenza.

Così risulta molto difficile parlare di andamento dei carichi per utenze-tipo, ma tuttavia possiamo trovare degli elementi comuni, sui quali è possibile effettuare alcune considerazioni di carattere energetico allo scopo di valutare i consumi che è possibile traslare nel tempo e quelli che invece richiedono necessariamente un adeguato stoccaggio energetico.

È possibile suddividere l'utilizzo degli apparecchi in due categorie:

- Non temporalmente trasferibile: dove troviamo l'elettronica di consumo, illuminazione, frigorifero, forno elettrico, congelatore e altri piccoli elettrodomestici da cucina.
- Temporalmente trasferibile: dove troviamo lavatrici, asciugatrici, lavastoviglie, climatizzatori, ferro da stiro e apparecchiature informatiche ecc.

Considerando i principali utilizzi temporalmente trasferibili possiamo fare una stima dell'energia giornaliera consumata che si presta ad essere riallocata mediante opportune strategie di gestione dei carichi, come riportato in tabella 6.1

Apparecchio	Potenza assorbita [W]		Durata [minuti]		Utilizzi / giorno	Energia media giornaliera [kWh]	
	Intervallo	Media	Intervallo	Media			
Lavabiancheria	650÷1000	825	60÷110	85	1,0	1,17	
Lavastoviglie	450÷750	600	70÷130	100	1,0	1,00	
Ferro da stiro	700÷1000	850	30÷60	45	0,5	0,32	
Aspirapolvere	800÷1200	1000	10÷30	20	1	0,33	
Computer, stampanti, ecc.	200÷300	250	-	200	1	0,83	
<b>Totale</b>							<b>3,65</b>

Tabella 6.1 Valore medio di consumo relativi ai carichi temporalmente trasferibili.

Da non sottovalutare il fatto che durante il normale utilizzo, molti carichi, sia temporalmente trasferibili che non, presentano degli assorbimenti discontinui.

Con queste precisazioni è possibile tracciare una curva di carico medio giornaliero per le utenze domestiche, il cui andamento tipico è visibile in figura 6.2.



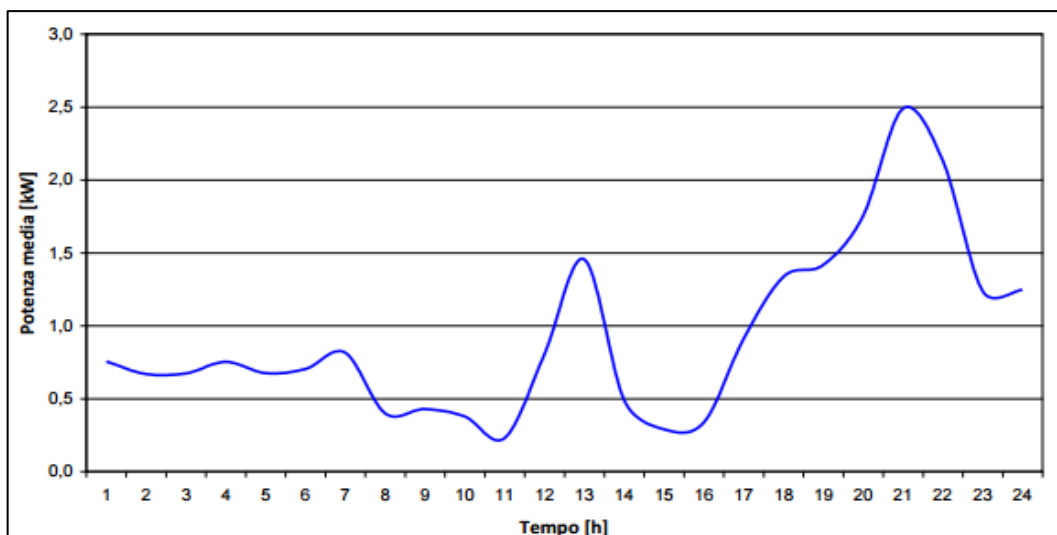


Figura 6.2 Andamento medio dei carichi per utenza domestica.

L'area sottesa dal diagramma di carico rappresenta l'energia totale assorbita nel periodo in esame, mentre l'ordinata massima indica la massima potenza attiva  $P_M$  assorbita dal carico ed è un dato utile per il dimensionamento del sistema. In alcuni casi si misura il valore istantaneo della potenza, mentre in altri casi si dispone solo del valor medio della potenza registrato a intervalli regolari. Lo stesso regime tariffario, generalmente, considera periodi rilevanti di 15 minuti o di un'ora, anziché grandezze istantanee.

Quando si opera una discretizzazione temporale, si preferisce rappresentare graficamente le curve di carico in forma di istogramma (figura 6.3).

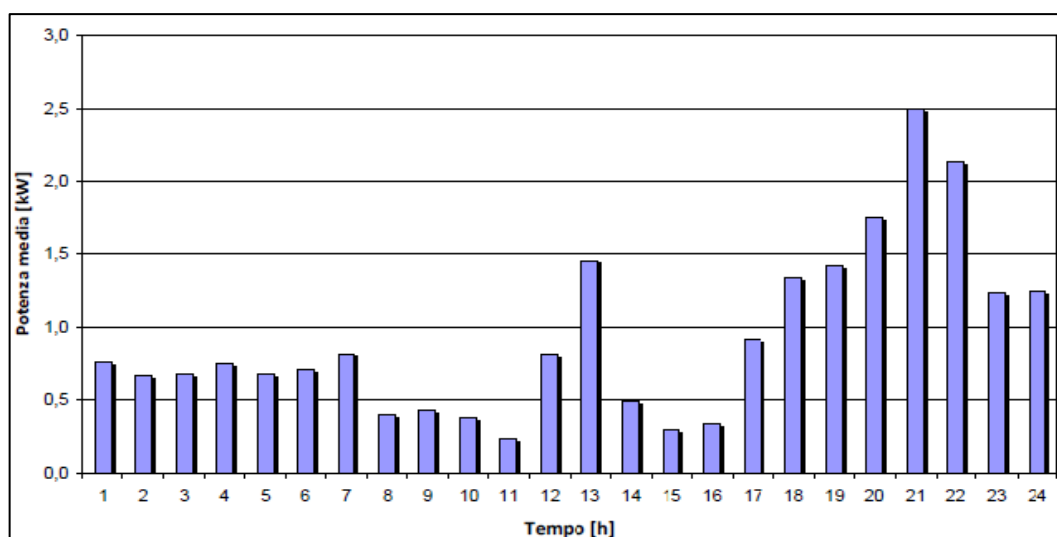


Figura 6.3 Diagramma di carico in forma di istogramma.

Una altra modalità di rappresentazione, che mette in evidenza la durata di questi picchi rispetto al periodo di tempo considerato, è il diagramma di durata del carico, anche chiamata curva cumulata o monotona (figura 6.4). L'ascissa di un punto della cumulata di carico rappresenta il tempo complessivo durante il quale la potenza assorbita dal carico è stata maggiore o uguale all'ordinata del punto.

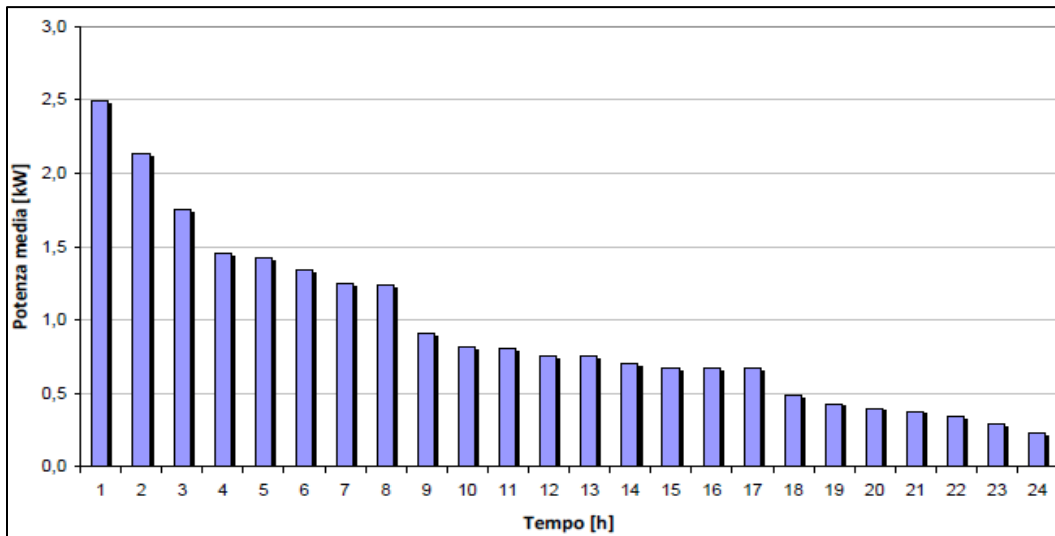


Figura 6.4 Diagramma di durata del carico.

Quest'ultima rappresentazione ha anche il vantaggio di determinare rapidamente quanta area, e quindi energia, si trova tra la curva e un determinato valore di potenza  $P^*$ . In questo modo risulta facile vedere quanta energia viene assorbita dall'utenza quando la potenza supera  $P^*$ .

