



Università degli Studi di Ferrara

Facoltà di Ingegneria

Corso di Laurea triennale Ingegneria Meccanica

**MODELLI DELLE PRESTAZIONI REALI DI UN
MODULO FOTOVOLTAICO**

Relatori

Prof. ANTONIO PARRETTA

Prof. CESARE MALAGU'

Laureando

SIBILLA CARLO

Anno accademico 2006-07

INDICE

Riassunto	p.4
Introduzione	p.5
Capitolo 1 – Caratteristiche elettriche del modulo ed effetto fotoelettrico	p.7
1.1 Struttura a bande elettroniche	
1.2 Il drogaggio di un elemento	
1.3 Giunzioni p-n	
1.3.1 Sintesi del processo di generazione di energia elettrica	
1.4 Effetto fotoelettrico	
1.5 La curva caratteristica: corrente - tensione	
Capitolo 2 – Le celle e i moduli fotovoltaici	p.25
2.1 Celle al silicio cristallino	
2.1.1 Celle al silicio monocristallino	
2.1.2 Celle al silicio policristallino	
2.2 I moduli fotovoltaici	
2.3 Il datasheet del modulo	
2.4 Potenza STC e RRC	
Capitolo 3 – La radiazione solare	p. 34
3.1 Posizione del sole rispetto alla superficie della Terra	
3.2 Stima delle componenti della radiazione solare	
3.3 Irradiazione su superficie orizzontale	
3.4 Stima dell'irradiazione globale a partire da altri dati meteorologici	
3.5 Stima delle componenti diretta e diffusa per la radiazione su superficie orizzontale data la radiazione globale	
3.6 Radiazione su superficie con inclinazione arbitraria	
Capitolo 4 – I meccanismi di perdita	p. 44

- 4.1 Il programma Aquila
- 4.2 Procedura di calcolo
- 4.3 Perdita per riflessione della luce
- 4.4 Perdita per luce diffusa
- 4.5 Modello per effetti spettrali
 - 4.5.1 I piranometri
 - 4.5.2 I pireliometri
- 4.6 Perdite per basso irraggiamento
- 4.7 Effetto della temperatura sul modulo

Conclusioni.....p. 66

Bibliografia.....p. 68

RIASSUNTO

Scopo del nostro studio è stato quello di analizzare le prestazioni reali di un modulo fotovoltaico in condizioni outdoor, analizzando i fenomeni che determinano le perdite energetiche e di conseguenza riducono il rendimento finale e quindi la potenza utilizzabile. Per la misura delle perdite è stato fatto un confronto tra i dati di riferimento (o nominali) ottenuti in laboratorio e quelle reali outdoor. Nella nostra esposizione utilizzeremo alcune abbreviazioni come:

- STC = Standard Test Condition;
- RRC= Real Reporting Condition.

La prima si riferisce a condizioni ideali di laboratorio, indoor, in cui tutti i parametri agenti sul modulo sono regolati in modo ottimale, la seconda invece indica condizioni di uso reale con i moduli installati in edifici, case, condizioni outdoor.

Il calcolo delle perdite energetiche, cinque in tutto, è stato eseguito con il programma Aquila (linguaggio Fortran), in grado di analizzare tutte le componenti che provocano dissipazione di energia, ad eccezione della polarizzazione della luce, difficile da studiare per l'enorme variabilità dei parametri in gioco. Il suo valore si ottiene sottraendo alla dissipazione energetica totale quello degli altri parametri misurabili. Per esempio, se per i primi 4 parametri ottengo una perdita del 44% , sapendo che quel modulo installato in outdoor perde in totale il 49 % dell'energia, allora posso dire che la polarizzazione della luce è un fenomeno che mi fa dissipare il 5% di energia.

Abbiamo analizzato anche la parte elettrica a livello microscopico (elettroni, lacune) del modulo ed è stato ottenuto un modello di calcolo dell'intensità di radiazione solare incidente su di esso al variare della sua angolazione rispetto alla terra (all'orizzontale).

A livello pratico sono state eseguite alcune prove a carattere dimostrativo con un modulo.

Lo studio è stato eseguito presso il Dipartimento di Fisica dell'Università degli Studi di Ferrara con il supporto scientifico dei professori Antonio Parretta e Cesare Malagù.

INTRODUZIONE

I moduli fotovoltaici piani sono caratterizzati in laboratorio mediante simulatori solari che operano secondo specifiche ben definite, stabilite come condizioni standard (STC):

- a. Irraggiamento con luce non polarizzata;
- b. Irraggiamento ad incidenza normale sul piano del modulo;
- c. Sorgente ad arco allo Xenon opportunamente filtrata allo scopo di ottenere uno spettro molto prossimo a quello di riferimento AM1.5G;
- d. Irradianza di 1000 W/m²;
- e. Temperatura del modulo di 25°C.

Le prime quattro condizioni si riferiscono alle proprietà della radiazione incidente: luce collimata perpendicolare al modulo, non polarizzata, con spettro AM1.5G e irradianza di 1000 W/m². La quinta condizione riguarda invece la temperatura del modulo fotovoltaico. Durante il test al simulatore solare nelle condizioni sopraindicate, il modulo è sottoposto ad un carico elettronico variabile che permette di tracciare una curva I/V alla luce e di ricavare da essa la potenza massima P_m , la corrispondente tensione e corrente, V_m e I_m , la tensione a circuito aperto, V_{oc} , la corrente di corto circuito I_{cc} , il fattore di riempimento FF (Fill Factor) e infine l'efficienza nominale $\eta_{STC} = P_m / 1000$. A questi parametri viene aggiunto a volte il parametro NOCT (Normal Operative Cell Temperature), che rappresenta la temperatura raggiunta dalle celle di un modulo operante in condizioni SOC (Standard Operating Condition) irraggiato a 800 W/m², esposto ad un vento di 1 m/s e ad una temperatura ambiente di 20°C. Questi parametri, nel loro insieme, rappresentano i dati di targa del modulo fotovoltaico e vengono riportati sul datasheet e sul retro del modulo, stampigliati su una etichetta. Se il modulo opera sotto un'illuminazione equivalente a quella del simulatore solare, eccetto che per un'irradianza generica G (W/m²), allora la conoscenza dell'efficienza nominale η_{STC} è sufficiente per avere la potenza massima erogata dal modulo:

$$P_m (W) = \eta_{STC} \cdot G_{inc} (W / m^2) \cdot S_{mod} (m^2) \quad (1)$$

Nella realtà, il modulo fotovoltaico è sottoposto a condizioni d'irraggiamento del tutto diverse da quelle prese come riferimento. Le condizioni STC sono infatti condizioni ideali che difficilmente si ritrovano, tutte insieme, nella realtà; dai dati di targa di STC quindi non è possibile trarre una buona stima (previsione) della potenza istantanea erogata dal modulo fotovoltaico sotto particolari condizioni di irraggiamento, e quindi altresì quella media erogata in un particolare periodo di tempo, in un particolare sito, per una certa orientazione. Tipicamente, se si utilizza l'efficienza nominale (STC) per valutare la potenza massima secondo l'equazione (1), si ottiene un valore istantaneo o medio, a seconda della circostanza, che è sensibilmente superiore a quello reale. Ad esempio, per sistemi fotovoltaici installati in Europa Centrale, si trova che le “perdite energetiche” complessive sono superiori al 20% su base annua, considerando solo il generatore fotovoltaico, ovvero prima dell'inverter.

Da qui l'esigenza di elaborare un modello che si possa applicare alle diverse tipologie di moduli fotovoltaici e alle diverse condizioni ambientali medie specifiche per un particolare sito d'installazione. Il modello opera in maniera da determinare la P_m istantanea in condizioni istantanee d'irraggiamento e meteorologiche note e può essere implementato in modo da fornire la P_m media per un periodo specifico di tempo per cui siano note le condizioni d'irraggiamento e meteorologiche medie.

CAPITOLO 1

CARATTERISTICHE ELETTRICHE DEL MODULO ED EFFETTO FOTOELETTRICO

Il modulo fotovoltaico è un dispositivo in grado di convertire l'energia solare direttamente in energia elettrica mediante effetto fotovoltaico; questo si realizza, quando un elettrone presente nella banda di valenza di un materiale passa alla banda di conduzione a causa dell'assorbimento di un fotone sufficientemente energetico incidente sul materiale. Questo fenomeno è stato visto per la prima volta da Alexandre Edmond Becquerel nel 1839 e costituisce una delle prove dell'esistenza delle onde elettromagnetiche. La teoria fisica che spiega l'effetto fotoelettrico, del quale l'effetto fotovoltaico ne rappresenta una sottocategoria, fu pubblicata nel 1905 da Albert Einstein, che per questo ricevette il premio Nobel.