L'analisi grafica per essere completa deve essere integrata con indici descrittivi che consentono sia una migliore caratterizzazione del carico che un più facile confronto tra gruppi di utenze.

Definiamo  $fc$  (fattore contemporaneità), come il rapporto fra la potenza massima assorbita dal complesso dei carichi  $P_M(TOT)$  e la somma delle potenze massime assorbite da ciascun carico  $P_M(k)$ :

$$fc = \frac{P_M(TOT)}{\sum_{k=1}^n P_M(k)}$$

dove  $n$  indica il numero di carichi.

Per quartieri residenziali si può usare una relazione che fornisce il valore del fattore di contemporaneità per un gruppo di utenti facenti capo a una stessa alimentazione, tenendo conto della dipendenza del fattore di contemporaneità dal numero degli utenti,  $n$ , presi in esame e dal tenore di vita degli abitanti.

$$F_{co} = F_{co\infty} + \frac{(1 - F_{co\infty})}{\sqrt{n}}$$

dove  $F_{co\infty}$ , sta a rappresentare il fattore contemporaneità per un numero infinitamente grande di abitazioni e assume un valore di 0,12 per quartieri con alto tenore di vita e 0,15 per gli altri casi.

Il fattore contemporaneità decresce al aumentare del numero di gruppi di carichi omogenei.

Un altro parametro che viene utilizzato per caratterizzare un'utenza sono le ore equivalenti annue  $h_A$ , definite come il rapporto tra il consumo totale annuo e la potenza contrattuale  $P_C$ .

$$h_A = \frac{\sum_{t=1}^{8760} P(t)}{P_C}$$

dove con  $P(t)$  si indica è la potenza assorbita media ogni ora e 8760 sono il totale delle ore presenti in un anno. Normalmente un'utenza domestica ha un numero di ore equivalenti annue non lontano dal valore 1000, utenze con un  $h_A$  minore di 500 h/anno si considerano a basso consumo.

### 6.3 La destinazione dell'energia e la sua remunerazione

Attualmente, l'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico che fluisce verso la rete, quindi quella al netto degli autoconsumi, può essere valorizzata mediante lo scambio sul posto o il ritiro dedicato. La vendita a diretta invece, pur essendo un'attività libera, riguarda le imprese che posseggono alcuni requisiti minimi fissati dall'autorità per l'energia elettrica. Nella maggiorparte dei casi i piccoli impianti optano per lo scambio sul posto, in quanto risulta essere generalmente più vantaggioso del ritiro dedicato.

#### 6.3.1 Lo Scambio sul Posto

Dallo schema in figura 6.5, l'energia prodotta da un impianto fotovoltaico è conteggiata dal contatore di produzione M2, e da un contatore di scambio M1.

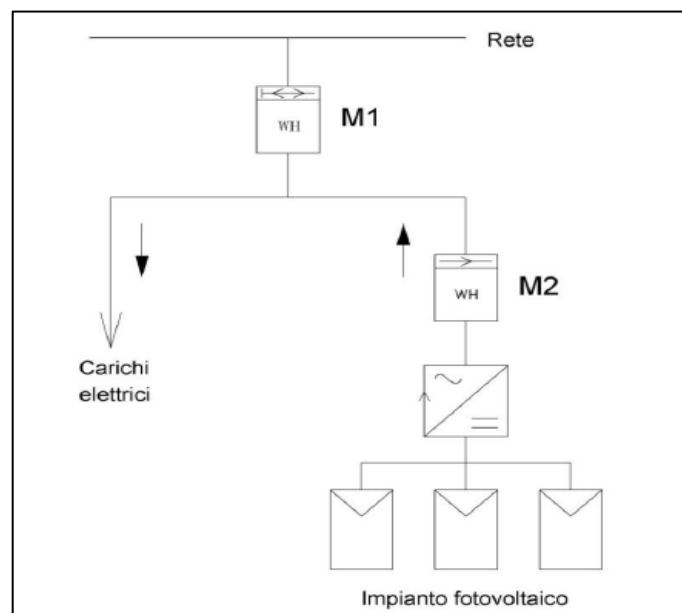


Figura 6.5 Schema di principio di un impianto fotovoltaico con contatori di scambio M1 e di produzione M2.

Dopo un certo periodo di tempo abbiamo che il contatore M2 avrà conteggiato tutta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e il contatore M1 avrà conteggiato in ingresso l'energia prelevata corrispondente ai periodi di maggior consumo e minore produzione, e in uscita il surplus energetico dovuto ai periodi di minore consumo e maggiore produzione.

Lo scambio sul posto permette di compensare mediante rimborso il valore economico dell'energia prelevata nei limiti del valore economico di tutta l'energia immessa in rete

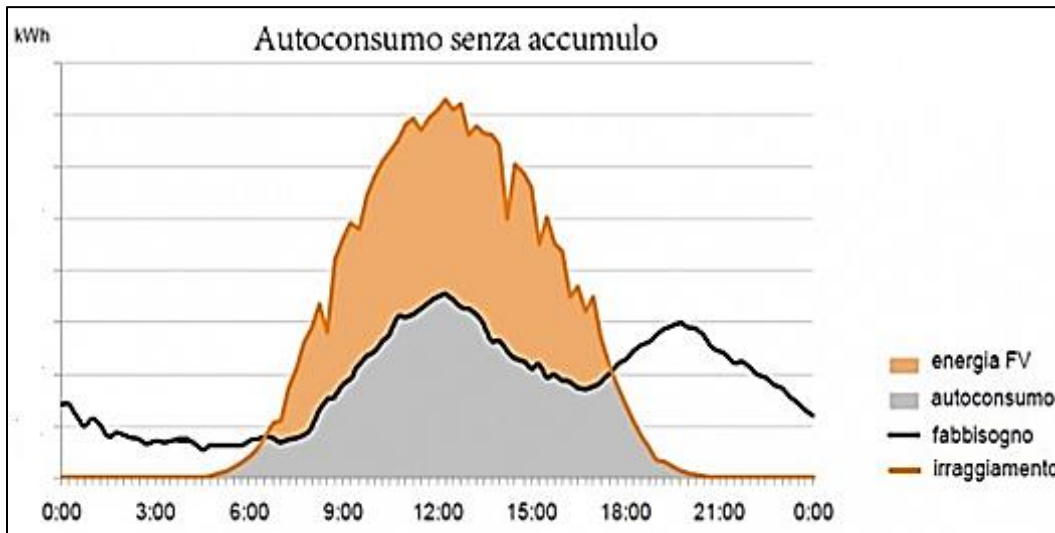


Figura 6.6 Grafico andamento classico di una sistema fotovoltaico senza accumulo.

Il contributo in conto scambio è composto da una quota energia e da una quota servizi di rete, quest'ultima per le sole componenti A e UC. Risultano escluse le tasse, composte dalle accise e dall'IVA.

Nel caso in cui il valore economico dell'energia immessa superi il valore economico dell'energia prelevata si verifica un'eccedenza. Per le eccedenze sono possibili due possibili trattamenti: la loro liquidazione monetaria, o la messa a credito del loro valore per l'anno successivo. Qualora si optasse per la liquidazione monetaria delle eccedenze, queste comprenderebbero esclusivamente la sola quota di energia.

La formula di calcolo del Contributo in conto Scambio ( $C_s$ ), è data dalla relazione:

$$C_s = \min [O_e ; C_{ei}] + C_{Usf} \times E_s$$

Dove abbiamo che:

$O_e$ : Onere energia, indica il prezzo dell'energia elettrica prelevata dalla rete e pagata dall'utente. Il prezzo dell'energia è espresso in euro ed è il prodotto tra i kWh prelevati ed il Prezzo Unico Nazionale ( $PUN$ ). Il  $PUN$  è una media oraria e zonale dei prezzi variabili rilevati giorno per giorno sulla borsa elettrica.

$$O_e = kWh \times PUN$$

$C_{ei}$ : Controvalore dell'energia immessa, indica il prezzo dell'energia immessa in rete. Questo è il prodotto tra kWh immessi ed il prezzo zonale dell'energia sul mercato del giorno prima.

$$C_{ei} = kWh \times (\text{prezzo energia sul mercato del giorno prima})$$

$C_{Usf}$ : *Corrispettivo Unitario di scambio forfettario*, cioè un valore espresso in centesimi di euro calcolato forfettariamente dal GSE (Gestore Servizi Energetici) in base a vari parametri. Nel dettaglio questo valore contiene le tariffe di: trasmissione, distribuzione, dispacciamento ed alcuni oneri normalmente addebitati in bolletta (valori tipici vanno da 5-20 centesimi di euro/kWh.)

$$C_{Usf} = (\text{oneri di sistema}) + (\text{costi di rete}) = \text{centesimi} \text{€} / kWh$$

$E_s$ : Energia scambiata, indica i kWh che ho prima immesso e poi ri-prelevato per i consumi.

In definitiva, per quanto riguarda lo scambio, il cliente produttore, a fronte di un addebito relativo all'energia conteggiata in prelievo dal contatore M1, si vedrà rimborsare a conguaglio una cifra che per ogni kWh scambiato avrà un valore di circa al 60-70% del medesimo kWh acquistato. Nel caso in cui invece ci fossero delle eccedenze e queste vogliano essere recuperate con un rimborso, il valore del kWh immesso nella rete scende ulteriormente a un valore che non supera il 50% di quello acquistato.

Queste differenze di prezzo giustificano un totale ripensamento dei sistemi di produzione e consumo, che devono sempre più tendere a interagire fra loro per incrementare quanto più possibile la quota dell'energia autoconsumata sul totale dell'energia prodotta.

### 6.3.2 Ritiro Dedicato

Il Ritiro Dedicato o RID è una modalità di vendita dell'energia elettrica con la quale è il GSE (Gestione Servizi Energetici) a farsi carico di tale energia ed a collocarla sul mercato per conto del produttore. Per gli impianti a fonti rinnovabili sotto 1 MW di potenza vengono inoltre, se richiesti, applicati dei Prezzi Minimi Garantiti (PMG).

I PMG (tabella 6.2) rappresentano un aiuto rilevante per il produttore, soprattutto in un mercato elettrico dove si verifica sempre più spesso un abbassamento del prezzo dell'energia nelle ore di punta.

Fonte	Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Prezzo minimo garantito per il 2016 (formula riportata nella deliberazione 618/2013/R/efr)	Prezzo minimo garantito (valore vigente per l'anno 2016)
		[€/MWh]	[€/MWh]
<b>Biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide</b>	fino a 2.000.000 kWh	$PMG_{2015} * (1 + FOI_{2015}/100)$	92,4
<b>Biogas da discarica</b>	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2015} * (1 + FOI_{2015}/100)$	49,0
<b>Eolica</b>	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2015} * (1 + FOI_{2015}/100)$	49,0
<b>Solare fotovoltaico</b>	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2015} * (1 + FOI_{2015}/100)$	39,0
<b>Idrica</b>	fino a 250.000 kWh	$(PMG_{2015} - 25) * (1 + FOI_{2015}/100) + 25$	153,4
	oltre 250.000 kWh e fino a 500.000 kWh	$(PMG_{2015} - 25) * (1 + FOI_{2015}/100) + 25$	105,5
	oltre 500.000 kWh e fino a 1.000.000 kWh	$(PMG_{2015} - 25) * (1 + FOI_{2015}/100) + 25$	66,6
	oltre 1.000.000 kWh e fino a 1.500.000 kWh	$(PMG_{2015} - 25) * (1 + FOI_{2015}/100) + 25$	57,7
<b>Geotermica</b>	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2015} * (1 + FOI_{2015}/100)$	51,2
<b>Fonti diverse dalle altre</b>	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2015} * (1 + FOI_{2015}/100)$	39,0

Tabella 6.2 Prezzi Minimi Garantiti 2016.

### 6.3.3 Vendita diretta

La vendita di energia fotovoltaica con la cessione diretta può seguire due canali, entrambi militanti nel cosiddetto mercato libero dell'energia. I proprietari degli impianti fotovoltaici possono decidere di vendere direttamente l'energia prodotta in borsa previa iscrizione al mercato dell'energia elettrica gestito dal GME (Gestore del Mercato Elettrico), pagando un corrispettivo per l'accesso, una quota fissa annua e una quota per ogni MWh scambiato; oppure possono optare

per la vendita a un grossista tramite la stipula di un contratto bilaterale dove sarà possibile stabilire tariffe e prezzi di vendita dell'energia prodotta.

#### 6.4 Sistemi fotovoltaici grid-connected con accumulo

Nella figura 6.7 si può osservare che il picco di produzione di un impianto fotovoltaico, risulta essere traslato temporalmente dal picco di assorbimento dell'utenza e questo determina la necessità di sfruttare come polmone la rete o un dispositivo di accumulo che consente di poter utilizzare in un secondo momento l'energia prodotta in eccesso in un dato momento dal proprio impianto.

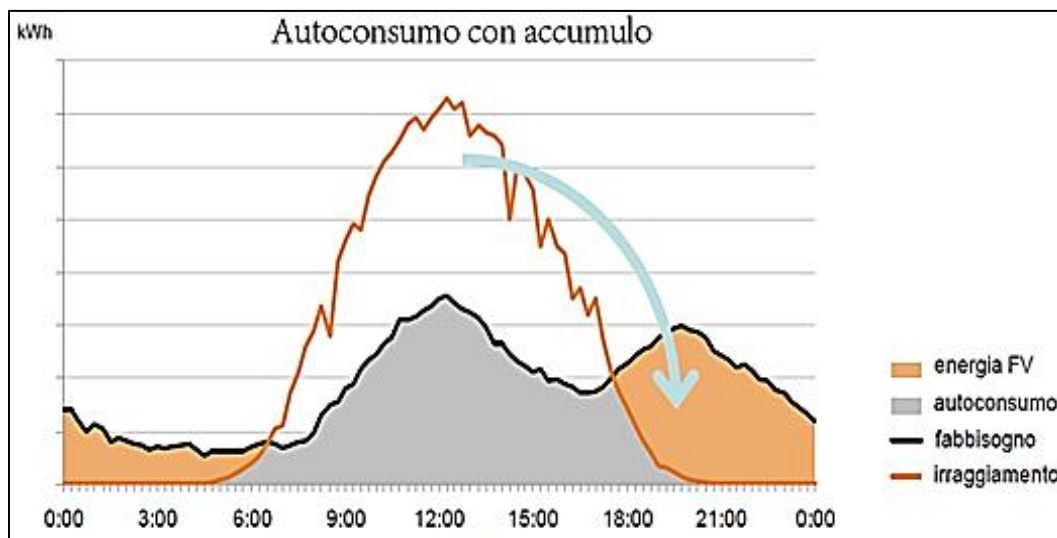


Figura 6.7 Grafico di un andamento tipico di un sistema fotovoltaico con accumulo.

L'installazione in parallelo ad un impianto fotovoltaico di un sistema di accumulo di energia elettrica, porta vantaggi sia al gestore della rete elettrica che all'utente.

Per il gestore un profilo utente più regolare della potenza consente di ridurre la modulazione degli impianti dispacciabili che, in assenza degli accumuli, dovrebbero essere compensati. Tutto questo si traduce in una riduzione della quantità di riserva di energia da approvvigionare, ed una riduzione dei relativi costi che il sistema dovrebbe sopportare.

L'utente con questa configurazione acquisisce un miglioramento della qualità e della continuità del servizio, una riduzione in fase di prelievo del superamento della potenza contrattuale oltre a una minore spesa di acquisto per l'energia elettrica in quanto parte di quella prodotta viene consumata. In figura 6.8 è visibile lo schema di principio di un impianto fotovoltaico dotato di accumulo, finalizzato alla riduzione degli scambi di energia con la rete e a un maggior autoconsumo dell'energia prodotta.

La potenza prodotta dal generatore fotovoltaico passa attraverso uno stadio MPPT e arriva al gestore dell'accumulo, il quale si occupa di indirizzare tale potenza verso l'inverter e/o verso l'accumulo sulla base della differenza tra la potenza prodotta e quella consumata. L'obiettivo del controllore è quello di gestire i vari flussi d'energia a seconda delle richieste, così quando la

produzione fotovoltaica è maggiore della potenza richiesta dai carichi una quota della potenza prodotta è trasferita all'accumulo, mentre in caso contrario dall'accumulo viene prelevata la parte di potenza mancante. Nei limiti della capacità dell'accumulo è quindi possibile ridurre e in alcuni casi anche annullare l'energia scambiata con la rete, sia per quanto riguarda le immissioni che per quanto riguarda i prelievi.

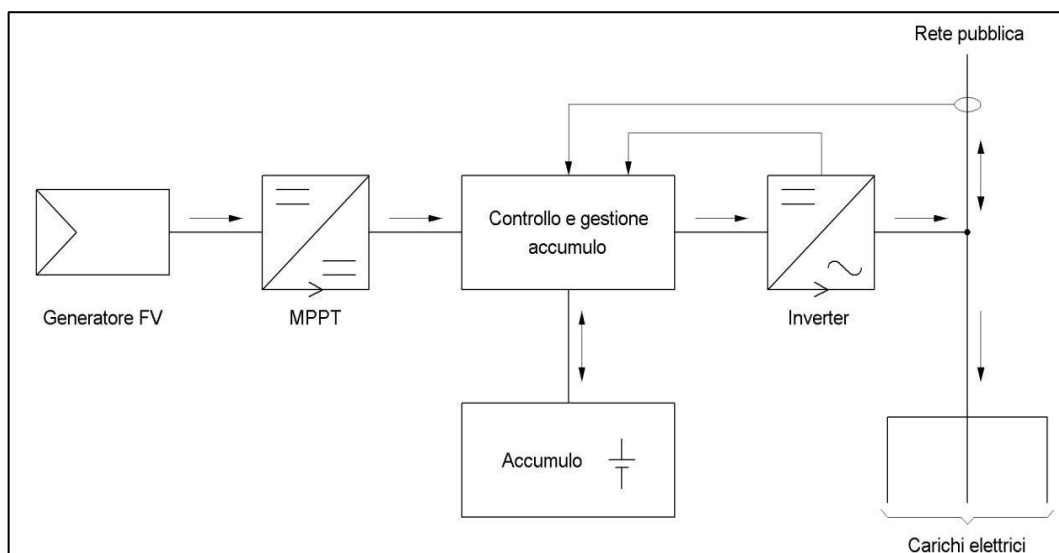


Figura 6.8 Schema di un impianto fotovoltaico con accumulo per la riduzione di scambi di energia con la rete.