1.1 Struttura a bande elettroniche

Quando una radiazione elettromagnetica investe il materiale può, in certe condizioni, cedere energia agli elettroni più esterni degli atomi del materiale e, se questa è sufficiente, l'elettrone risulta libero di allontanarsi dall'atomo d'origine. L'assenza dell'elettrone è chiamata in questo caso *lacuna*; l'energia minima necessaria all'elettrone per allontanarsi dall'atomo (passare quindi dalla banda di valenza che corrisponde allo stato legato più esterno alla banda di conduzione ove non è più legato) deve essere superiore alla banda proibita del materiale. Come è possibile vedere (figura 1) gli elettroni sono capaci di occupare solo livelli discreti di energia; la banda più bassa viene chiamata *banda di valenza*, quella più alta *banda di conduzione*; quest'ultima contiene gli elettroni che sono in grado di muoversi nel reticolo cristallino e quindi capaci di interagire con altri atomi ed è responsabile delle proprietà elettriche dell'atomo (dunque stabilisce se esso è un conduttore, un semiconduttore o un isolante). Fra le due bande esiste una zona che in condizioni normali risulta inaccessibile agli elettroni: essa prende il nome di *gap proibito* (o *banda proibita*) di energia.

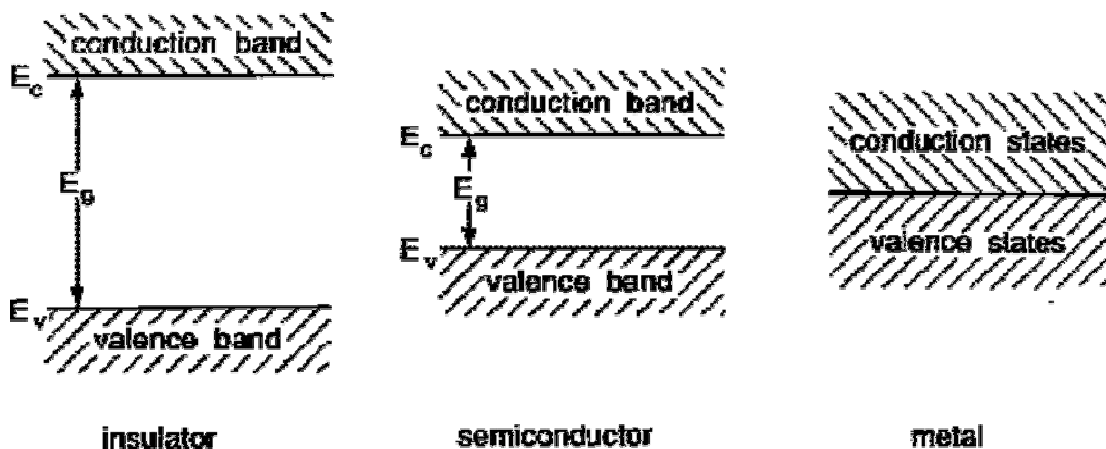


Figura 1. Configurazioni delle bande con isolante, semiconduttore e metallo.

Quando il gap proibito è tale che le fluttuazioni termiche che avvengono a temperatura ambiente riescono a far transitare un elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione si parla di un conduttore, in caso contrario di un isolante. Un semiconduttore ha invece un gap proibito intermedio fra i due; esso è definito come una sostanza la cui banda di valenza allo zero assoluto è completamente piena; a temperatura ambiente esistono alcuni elettroni termici eccitati che, superando il gap, conducono elettricità.

1.2 Il drogaggio di un elemento

Si definisce drogaggio di un semiconduttore l'introduzione al suo interno di una impurezza che ha una valenza che differisce di una unità da quella dell'atomo del semiconduttore. Ad esempio, il drogaggio di un semiconduttore appartenente al IV gruppo della tavola periodica avviene con atomi appartenenti al III o al V gruppo. Questo fa sì che si formino due strutture differenti: da un lato una struttura con eccesso di elettroni e dall'altro una con un difetto di elettroni. Ad esempio il silicio, che è un semiconduttore appartenente al IV gruppo può essere drogato con sostanze del terzo gruppo, ossia trivalenti, oppure con sostanze pentavalenti, le prime definite accettatrici, le seconde donatrici. Il silicio è un semiconduttore abbastanza puro e comunque le possibili impurità non influenzano in maniera apprezzabile il suo comportamento elettrico. Esso possiede 14 elettro-

ni, di cui 4 nella banda di valenza; sono proprio questi ultimi quelli che possono interagire con altri atomi di silicio o di altri elementi.

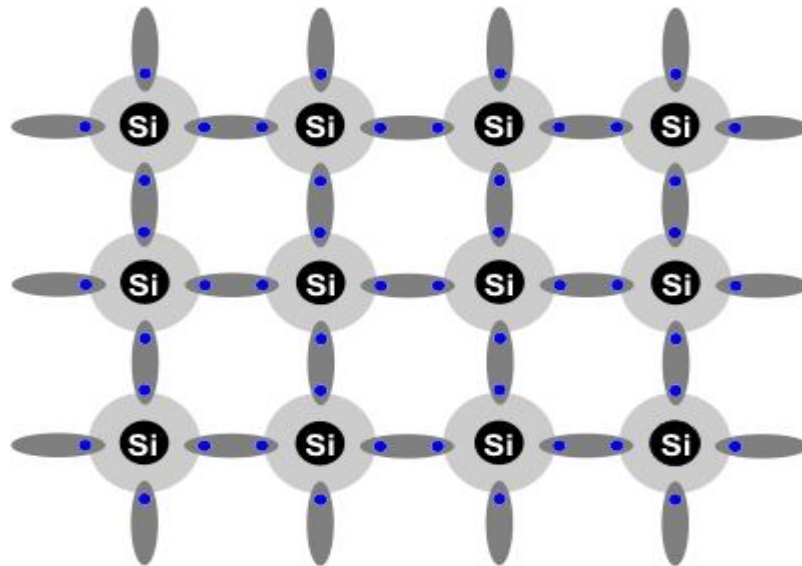


Figura 2. Struttura cristallina del silicio

Drogando la struttura cristallina del silicio con l'introduzione controllata di atomi di fosforo (P) si libera un elettrone per ogni atomo di fosforo introdotto. L'elettrone che si è liberato dai legami può staccarsi facilmente dall'atomo a cui è debolmente legato e muoversi nel reticolo cristallino essendo dunque disponibile alla conduzione; si parla in questo caso di semiconduttore di tipo n: le cariche maggioritarie sono costituite dagli elettroni, mentre le lacune sono minoritarie.

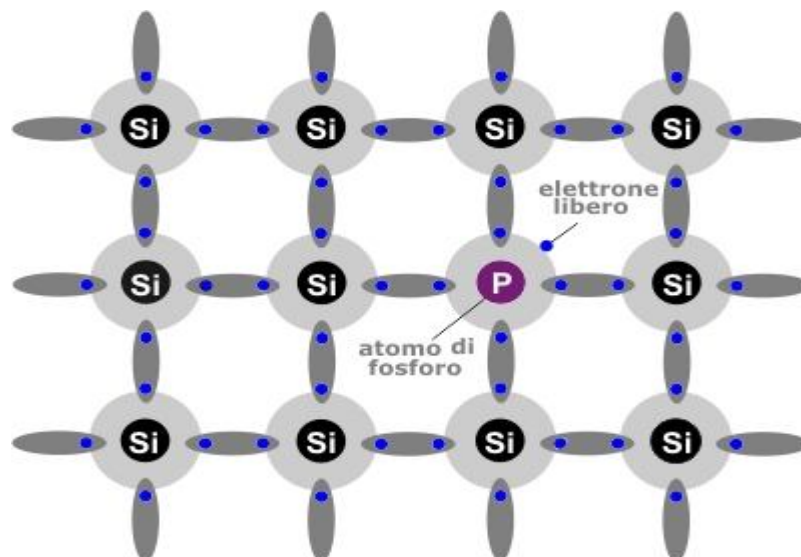


Figura 3. Drogaggio del silicio con atomi di fosforo

Il semiconduttore può essere però drogato da elementi, quali il boro (B), ed in questo caso si ottiene una lacuna per ogni atomo di boro introdotto nel reticolo cristallino. Anche la lacuna è libera di muoversi all'interno del reticolo cristallino essendo dunque disponibile alla conduzione; in questo caso si parla di semiconduttore di tipo p: le cariche maggioritarie sono rappresentate dalle lacune mentre le minoritarie dagli elettroni.