Nel caso di impianti esistenti, soprattutto se questi ultimi usufruiscono della tariffa incentivante, potrebbe non essere conveniente o possibile intervenire sull'impianto già realizzato. In questo caso ci si dovrebbe limitare ad aggiungere un sistema di accumulo separato lato corrente alternata come schematizzato in figura 6.9.

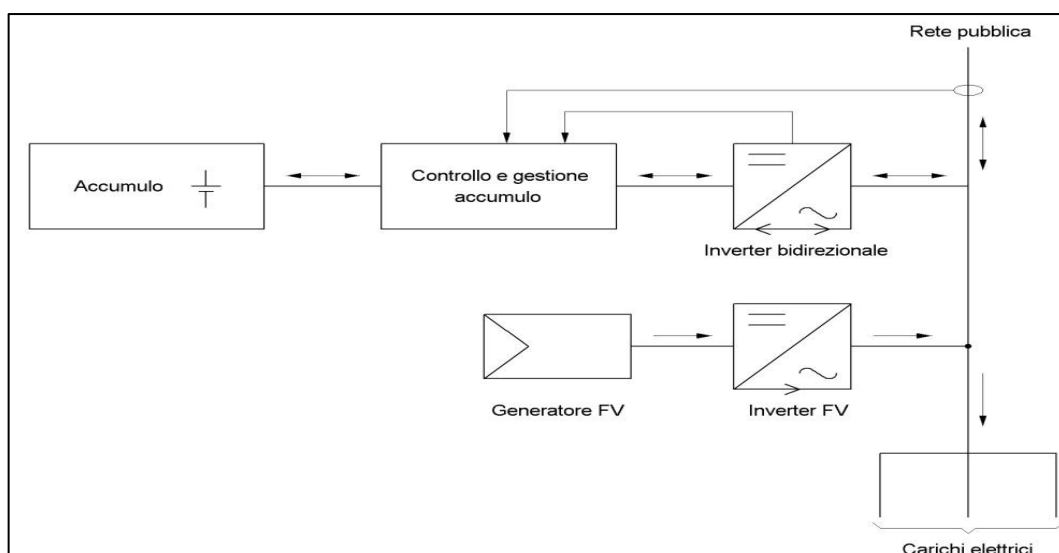


Figura 6.9 Schema di un impianto fotovoltaico tradizionale con accumulo lato rete.

Il sistema aggiunto, costituito da accumulo, controllore e inverter bidirezionale, tiene conto della potenza in transito da e verso la rete. Esso interviene quindi assorbendo o restituendo un valore

di potenza uguale a quello misurato in modo da compensare i flussi di potenza dovuti all'impianto esistente e ai carichi.

Le configurazioni rappresentate nelle figure 6.8 e 6.9 risultano efficaci per una riduzione degli scambi di energia con la rete ma, pur disponendo di una riserva di energia accumulata, non sono in grado di far fronte alle interruzioni della fornitura di energia elettrica.

Un sistema che sia in grado di alimentare i carichi anche in caso di black-out necessita di disporre di qualche funzione in più. L'impianto schematizzato in figura 6.10, mostra le funzioni aggiuntive che un tale sistema deve possedere:

- Sistema d'interfaccia (SPI) esterno all'inverter che sia in grado, all'occorrenza, di separare l'impianto fotovoltaico e i carichi propri dalla rete.
- Inverter in grado di modificare il proprio funzionamento sia per lavorare in parallelo alla rete che per gestire una propria rete isolata. Inoltre la capacità di ricevere dal sistema di protezione di interfaccia o da altro dispositivo le informazioni circa lo stato della rete è fondamentale per potersi sincronizzare e riconnettere a questa in fase di richiusura della protezione.

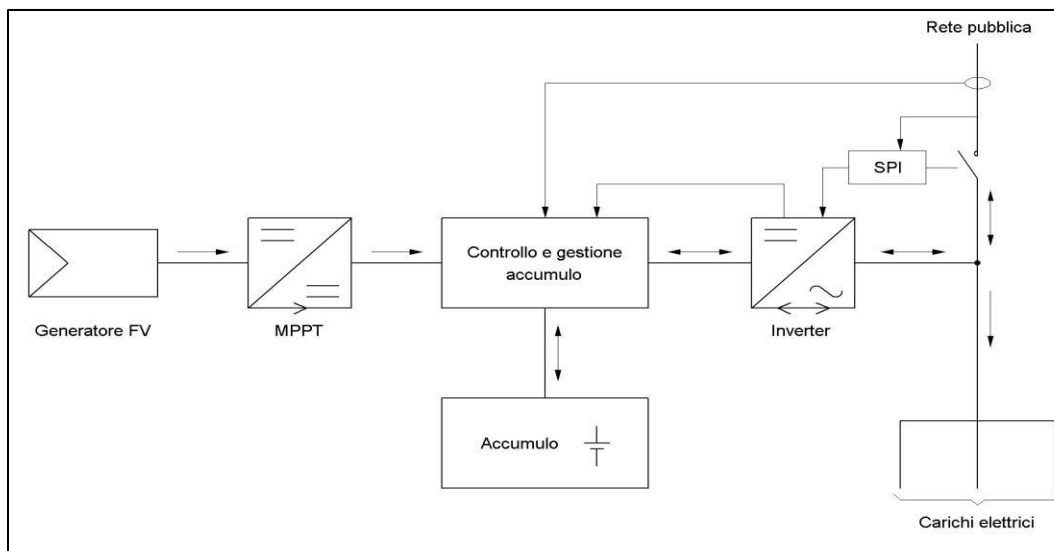


Figura 6.10 Schema impianto con accumulo in grado di funzionare anche in caso di mancanza rete.

Gli accumulatori perciò, oltre a incrementare l'autoconsumo, rappresentano anche una tecnologia strategica per garantire i servizi necessari alla stabilità e alla sicurezza del sistema elettrico e per evitare il rischio di dover limitare la produzione delle fonti rinnovabili. Gli accumulatori consentono di far fronte a tutte o quasi le esigenze degli utilizzatori finali ma anche a tutte le molteplici e complesse esigenze del sistema elettrico.

Allo stato attuale delle tariffe, riuscire a sfruttare solo l'energia prodotta mediante il proprio impianto fotovoltaico risulta essere la soluzione più conveniente, e affinché questo sistema si riveli redditizio è necessario che l'impianto sia dotato di un'apposita batteria di accumulo. Non è un caso che negli ultimi anni sempre più persone decidano di ricorrere a quest'ultima formula di produzione.



## 6.5 Gestione dei carichi elettrici

Come si è visto, è possibile incrementare l'autoconsumo dell'energia fotovoltaica prodotta con l'adozione di opportuni sistemi di accumulo. Tuttavia, oltre che sul lato produzione è possibile intervenire anche sul lato utenza, aumentando così la contemporaneità tra domanda e offerta di energia.

Una gestione dei carichi intelligente, con lo scopo di incrementare l'autoconsumo di energia prodotta, può essere attuata in alternativa all'accumulo energetico oppure integrarsi con quest'ultimo, andando così a costituire un unico sistema di produzione e gestione dell'energia. In quest'ultimo caso l'accumulo avrebbe principalmente il compito di soddisfare i carichi non temporalmente trasferibili, mentre un sistema di controllo delle utenze provvederebbe a regolare i carichi temporalmente trasferibili facendone coincidere l'entrata in funzione con i periodi di produzione fotovoltaica.

La figura 6.11 mostra lo schema di principio di un sistema di questo tipo dove si può notare che i carichi sono suddivisi in 3 categorie:

- Carichi non interrompibili: Ossia i carichi non temporalmente trasferibili e/o che per determinati motivi non possono essere soggetti a controllo o interruzione.
- Carichi interrompibili: In generale si tratta di carichi che non hanno particolari esigenze e possono essere disalimentati e rialimentati senza che questo ne comprometta la funzionalità.
- Carichi intelligenti: Sono quei carichi in grado di dialogare con un sistema di controllo, in modo da poterne trasferire il carico elettrico nei periodi più favorevoli, ma nello stesso tempo nel rispetto delle specifiche esigenze funzionali dei carichi stessi.

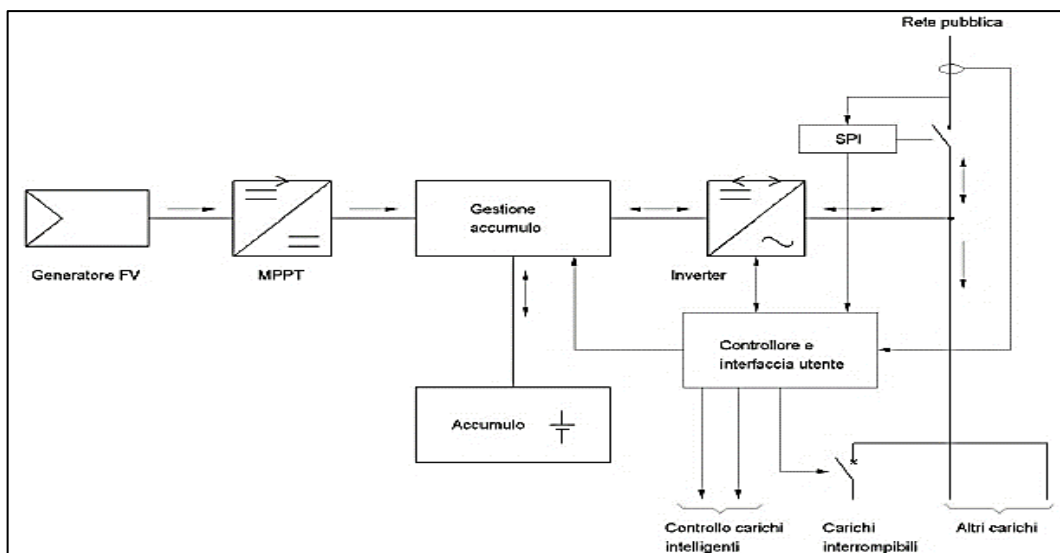


Figura 6.11 Impianto fotovoltaico con accumulatore e gestione carichi.

Attualmente gli apparecchi per uso domestico in grado di dialogare con un sistema di controllo non sono ancora molto diffusi e quelli disponibili sono spesso orientati alle funzioni tipiche degli impianti domotici.

Un grosso limite è dato dal fatto che lo scambio di informazioni tra apparecchi di costruttori diversi non è sempre agevole e, anche se la maggior parte dei sistemi fa uso di protocolli standard, (Konnex KNX), il contenuto delle informazioni scambiate non risulta sempre univoco. Per questo motivo negli ultimi anni si sta cercando di introdurre l'uso di linguaggi aperti, come nel caso dell'Open Web Net, recentemente sviluppato da un gruppo di imprese italiane.

Con il superamento di questo limite, la comunicazione tra i vari apparecchi porterà l'utente a una maggiore consapevolezza di ciò che il sistema sta facendo ed è in grado di fare, permettendo così di capire se le scelte effettuate si adattino ai profili di consumo esistenti consentendo quindi di raggiungere gli obiettivi sperati.

## Capitolo 7

### RAPPORTO STATISTICO 2015

#### 7.1 L'irraggiamento solare in Italia

La figura 7.1 rappresenta l'irraggiamento medio orario giornaliero in Italia nel 2015. Il mese più soleggiato del 2015 è stato Luglio; i mesi di Novembre, Dicembre e Gennaio sono invece quelli con il minore irraggiamento. Il valore massimo di ore di luce giornaliera si è registrato nel mese di Giugno, il valore minimo nel mese di Gennaio.

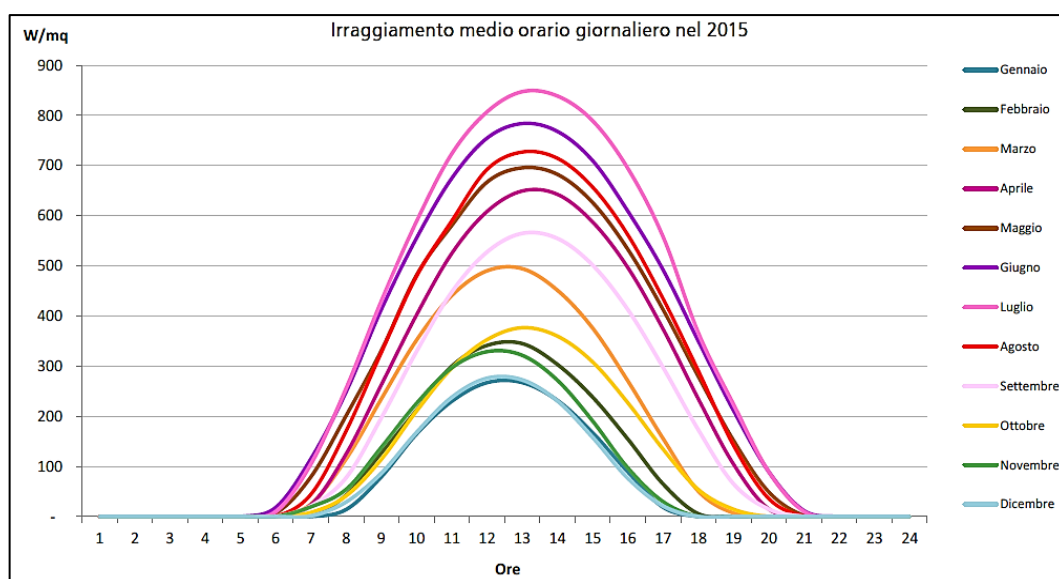


Figura 7.1 Irraggiamento medio giornaliero 2015.

La mappa della radiazione solare nella figura 7.2, rappresenta la radiazione solare nell'anno 2015, ed è stata elaborata dal RSE (Ricerca Sistema Energetico).

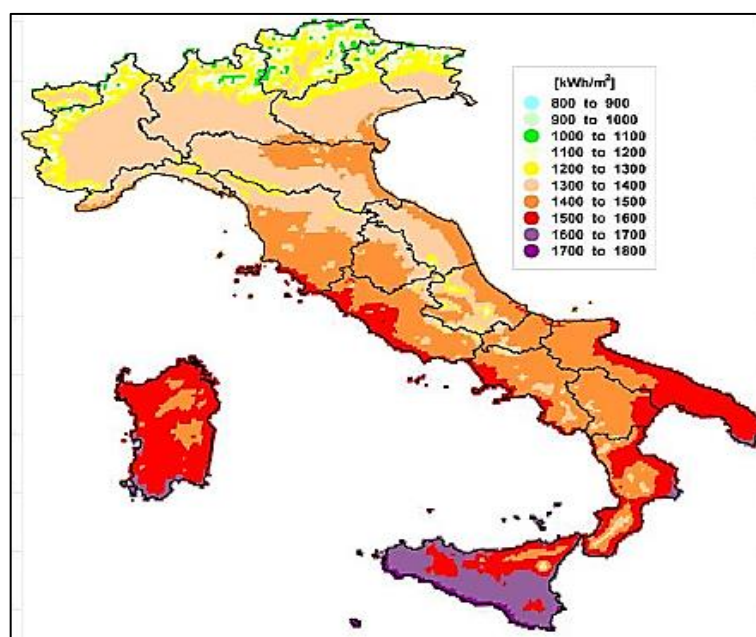


Figura 7.2 Mappa della radiazione solare 2015.

## 7.2 Potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia

Al 31 dicembre 2015 gli impianti fotovoltaici installati in Italia risultano 688.398, cui corrisponde una potenza pari a 18.892 MW. Gli impianti di piccola taglia (inferiore o uguale a 20 kW) costituiscono oltre il 90% degli impianti totali installati e rappresentano il 18% della potenza complessiva nazionale.

Nell'anno solare 2015, sono stati installati poco più di 40.000 impianti, la quasi totalità di potenza inferiore ai 200 kW, per una potenza installata complessiva pari a 298 MW.

Rispetto al 2014, gli impianti entrati in esercizio nell'anno sono diminuiti circa del 23% e si riduce del 30% anche la potenza installata; la differenza si spiega principalmente con l'entrata in esercizio durante il 2014 degli ultimi impianti in Conto Energia.

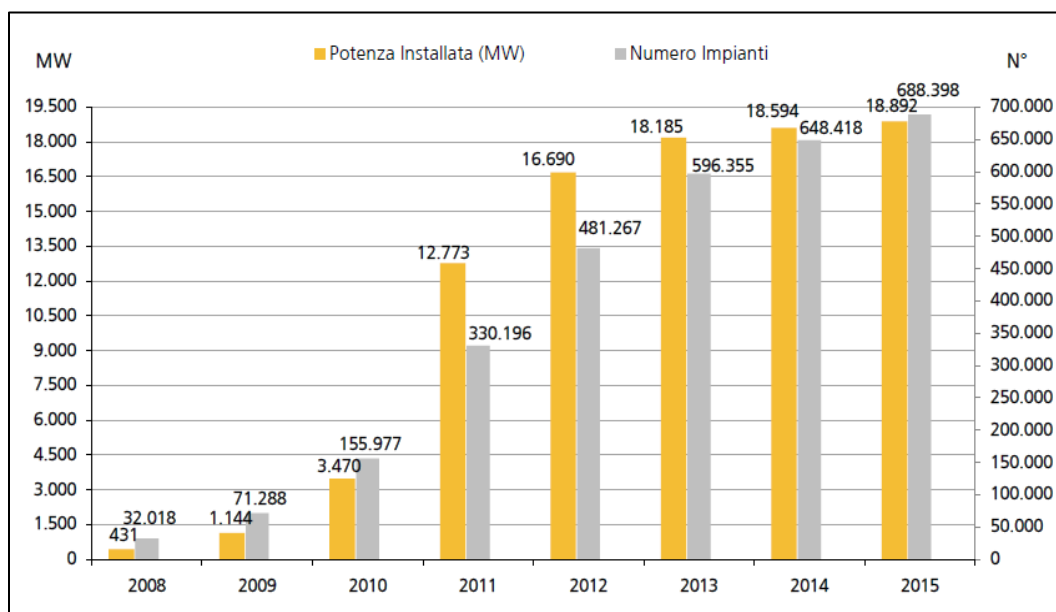


Figura 7.3 Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia.