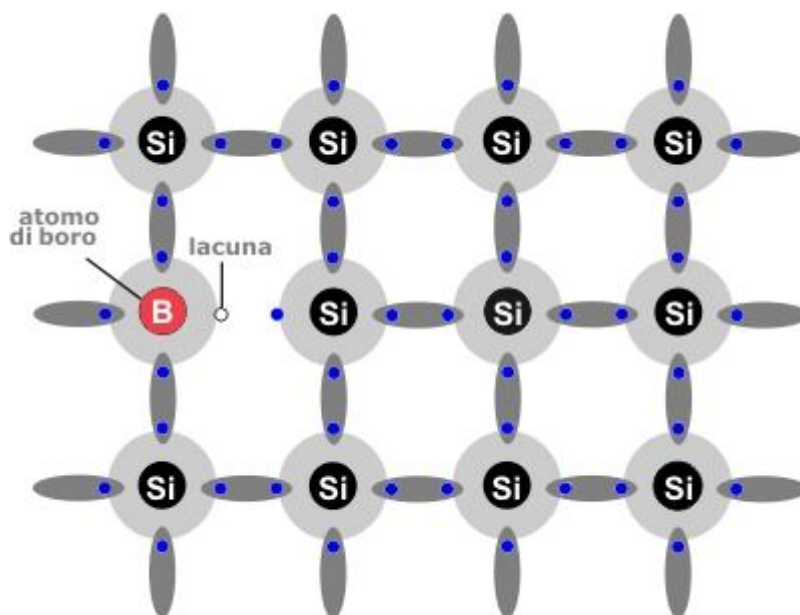


Figura 4. Drogaggio del silicio con atomi di boro

Esistono quindi 2 tipi di semiconduttori:

- Di tipo n: se si sostituisce ad un atomo di silicio un atomo pentavalente (*donatore*), ad esempio un atomo di fosforo, di cui dei cinque elettroni di valenza quattro sono impiegati per saturare i legami con gli atomi vicini, mentre il quinto rimane non utilizzato e pertanto legato all'atomo di fosforo soltanto dall'attrazione coulombiana. Tale elettrone risiederà in un livello discreto di energia, creato nel gap proibito dalla presenza dell'atomo impurità e prossimo al livello minimo della banda di conduzione. Esso ha un'energia di legame di pochi centesimi di eV e quindi per effetto dell'agitazione termica può facilmente passare in banda di conduzione. Un cristallo in cui siano presenti dei donatori ha una conducibilità più elevata assicurata dagli elettroni: in questo caso si parla di semiconduttore di tipo n;

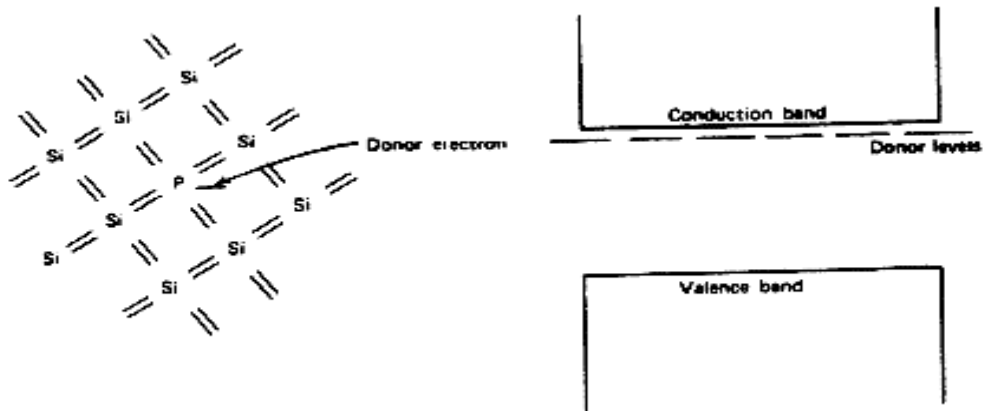


Figura 5. Schema silicio-fosforo con l'evidenza di elettroni donatori.

- Di tipo p: se si sostituisce nel reticolo cristallino un atomo di silicio con un atomo trivalente (*accettore*), ad esempio un atomo di boro, si forma una lacuna in uno degli atomi vicini, in quanto si creerà nella struttura a bande uno stato addizionale, vicino alla banda di valenza. Per effetto dell'agitazione termica uno degli elettroni degli atomi vicini di silicio può facilmente occupare questo stato addizionale, con la conseguente formazione di una lacuna nella banda di valenza del cristallo di silicio. Un cristallo in cui siano presenti degli accettori ha una conducibilità più elevata assicurata dalle lacune; in questo caso si parla di semiconduttore di tipo p.

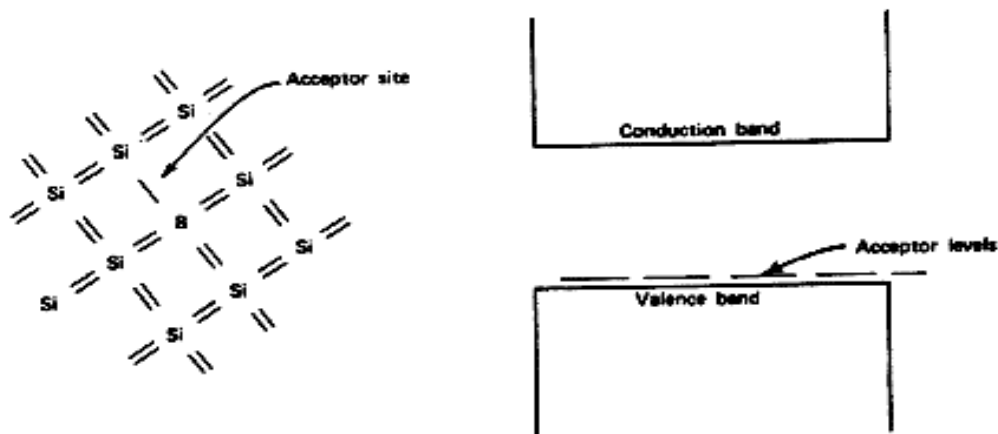


Figura 6. Schema silicio boro con l'evidenza di elettroni accettori.

1.3 Giunzioni p-n

Per creare una corrente, ossia un moto coerente di elettroni e lacune, occorre generare un campo elettrico interno alla cella; il campo si può generare mediante degli opportuni trattamenti fisici e chimici che consistono nel produrre un eccesso di lacune da un lato del semiconduttore e un eccesso di elettroni dall'altro (il drogaggio, visto precedentemente).

I due tipi di silicio seppur neutri hanno cariche mobili, positive nel caso di semiconduttore di tipo p e negative nel caso di semiconduttore di tipo n.

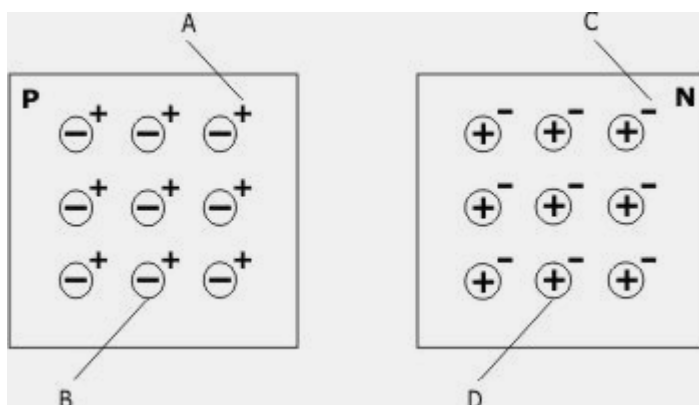


Figura 7. Semiconduttori drogati prima della giunzione

Si parla di *giunzione p-n* per indicare l'insieme di due regioni di un semiconduttore: una drogata di tipo n e l'altra di tipo p. Anche se il materiale è neutro, quando si mettono a contatto le due regioni si genera un flusso elettronico dalla zona n a quella p. Gli elettroni della zona n diffondono nella zona p e dunque il silicio tipo n si carica positivamente mentre quello di tipo p si carica negativamente e la regione intermedia che si crea viene detta *zona di svuotamento o di carica spaziale*, in quanto in questa zona non sono presenti cariche mobili (portatori), bensì le cariche fisse negative delle impurezze accettrici oppure le cariche fisse positive delle impurezze donatrici.

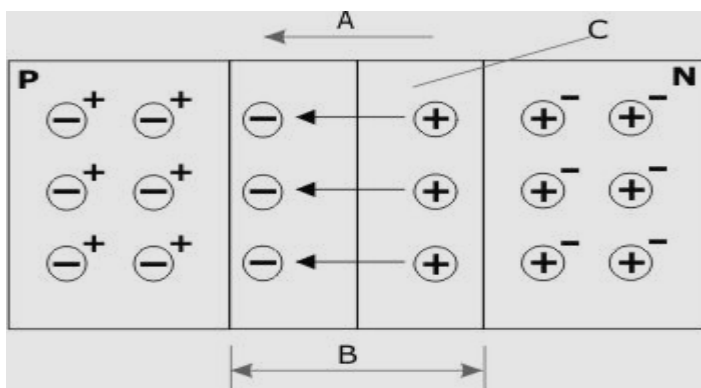


Figura 8. Semiconduttori drogati dopo la giunzione.