Il figura 7.3 mostra l'evoluzione della serie storica del numero e della potenza installata degli impianti fotovoltaici in Italia, si può notare che dopo il 2013, anno della cessazione del Conto Energia, la crescita è avvenuta secondo ritmi meno sostenuti.

Gli impianti entrati in esercizio nel corso del 2015 per lo più installazioni a servizio di utenze domestiche, hanno una potenza media (7,1 kW) notevolmente più bassa rispetto a quella degli anni precedenti, portando così la taglia media nazionale degli impianti fotovoltaici a 27,4 kW (tabella 7.1).

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Taglia media cumulata (kW)	13,5	16,0	22,2	38,7	34,7	30,5	28,7	27,4
Taglia media annua (kW)	13,5	18,2	27,5	53,4	25,9	13,0	8,1	7,1

Tabella 7.1 Variazioni media accumulata e media annua della potenza installata.

La quasi totalità degli impianti installati in Italia (669.709 su 688.398, pari al 97,3%) sono collegati alla rete in bassa tensione. La restante parte, costituita da poco meno di 20.000 impianti

connessi alla media tensione, rappresenta tuttavia il 58,4% della potenza installata sull'intero territorio nazionale, infine un esiguo numero di impianti è collegato alla rete di alta tensione per una potenza pari a circa 1.176 MW (6,2% del totale).

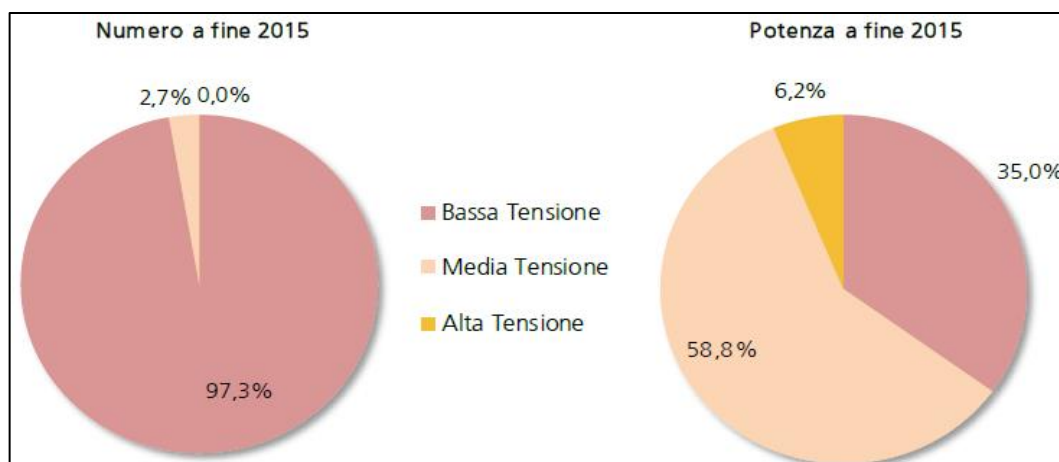


Figura 7.4 Impianti per tensione di connessione.

### 7.3 Tipologia dei pannelli solari a fine 2015

Il grafico della figura 7.5 mostra la distribuzione dei pannelli fotovoltaici per tipologia di pannello, per ciascuna regione.

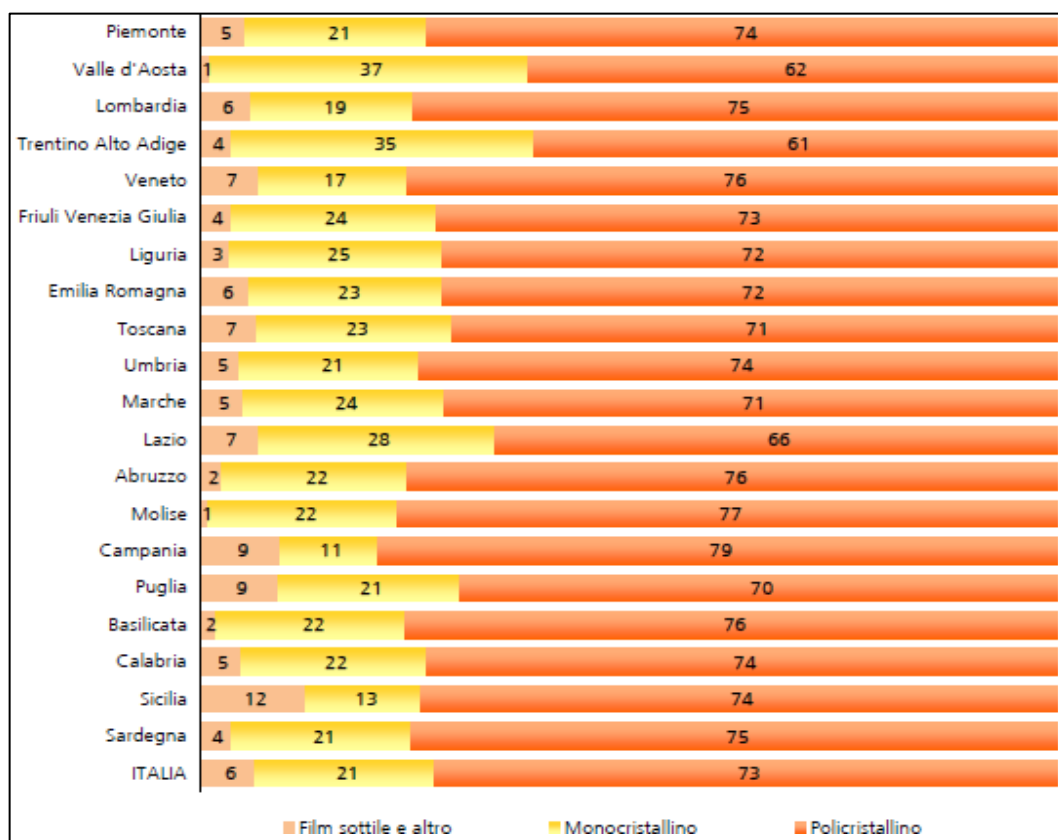


Figura 7.5 Tipologia pannelli solari installati (valori espressi in percentuale).

In tutte le regioni prevalgono i pannelli a silicio policristallino, seguiti dai pannelli monocristallini, mentre il film sottile e le altre tipologie di pannelli sono utilizzate in quantità ancora modesta. A livello nazionale il 73% della potenza installata è realizzata in silicio policristallino, il 21% in silicio monocristallino e il 6% in film sottile o in materiali diversi.

Le nuove tipologie di pannelli in film sottile sono utilizzate in misura percentualmente più elevata in Sicilia, dove rappresentano il 12% della potenza installata. La Valle d'Aosta e il Trentino Alto Adige sono invece le regioni con la più elevata percentuale di pannelli monocristallini rispettivamente con il 37% e il 35% del totale.

## 7.4 Settori di attività

I settori attività dove sono stati installati gli impianti fotovoltaici si dividono in:

- Settore Agricoltura: Sono comprese le aziende agricole e quelle di allevamento.
- Settore Domestico: Dove troviamo le unità residenziali.
- Settore Industria: Comprendono sia le attività manifatturiere che gli impianti di produzione di energia.
- Settore Terziario: Composto dalla Pubblica Amministrazione, dalle strutture alberghiere o ricreative, da enti no profit e da associazioni culturali ecc.

Alla fine del 2015 dei 688.398 impianti installati in Italia, circa l'80% afferiscono al settore domestico mentre la maggior parte della potenza (52%) è relativa al settore industriale (tabella 7.2).

Settore di attività	al 31/12/2015		nell'anno 2015	
	n°	MW	n°	MW
Agricoltura	17.914	2.056	534	13
Domestico	542.903	2.640	34.000	141
Industria	42.140	9.807	262	19
Terziario	85.441	4.389	5.406	125
<b>Totale complessivo</b>	<b>688.398</b>	<b>18.892</b>	<b>40.202</b>	<b>298</b>

Tabella 7.2 Numero e potenza per settore attività'.

Per quanto riguarda gli impianti installati nel corso del solo anno 2015, l'85% delle unità produttive è riconducibile al settore domestico. Il 90% dei 298 MW installati si suddivide tra il settore domestico 47% e il settore terziario 42%.

A meno del settore domestico, si riscontra una discontinuità nella taglia media degli impianti entrati in esercizio nel corso del 2015 rispetto al parco nazionale (tabella 7.3).

Settore di attività	Taglia media impianti (kW)	
	al 31/12/2015	nell'anno 2015
Agricoltura	114,8	23,8
Domestico	4,9	4,1
Industria	232,7	73,1
Terziario	51,4	23,2
<b>Totale complessivo</b>	<b>27,4</b>	<b>7,4</b>

Tabella 7.3 Taglia media per settore attività.

## 7.5 Autoconsumi in Italia

In Italia gli autoconsumi nel 2015 risultano pari a 4.270 GWh (il 18,6% della produzione complessiva degli impianti fotovoltaici), in crescita del 20% rispetto al valore del 2014 e del 2013. Il grafico nella figura 7.6 rappresenta le percentuali di autoconsumo (rapporto tra l'energia autoconsumata e quella prodotta) per classe di potenza, considerando sia tutti gli impianti sia solo gli impianti che hanno fatto autoconsumo.

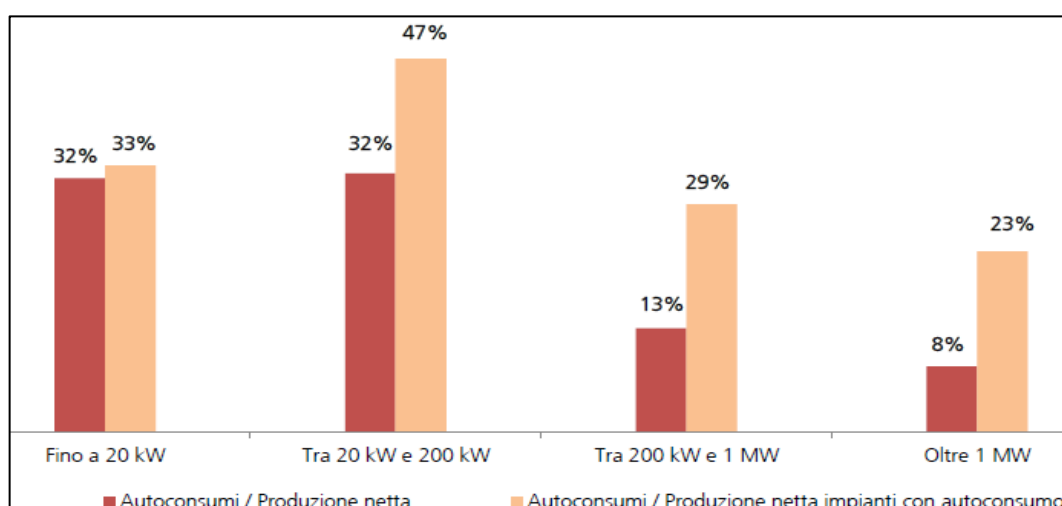


Figura 7.6 Profili di autoconsumo per classe di potenza nel 2015.

Nel figura 7.7 vediamo che nel settore domestico praticamente tutti gli impianti fanno autoconsumo, nel settore terziario e industriale sono quelli con le maggiori quote percentuali di autoconsumo (considerando i soli impianti che hanno autoconsumato).

Dei 22.942 GWh prodotti in Italia nel corso del 2015, il 55% è generato dal settore industriale (che include anche le centrali fotovoltaiche), il 21% dal settore terziario, il 13% dal domestico e l'11% dal settore agricolo. Il settore industriale è anche quello con i maggiori autoconsumi, il 44% dei 4.270 GWh autoconsumati in Italia nel corso del 2015, seguito dal terziario (28%), dal domestico (21%) e dal settore agricolo (8%).

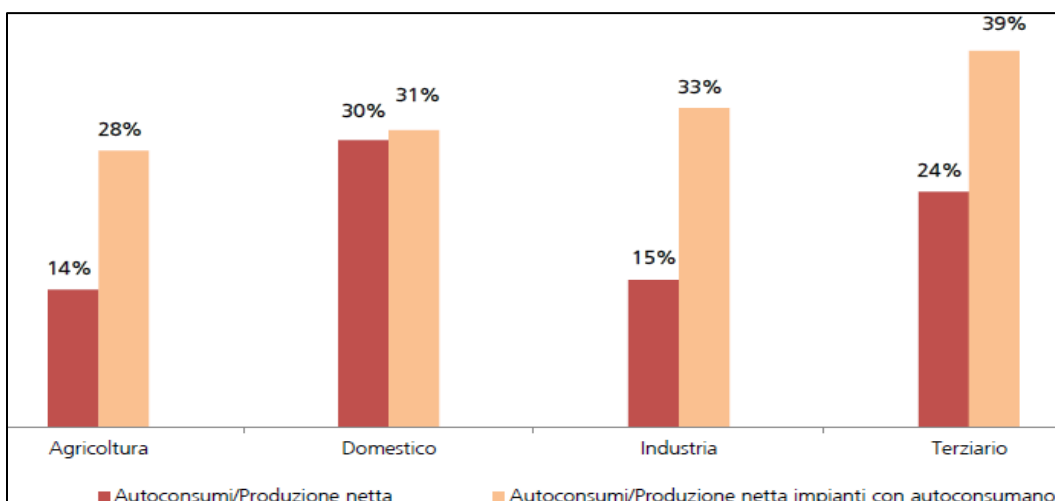


Figura 7.7 Profilo autoconsumi per settore di attività nel 2015.

## 7.6 Impianti aderenti al regime Scambio sul Posto

Al fine di studiare le dinamiche che caratterizzano gli impianti fotovoltaici aderenti al regime dello Scambio sul Posto e le utenze a cui sono asserviti, è stato selezionato un campione di analisi costituito da 502.266 impianti (la quasi totalità degli impianti fotovoltaici in Scambio sul Posto a fine 2015), per una potenza installata di 4.263 MW. Tali impianti sono asserviti a un insieme di utenze cui corrisponde una potenza massima disponibile in prelievo complessivamente pari a 6.236 MW. La tabella 7.4 mette a confronto la taglia media degli impianti installati, le potenze medie in prelievo delle utenze, la quota di energia prodotta autoconsumata, la quota degli autoconsumi sui consumi totali delle utenze.

Classe di potenza in prelievo	Taglia media impianto	Potenza media in prelievo	Quota Autoconsumi su Produzione	Quota Autoconsumi su Consumi
Fino a 3 kW	4,0	3,0	28%	36%
Da 3 a 20 kW	7,1	7,1	33%	33%
Da 20 a 100 kW	34,0	47,8	48%	26%
Da 100 a 200 kW	86,8	146,7	60%	22%
Da 200 a 950 kW	121,9	393,7	73%	12%
Maggiore di 950 kW	127,3	2.007,6	88%	3%
<b>Totale</b>	<b>8,5</b>	<b>12,4</b>	<b>41%</b>	<b>20%</b>

Tabella 7.4 Classe di potenza in prelievo aderenti al regime Scambio sul Posto.

Nella tabella 7.5 si può notare che per le classi utenze con potenza in prelievo minore si riscontra una sostanziale corrispondenza con la potenza di picco degli impianti installati. Al crescere della potenza in prelievo, invece, quest'ultima risulta essere ben superiore alla potenza installata. Si osserva anche che al crescere della potenza in prelievo aumenta la quota dell'energia autoconsumata sulla produzione e diminuisce la quota dell'energia autoconsumata sul consumo dell'utenza.



Settore di attività	Taglia media impianto	Potenza media in prelievo	Quota Autoconsumi su Produzione	Quota Autoconsumi su Consumi
Agricoltura	37,9	44,9	42%	25 %
Domestico	4,6	4,4	31%	34%
Industria	59,1	136,5	58%	14%
Terziario	25,0	45,4	48%	19%
<b>Totale</b>	<b>8,5</b>	<b>12,4</b>	<b>41%</b>	<b>20%</b>

Tabella 7.5 Settore attività aderenti al regime Scambio sul Posto.

La similitudine tra potenza in prelievo e potenza installata si riscontra principalmente nel settore domestico e meno di tutti nel settore industriale. Il settore industriale è quello che presenta la quota più alta di autoconsumi mentre il domestico è quello nel quale l'autoproduzione incide maggiormente nel soddisfacimento dei consumi.

Per tutti i settori di attività, ad eccezione del settore domestico, l'incidenza dell'energia autoconsumata sui consumi è decisamente inferiore rispetto alla percentuale media di autoconsumo; il settore domestico risulta essere l'unico nel quale, complessivamente, la produzione totale degli impianti supera i consumi totali delle utenze presso le quali sono installati. Nella figura 7.8 si può osservare che nel settore domestico, su base annua, i livelli dei consumi e della produzione hanno simile ordine di grandezza, con la produzione inferiore ai consumi nei soli mesi invernali, ma complessivamente maggiore dei consumi nell'arco dell'anno. Negli altri settori la produzione da fotovoltaico dell'insieme degli impianti è inferiore ai consumi totali delle relative utenze in tutti i mesi.