Si crea quindi all'equilibrio un campo elettrico interno al sistema che ha un'ampiezza di pochi micrometri. Il campo, anche avendo uno spessore minimo ($1 \mu\text{m}$) possiede un'elevatissima intensità (10000V/cm). Esso tiene fortemente separate tra loro le zone rimaste contenenti le cariche mobili n e p. La sua direzione è quella che va secondo la convenzione delle cariche positive a quelle negative. Investendo la giunzione p-n con una radiazione luminosa si ottengono delle coppie elettrone-lacuna sia nella zona n che in quella p.

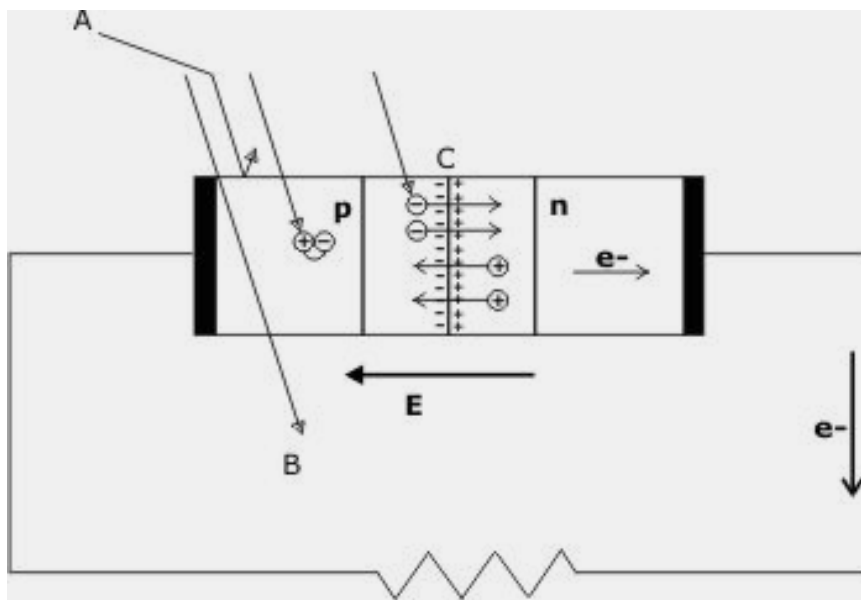


Figura 9. Giunzione p-n.

Gli elettroni in eccesso originati dall'assorbimento della luce sono separati dalle rispettive lacune per mezzo del campo elettrico, il quale spinge gli elettroni verso la zona n e le lacune verso la zona p. Questa concentrazione di cariche positive da una parte e di cariche negative dall'altra rappresenta una differenza di potenziale che genera una corrente elettrica.

1.3.1 Sintesi del processo di generazione di energia elettrica

L'elettrone presente nella zona p energizzato dall'energia dei fotoni diffonde nel materiale p per un tempo medio stabilito, dell'ordine del ms. Se entro tale tempo un elettrone riesce a raggiungere la giunzione, ovvero la regione di svuotamento, allora viene dal campo elettrico estratto dal semiconduttore p e trascinato verso il semiconduttore n, dove contribuirà al passaggio di corrente verso il circuito esterno; se invece, entro il tempo di vita medio l'elettrone non riuscirà a raggiungere la giunzione, verrà ricombinato interagendo con una lacuna libera maggioritaria. Un fenomeno analogo avviene per le lacune fotogenerate all'interno del semiconduttore n. Alcune cariche vengono fotogenerate all'interno della regione di svuotamento. Tutte queste cariche sono raccolte; esse però costituiscono una piccola frazione, essendo la regione di svuotamento molto sottile.

Connettendo la giunzione p-n con un conduttore si ottiene nel circuito esterno un flusso di elettroni dallo strato n a potenziale maggiore allo strato p a potenziale minore. L'elettricità fluisce con regolarità sotto forma di corrente continua fino a quando la cella è investita dalla radiazione luminosa.

1.4 Effetto fotoelettrico

L'effetto fotoelettrico è dovuto all'emissione di un elettrone da una superficie, solitamente metallica, quando questa viene colpita da un fotone in possesso di una frequenza superiore ad un certo valore dipendente dal tipo di materiale.

La frequenza della radiazione collegata alla lunghezza d'onda (μm) è data dalla relazione:

$$\nu = \frac{c}{\lambda} \quad (1)$$

dove c è la velocità della luce.

Ricordando che l'energia di un fotone è:

$$\varepsilon = h \cdot \nu \quad (2)$$

e dalla precedente relazione si ottiene

$$\varepsilon = \frac{h \cdot c}{\lambda} \quad (3)$$

da cui possiamo vedere che i fotoni con lunghezza d'onda piccola hanno energia maggiore.

Ciò accade prendendo un blocchetto di semiconduttori e illuminandolo con i fotoni di frequenza ν . L'energia di gap (E_g) è quella necessaria per far passare un elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione. Nel caso del Silicio (Si), questo valore è pari a 1,12 eV, nel caso del Solfuro di Cadmio (CdS) è 2,40 eV, del Germanio (Ge) 0,67 eV, del Fosforo di Indio (InP) 1,25 eV, dell'Arseniuro di Gallio (GaAs) 1,35 eV, del Fosforo di Gallio (GaP) 2,25 eV, Tellurio di Cadmio (CdTe) 1,45 eV. Se l'elettrone possiede un'energia ε minore dell'energia di gap ε_g l'elettrone rimane nella banda di valenza e l'energia del fotone viene dissipata in calore.

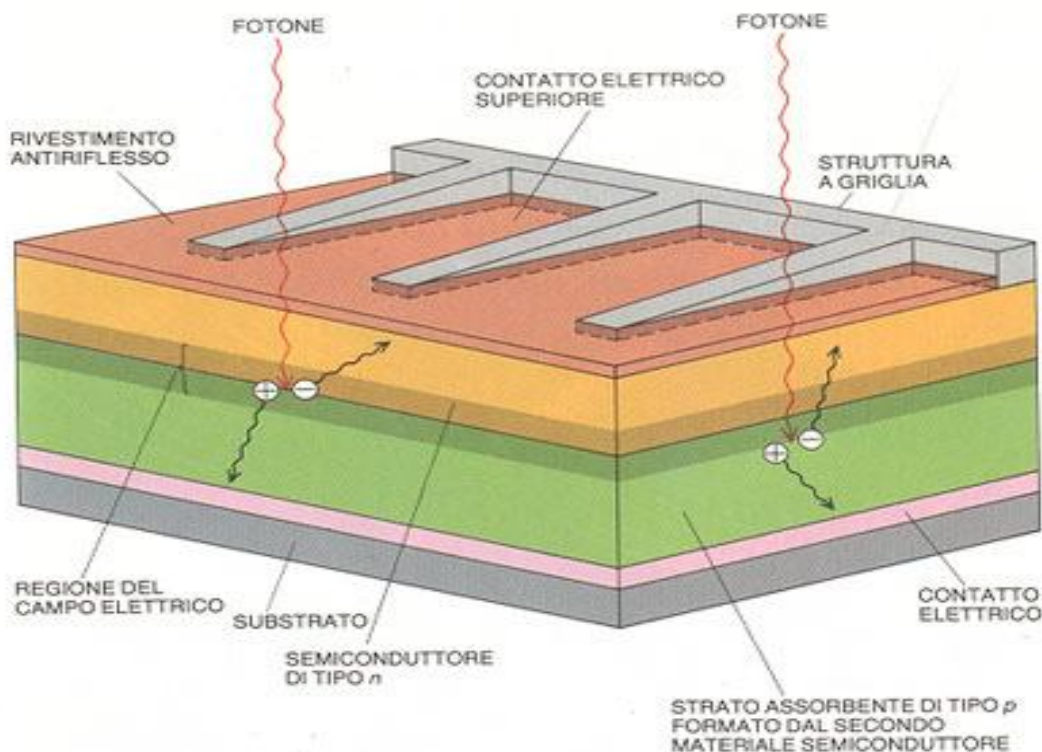


Figura 10. Effetto schematico di un fotone ($h\nu \geq E_g$) nella cella.

Quando invece l'energia del fotone è maggiore dell'energia di gap, l'elettrone viene liberato e l'eccesso di energia ($\varepsilon - E_g$) viene dissipato in calore.