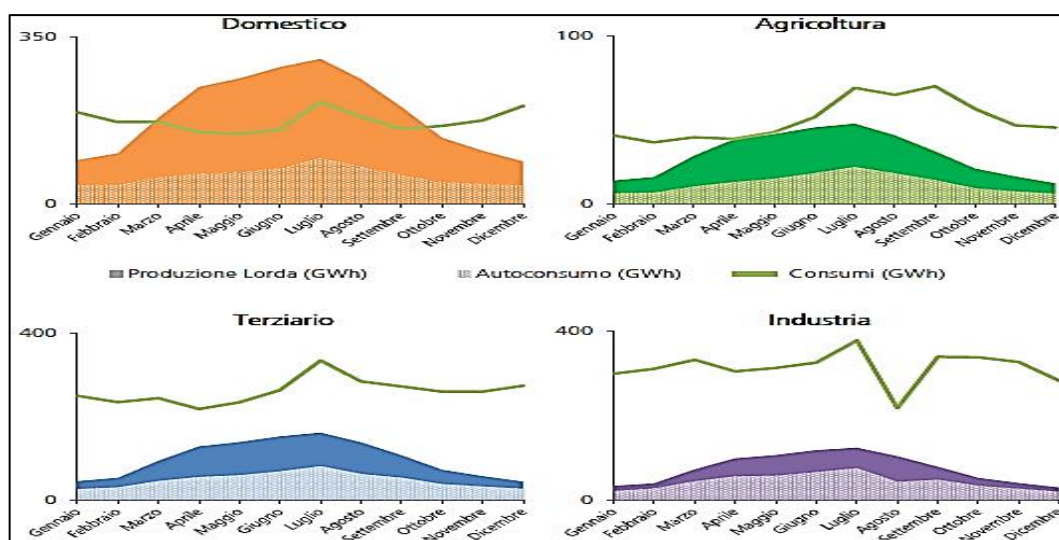


Figura 7.8 Produzione, consumi e autoconsumi per settore attività aderenti al Scambio sul Posto

In tutti i settori si può notare che, in linea di principio, la produzione da fotovoltaico potrebbe coprire una quota maggiore dei consumi, ovvero, si potrebbe valutare la fattibilità di strategie per ottimizzare in parte i consumi in modo da massimizzare gli autoconsumi, cercando, se possibile e complessivamente conveniente, di cogliere i benefici economici derivanti dal costo evitato di acquisto dell'energia.



# CONCLUSIONI

L'energia elettrica ha un valore importante nel quotidiano di privati ed aziende; ogni suo utilizzo deve essere in grado di impiegarla al meglio, massimizzando i profitti e riducendo gli sprechi.

Negli ultimi anni molto si è fatto, sia per ridurre i consumi e gli sprechi di energia elettrica, sia per promuovere ed incentivare l'utilizzo di fonti di energia alternative rinnovabili e pulite. L'obiettivo è quello di riuscire a coniugare utile ed efficacia con una coscienza ambientale. Quella solare è sicuramente la fonte di energia rinnovabile più importante attualmente in via di sviluppo. In quanto è una forma di energia derivante da una risorsa naturale, il Sole, che si rigenera almeno alla stessa velocità con cui viene consumata ed ha la peculiarità di essere un'energia pulita perché non immette nell'atmosfera sostanze nocive o che alterano il clima, come ad esempio l'anidride carbonica che viene prodotta dall'utilizzo dei combustibili fossili. E' proprio per il degrado creato da questi ultimi all'ambiente e per il continuo innalzarsi del loro prezzo, che diventa di fondamentale importanza per il futuro lo sviluppo in larga scala della tecnologia fotovoltaica per la produzione di energia.

Nella trattazione sono stati introdotti i principali concetti fisici utili alla comprensione dei principi di funzionamento di una cella fotovoltaica nella produzione di energia e quali sono le tecniche e strategie in grado di massimizzare la produzione e la quota di energia autoconsumata.

Incrementare la quota di energia autoconsumata permette non solo di sfruttare al massimo l'energia autoprodotta, ma anche di ridurre le quantità di energia scambiate con la rete.

Il raggiungimento di questi obiettivi passa attraverso l'adozione di opportuni sistemi di accumulo energetico ed attraverso una gestione intelligente dei carichi elettrici.

I sistemi di accumulo sono soluzioni tecnologiche che stanno emergendo nel mercato solare, portando la percentuale d'autoconsumo dal 30% (valore tipico di un sistema classico) al 60÷70%. Se a questo incremento di redditività complessiva si aggiunge anche la detrazione fiscale del 50% per le ristrutturazioni edilizie e gli interventi di risparmio energetico, il periodo di tempo necessario ad abbattere i costi di investimento si aggira intorno ai 7-8 anni.

La possibilità di incrementare la quota di energia autoconsumata ricorrendo ad una gestione intelligente dei carichi rappresenta senza dubbio una opportunità che, con un costo contenuto, permette di valorizzare significativamente l'effetto dell'accumulo. La percentuale dell'energia autoconsumata, rispetto al totale prodotto, dipende da molti fattori, primo tra tutti il profilo di carico dell'utenza.

Considerando un utenza domestica media, per mezzo dell'accumulo è possibile portare l'energia autoconsumata a livelli del 60÷70%, mentre se si aggiunge la gestione dei carichi tale valore tende a salire ulteriormente fino a quasi il completo autoconsumo nei casi più favorevoli.

Oltre a consentire ai gestori di impianti fotovoltaici di aumentare in modo significativo il consumo in loco, un sistema di accumulo permette anche di ridurre la dipendenza di un impianto solare da

società di servizi di energia elettrica e assicura che l'energia venga fornita senza interruzioni anche se la rete elettrica dovesse temporaneamente venire a mancare.

L'energia prodotta da un impianto fotovoltaico, grazie alle batterie di accumulo, viene immagazzinata in modo da essere disponibile quando l'impianto non è in grado di produrla in misura sufficiente per l'autoconsumo, come ad esempio di notte. In questo modo, l'energia stoccata da un impianto fotovoltaico diventa un surplus utilizzabile in qualsiasi momento successivo alla sua produzione.

Risulta sempre più evidente che l'autoconsumo dell'energia prodotta con il fotovoltaico consente di ottenere una maggiore remunerazione dell'investimento per via della notevole differenza esistente, almeno in Italia, tra il prezzo dell'energia acquistata ed il riconoscimento economico dell'energia ceduta alla rete, anche nelle ore di alto carico.

La diminuzione dei costi per l'installazione dei sistemi dotati di accumulo sta rendendo questo strumento sempre più accessibile alle utenze medie.

Infine, la produzione di batterie sempre più performanti, di lunga durata ed economiche, come quelle al litio, assicurano prestazioni a lungo termine con standard sempre più elevati.

Se, come d'auspicio, l'evoluzione degli accumulatori seguirà lo stesso percorso fatto dai sistemi fotovoltaici, in pochi anni si avranno sistemi economicamente applicabili e integrabili nelle abitazioni residenziali.

Il settore delle energie alternative, inoltre, è in continua espansione commerciale e rappresenta un valido bacino per la ricerca di lavoro e per la crescita personale.

E' opportuno sottolineare che ad un maggiore autoconsumo non devono corrispondere maggiori consumi, e che è importante sfruttare tutte le opportunità che la tecnologia ci offre per impiegare al meglio le preziose risorse energetiche di cui disponiamo, prima fra tutte quella del fotovoltaico; con l'obbiettivo di inquinare e spendere meno.

## **BIBLIOGRAFIA**

- F. Groppi, C. Zuccaro “Impianti solari fotovoltaici a norme CEI” Delfino 2011.
- A. Caffarelli, G. De Simone “Principi di progettazione dei sistemi solari fotovoltaici” Maggioli Editore 2010.
- A. Vincenti “Accumulatori per impianti ad energia rinnovabile” IESL 2016.
- “Rapporto statistico 2015 Solare fotovoltaico” GSE 2015.
- S. Daliento, V. D’Alessandro, P. Guerriero “Dispositivi e sistemi fotovoltaici” EdiSES 2014.
- S. Barsali, P. Di Marco, S. Filippeschi, A. Franco, R. Giglioli, D. Poli “DIMOSTRATORE DI CASA ATTIVA” 2011. Dipartimento di Ingegneria dell’Energia e dei Sistemi – Università di Pisa 2011.
- Progettare e installare un impianto fotovoltaico ENEA 2008.
- “L’accumulo di energia elettrica” Il MELOGRANO editore srl. 2011.
- G. Venchi “Appunti per il corso di Impianti di Energia Solare” 2015.
- “I SISTEMI DI ACCUMULO NEL SETTORE ELETTRICO” RSE marzo 2015.
- F. Groppi “Inverter e connessioni alla rete elettrica” Qualenergia marzo 2012.
- F. Groppi “Fotovoltaico e autoconsumo: tecniche e strategie” Qualenergia dicembre 2013.
- G. Cipriani “Ottimizzazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici” Dottorato di Ricerca in Ingegneria Elettrica Università di Palermo 2013.
- “Quaderni di applicazione tecnica N.10 impianti fotovoltaici” ABB.

## **SITOGRAFIA**

- <http://www.preventivifotovoltaico.com>
- <http://www.marconi-galletti.it>
- <http://www.fotovoltaiconorditalia.it>
- <http://www.gse.it>
- <http://www.ideegreen.it>
- <http://www.qualenergia.it>
- <http://it.wikipedia.org>
- <http://www.enea.it>
- <http://www.rse-web.it>
- <http://www.ilportaledelsole.it>
- <http://www.enerpoint.it>
- <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>
- <http://batteryuniversity.com>