Applicando al blocchetto di semiconduttore una differenza di potenziale si osserva che in seguito all'illuminazione, la resistenza del blocchetto è diminuita e passa quindi una maggiore corrente nel circuito esterno. La diminuzione di resistenza del blocchetto di semiconduttori è dovuta all'aumento del numero di elettroni e di lacune che, in seguito all'illuminazione si sono resi disponibili per la conduzione. Quando per l'effetto termico o per l'arrivo di fotoni di opportuna energia un elettrone viene portato in banda di conduzione si dice che si è verificato un processo di generazione di coppia elettrone-lacuna. Con velocità di generazione si indica il numero di coppie generate nell'unità di tempo.

Una volta che un elettrone sia stato portato in banda di conduzione, o per effetto termico o per assorbimento di fotoni, esso tende di nuovo a ritornare in banda di valenza non appena incontra uno stato libero da poter occupare. Tale fenomeno prende il nome di ricombinazione quando un elettrone e una lacuna si ricombinano, scompaiono contemporaneamente una carica positiva ed una negativa. La differenza di energia dovuta al decadimento dell'elettrone dalla banda di conduzione a quella di valenza, viene emessa all'atto della ricombinazione o sotto forma di un nuovo fotone o di fononi (quanti di più bassa energia che vengono assorbiti dal reticolo dando luogo ad un riscaldamento del semiconduttore).

Dal seguente grafico (figura 11) si vede che gli elettroni liberati avranno un'energia cinetica direttamente proporzionale alla frequenza.

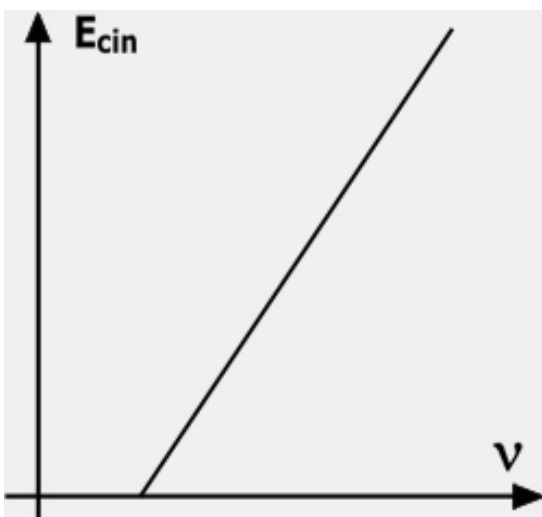


Figura 11. Andamento dell'energia cinetica dei fotoni in funzione della frequenza della radiazione incidente.

Per il silicio, che è il materiale più usato nelle applicazioni fotovoltaiche l'energia di gap è pari a $1,12 \text{ eV} = 1,12 \times (1,6 \times 10^{-19}) \text{ J}$. Sostituendo questo valore nell'equazione precedente che ripetiamo:

$$\varepsilon = \frac{(h \cdot c)}{\lambda} \quad (4)$$

È possibile ottenere la lunghezza d'onda massima alla quale la radiazione solare produce l'effetto fotoelettrico, ovvero:

$$\lambda_{\max} = \frac{(h \cdot c)}{\varepsilon_g} = \frac{(6,625 \cdot 10^{-34}) \cdot (3 \cdot 10^8)}{(1,12) \cdot (1,6 \cdot 10^{-19})} = 1,11 \cdot 10^{-6} \text{ m} \quad (5)$$

Per cui una radiazione con una lunghezza d'onda maggiore di $1,11 \cdot 10^{-6} \text{ m}$ in una cella al silicio non può essere sfruttata per produrre corrente.

Dal diagramma seguente (figura 12) si osserva che circa il 25% dell'energia solare contenuta nello spettro è completamente inefficace (la parte D, che indica i fotoni sotto la soglia).

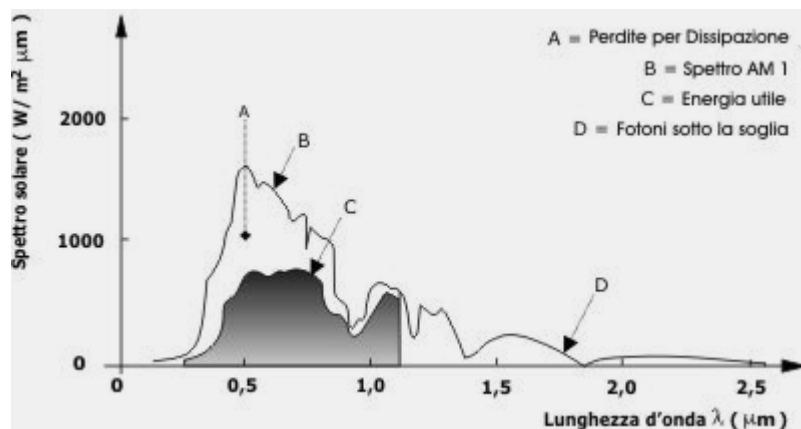


Figura 12. Analisi dello spettro solare.

I fotoni che non hanno energia sufficiente ad attivare il processo fotoelettrico fanno aumentare la temperatura del materiale in quanto tutta la loro energia viene dissipata in calore.

Dividendo l'energia di gap del silicio per la costante di Planck si ricava il valore minimo della frequenza che permette le emissioni di fotoelettroni oltre il valore massimo di lunghezza d'onda precedentemente calcolato:

$$\nu_0 = \frac{\varepsilon_G}{h} \quad (6)$$

Si ottiene un valore di ν_0 pari a $2,7 \cdot 10^{15} \text{ Hz}$.

Nel seguente diagramma (figura 13) è schematizzato il processo fotoelettrico del silicio:

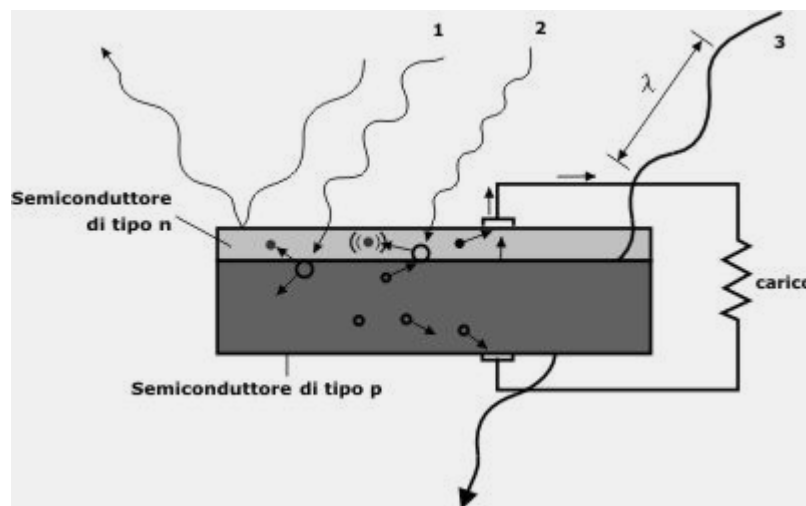


Figura 13. Processo fotoelettrico del silicio.

E' possibile osservare che:

- Un fotone di appropriata lunghezza d'onda produce una coppia elettrone-lacuna (1); questi portatori di carica migrano verso i rispettivi elettrodi.
- I fotoni di lunghezza d'onda più piccola (2) producono una coppia e calore, mentre i fotoni di lunghezza d'onda più grande (3) passano attraverso la fotocellula.

Se invertiamo il segno del potenziale (polarizzazione inversa), non si può invece avere conduzione. In questo caso, infatti, il potenziale esterno si somma a quello di barriera e gli elettroni del materiale n così come le lacune del materiale p non possono attraversarla. Solo i cosiddetti portatori minoritari, ossia le lacune presenti nel materiale n e gli elettroni del materiale p, sono facilitati dal maggior valore del potenziale di barriera ad attraversare la giunzione. Poiché però la concentrazione dei portatori minoritari è sempre molto bassa, la corrente che si ha in polarizzazione inversa è sempre estremamente modesta.

Questo risultato può essere posto in termini quantitativi risolvendo l'equazione della conservazione della carica per la cella in condizioni di oscuramento (cella al buio). Senza entrare in dettagli di calcoli, si riporta solo il risultato finale che è del tipo:

$$I_D = I_0 (e^{\frac{qV}{kT}} - 1) \quad (7)$$

dove q è la carica dell'elettrone, k è la costante di Boltzmann ($K = 1,38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$), T la temperatura assoluta ed I_0 è una costante dipendente dalle caratteristiche dei due semiconduttori che formano la giunzione, e dalla temperatura. Il pedice della corrente indica "diodo". Come si vede per $V \ll -kT/q$, $I_D \rightarrow -I_0$: per questo motivo, il parametro I_0 viene chiamato "corrente di saturazione inversa". Nella pratica si riscontra che i diodi hanno una caratteristica esterna del tipo

$$I_D = I_0 (e^{\frac{qV}{NkT}} - 1) \quad (8)$$

dove N è un coefficiente compreso tra 1 e 2 che dipende dai fenomeni di generazione e ricombinazione che avvengono nella zona di carica spaziale al confine tra il materiale n e p.

Al fine di determinare la dipendenza delle proprietà della cella dalla temperatura (cosa che faremo nei prossimi paragrafi) è necessario conoscere la dipendenza dalla temperatura dei suoi parametri caratteristici. La dipendenza da T della banda proibita E_g è presentata nella curva di figura 14.

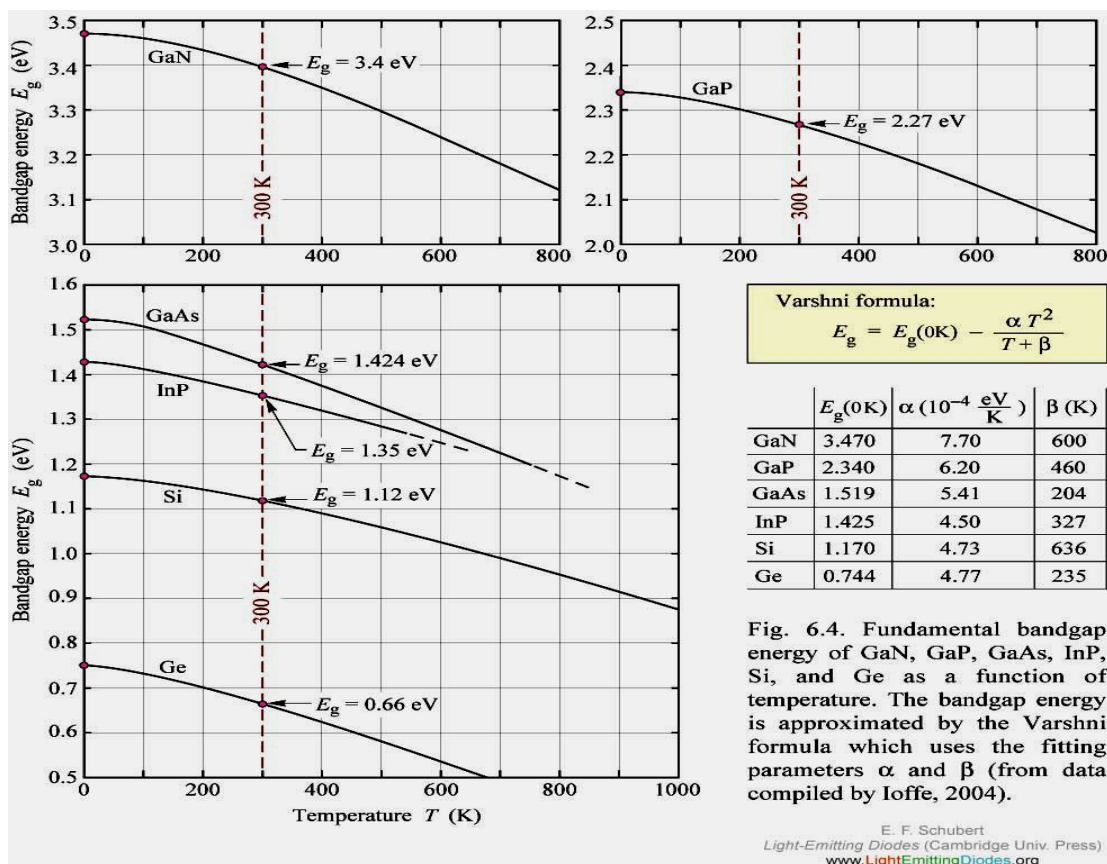


Figura 14. Andamento di E_g con la temperatura per alcuni semiconduttori puri.

Per quanto riguarda I_0 , essa ha una dipendenza molto forte dalla temperatura data dalla for-

$$I_0 = A_0 T^3 e^{\frac{-E_g}{KT}} \quad (9)$$

In essa A_0 è una costante che dipende dal semiconduttore adoperato.

La dipendenza di I_0 dalla temperatura è dovuta non tanto al termine cubico T quanto a quello esponenziale.

1.6 La curva caratteristica: corrente – tensione

Quando la cella viene illuminata con fotoni di frequenza $\nu \gg \frac{E_g}{h}$ la giunzione diviene una sorgente di coppie elettrone-lacuna (lacuna verso il lato p; elettrone verso il lato n). A cella aperta, questo flusso di cariche genera ai capi della cella stessa una differenza di potenziale, con il mate-

riale di tipo p che si carica positivamente rispetto a quello n. La tensione ai capi della cella raggiunge, nella condizione a circuito aperto, un valore tale che la polarizzazione diretta che risulta ai capi della giunzione sia tale da consentire il passaggio attraverso questa di una corrente pari a quella fotogenerata. Se la cella viene chiusa su un carico esterno R, questo viene a trovarsi in parallelo rispetto alla giunzione. Il circuito equivalente della cella è allora quello mostrato in figura 15. La corrente I_L è quella generata dalla luce: la sua intensità risulta proporzionale al numero di fotoni per cui $\nu > \frac{E_g}{h}$. Fissato lo spettro della luce incidente, I_L risulta anche proporzionale alla intensità ϕ della radiazione incidente; I_D è la corrente che attraversa la giunzione della cella: la sua espressione, in funzione di V è data dalla formula $I_D = I_0(e^{\frac{qV}{kT}} - 1)$. I è la corrente che fluisce nel carico. R_s , detta resistenza serie, è una resistenza parassita della cella, che comprende la resistenza dei due strati di materiale che costituiscono la cella e la resistenza ohmica dei contatti stessi.

L'equazione caratteristica della cella illuminata diviene dunque

$$I = I_L - I_0(e^{\frac{V}{NV_T}} - 1) \quad (10)$$

Ovvero risolvendo rispetto a V

$$V = NV_T \ln\left[\frac{I_L - I + I_0}{I_0}\right] \quad (11)$$

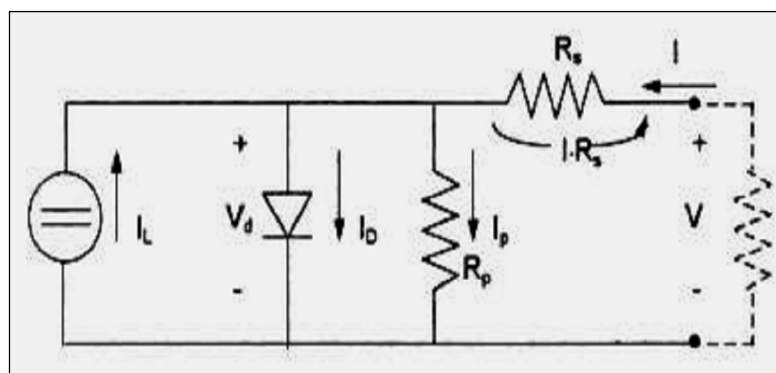


Figura 15. Circuito equivalente della cella illuminata chiusa su un carico.

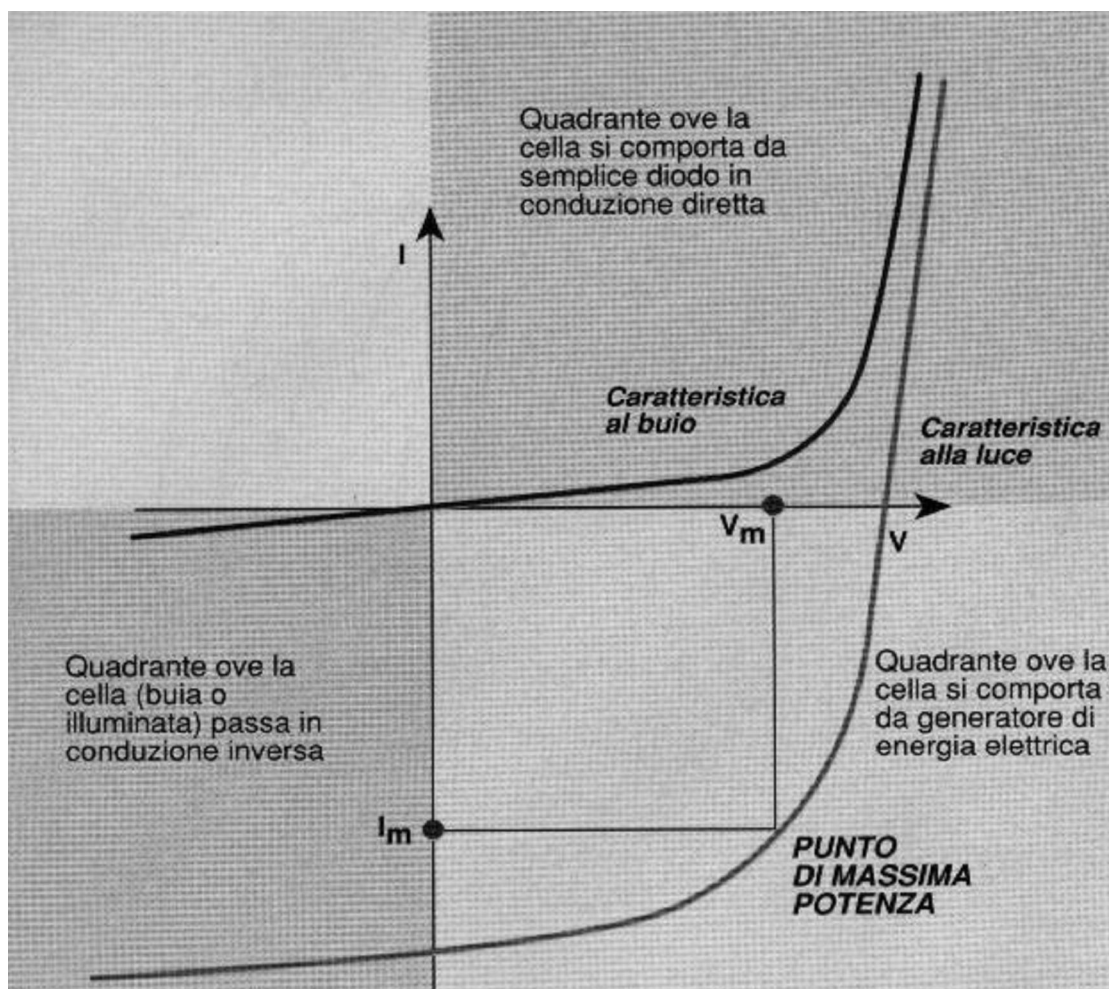


Figura 16. Andamento tipico della curva caratteristica per una cella fotovoltaica illuminata e al buio.

Va notato che se R_s non è trascurabile, V che rappresenta la differenza di potenziale ai capi del diodo, non coincide con il potenziale V_R che la cella trasmette al carico. Quanto maggiore è la resistenza serie tanto più V_R si discosta da V . Se la R_s è sufficientemente elevata, la potenza ottenibile da una cella solare diminuisce notevolmente e la caratteristica esterna della cella mostra una forma meno squadrata. Tuttavia, accade spesso che R_s sia trascurabile e quindi $V \approx V_R$.

Graficamente, l'andamento tipico di tale curva caratteristica, fissata l'illuminazione, è quello mostrato in figura 16. La corrente I_{cc} per $V_R = 0$ è detta corrente di corto circuito, ed è la massima corrente che la cella può erogare fissata l'illuminazione. Nell'approssimazione $V \approx V_R$ (cioè quando R_s è trascurabile) risulta dalla l'equazione caratteristica della cella illuminata che

$$I_{cc} = I_L = a\phi \quad (12)$$

I_{cc} risulta dunque proporzionale alla illuminazione della cella. Questa approssimazione ($V \approx V_R$, e quindi $I_{cc} = I_L$ proporzionale alla illuminazione a parità di spettro) è praticamente sempre valida per le celle utilizzate in sistemi fotovoltaici a pannelli piani. Essa va invece presa con molta cautela nei sistemi a concentrazione, in cui l'illuminazione della cella viene moltiplicata per grossi fattori (fino a cinquecento) o, come anche si dice, l'illuminazione è di 500 e più "soli".

V_{OC} è invece la differenza di potenziale ai capi della cella per $I = 0$, cioè a circuito aperto. Ponendo $I = 0$ nella equazione caratteristica della cella illuminata risolta rispetto a V si trova:

$$V_{OC} = NV_T \ln \frac{I_L + I_0}{I_0} \cong NV_T \cdot \ln \frac{I_L}{I_0} \quad (13)$$

Anche V_{OC} dipende dall'intensità di illuminazione e quindi dalla intensità di ϕ della radiazione incidente. La dipendenza, tuttavia, è in questo caso logaritmica, e quindi assai debole.

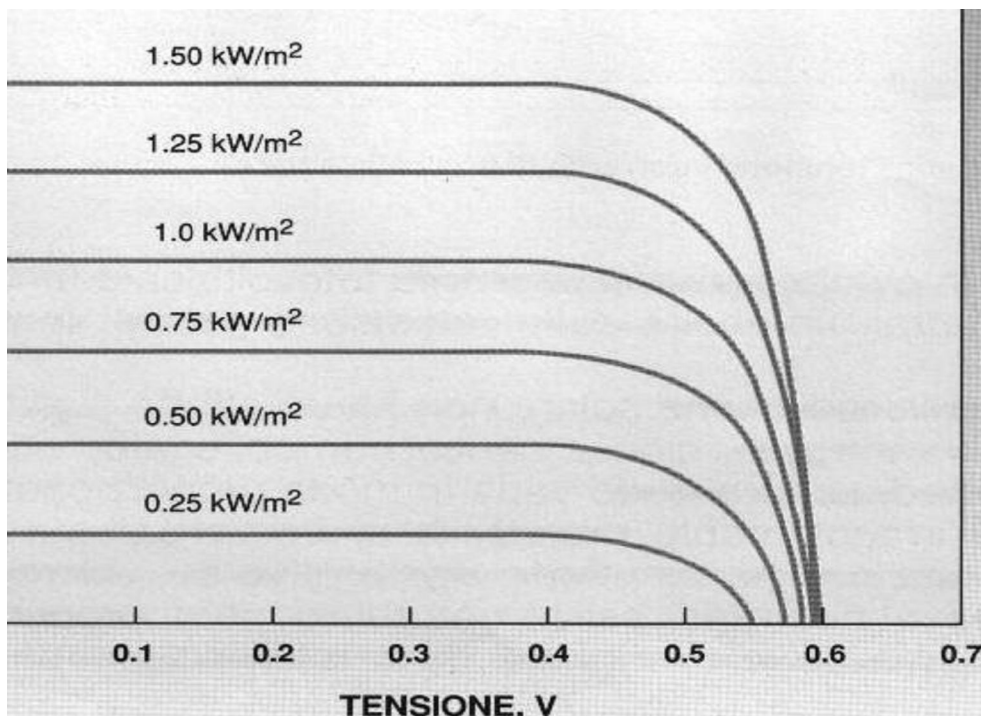


Figura 17. Caratteristica di una cella fotovoltaica illuminata, al variare dell'intensità di illuminazione.

E' interessante notare come varia la caratteristica di una cella fotovoltaica al variare della temperatura(ved Fig. 18).

Trascurando nella (13) I_0 rispetto a I_L , e sostituendo a I_0 la sua espressione (9) si ottiene

$$V_{OC} = \frac{NKT}{q} \ln \frac{I_L}{A_0 T^3 e^{-\frac{E_g}{KT}}} \quad (14)$$

Trascurando sotto il segno di logaritmo, la dipendenza di I_L ed E_g da T , e derivando V_{OC} rispetto a T , si trova, con semplici passaggi

$$\frac{dV_0}{dT} = \frac{NK}{q} \left(\ln \frac{I_L}{I_0} - 3 + \frac{E_g}{KT} \right) \quad (15)$$

Nel caso del silicio, $\frac{E_g}{KT}$, per valori ragionevoli della temperatura, ha un valore prossimo a 40; essa è una funzione fortemente crescente della temperatura, come risulta dalla (9).

Dalla figura 14, risulta che E_g diminuisce all'aumentare della temperatura. Ciò comporta che una frazione maggiore dello spettro solare contiene fotoni sopra-soglia cioè per cui $h\nu \gg E_g$, con conseguente aumento della corrente I_{cc} a parità di intensità di illuminazione. In conclusione, ci aspettiamo dunque che all'aumentare della temperatura diminuisca da un lato V_{OC} ma aumenti I_{cc} almeno quando lo spettro di luce incidente è uno spettro continuo come quello solare.

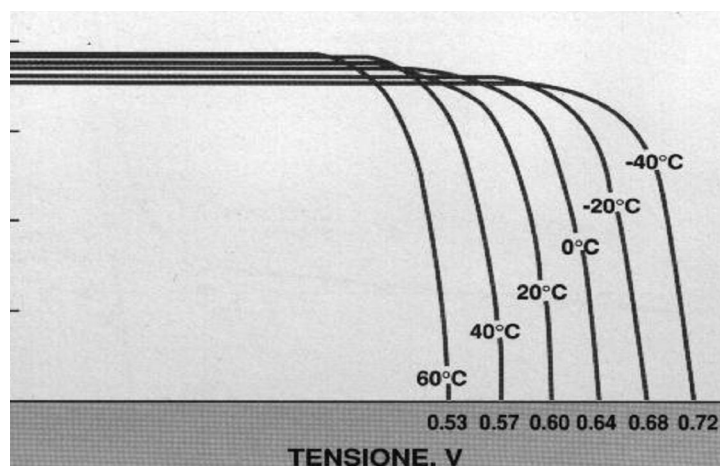


Figura 18. Caratteristica di una cella fotovoltaica illuminata,al variare della temperatura.

CAPITOLO 2

LE CELLE E I MODULI FOTOVOLTAICI

La cella rappresenta la base di un sistema fotovoltaico; essa solitamente ha una superficie di 100 cm² (ma sul mercato ce ne sono di dimensioni anche maggiori), è di forma quadrata (anche se sono diversi i materiali di cui può essere costituita). Circa l'80% delle celle è realizzata in silicio polio o mono cristallino, l'altro 20% è coperto principalmente dalla tecnologia amorfa. Quest'ultima è principalmente utilizzata nelle microapplicazioni (alimentazione di calcolatrici, orologi), per le quali si ha bisogno di celle di bassa potenza e peso contenuto, facilmente ottenibili con questa tecnologia. Le celle costituite da sottili cristalli di silicio sono molto fragili e dunque poco resistenti a sforzi meccanici o deformazioni, per cui sono appoggiate su supporti rigidi prima di essere assemblate (vedi la foto seguente) una accanto all'altra con i relativi collegamenti elettrici in modo da formare un modulo fotovoltaico.

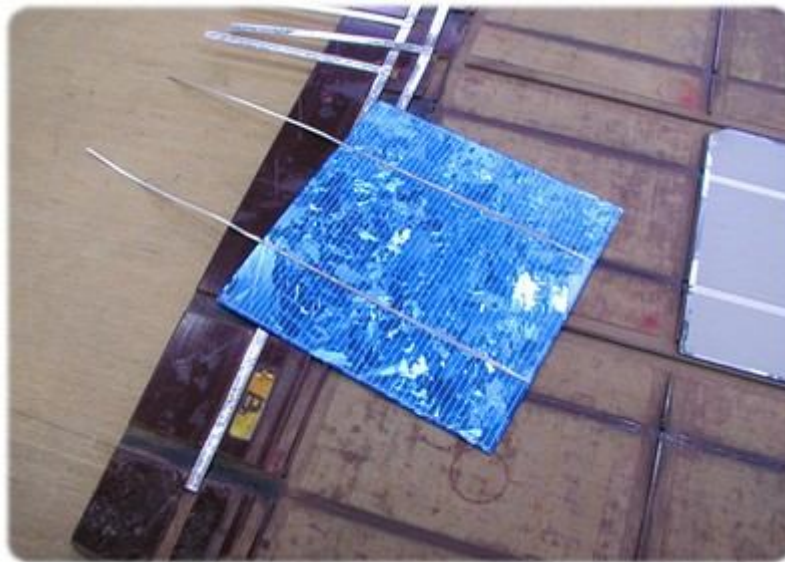


Figura 1. Cella solare.

2.1 Celle al silicio cristallino

Il silicio è il materiale più utilizzato nella realizzazione delle celle; questo è forse dovuto al fatto che tale materiale è presente sulla Terra in quantità pressoché illimitata. Un'altra importante carat-

teristica del silicio è la sua non tossicità; infine tale materiale è un semiconduttore molto noto, in quanto estremamente diffuso nell'industria elettronica.

Le dimensioni delle celle assemblate nei moduli che fine a qualche anno fa arrivavano a 8 cm; ora, per cercare di massimizzare la superficie attiva, hanno raggiunto anche i 10 cm per celle in silicio monocristallino e i 12-15 cm per celle in silicio policristallino. L'ampiezza della superficie di cella è molto significativa in quanto il suo incremento è direttamente proporzionale alla crescita di potenza. La forma della cella è solitamente quadrata ma può anche avere angoli smussati.

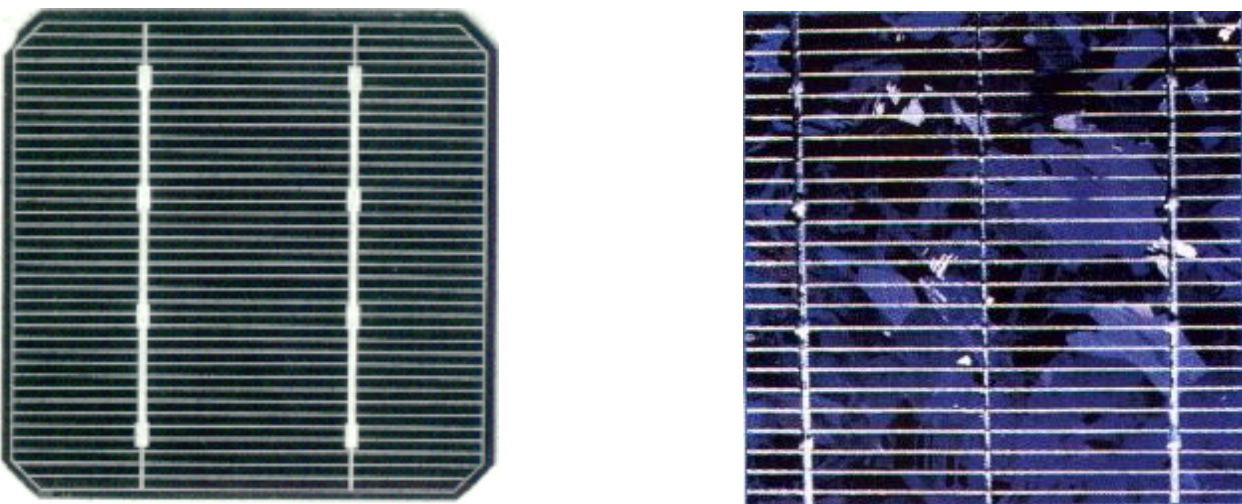


Figura 2. Da sinistra:silicio monocristallino e silicio policristallino.

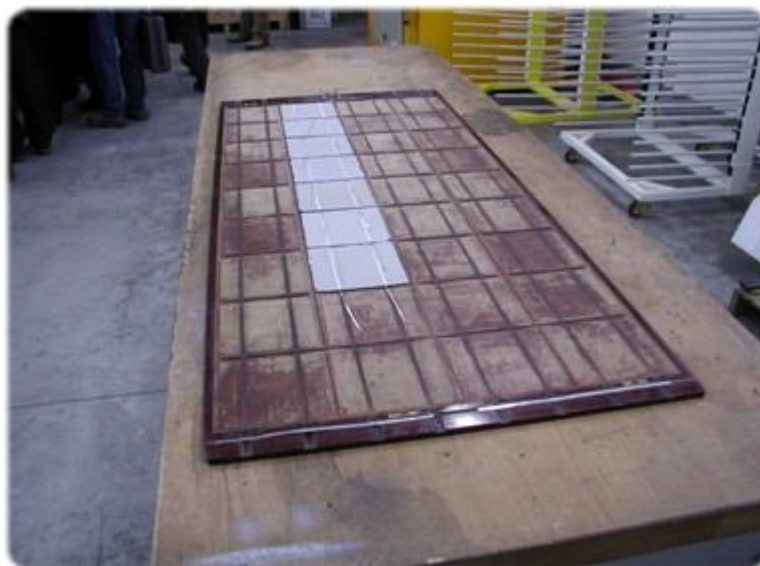


Figura 3. Posizionamento delle celle.

2.1.1 Celle al silicio monocristallino

Le celle in silicio monocristallino hanno un grado di purezza più elevato rispetto a quelle in policristallino ed hanno un'efficienza maggiore (dal 14 al 17%); è per questo che risultano più costose. Hanno uno spessore che varia tra i 0,2 e i 0,3 mm e sono garantite per 25 anni, anche se la loro vita può arrivare anche a 30 anni. Le principali applicazioni riguardano gli impianti stand alone, in particolare in condizioni climatiche poco favorevoli, in quanto le celle presentano un'elevata efficienza con una superficie captante piccola.

La realizzazione di celle in silicio monocristallino avviene attraverso il metodo Czochralsky.

Tale metodo consiste in varie fasi:

- Si immerge per pochi mm un seme monocristallino di silicio in un crogiolo in cui vi è silicio puro fuso; gli atomi di silicio fuso, a contatto con il seme monocristallino introdotto, si orientano secondo il reticolo atomico della struttura del silicio. Il silicio fuso viene mantenuto a una temperatura leggermente superiore a quella di fusione.
- Si procede sollevando il seme, estraendolo dalla massa fusa; il silicio fuso aderente al seme si solidifica rapidamente conservando la struttura monocristallina del seme. Mediante un controllo rigoroso della temperatura del materiale fuso, dell'atmosfera nella camera, e della velocità di estrazione, ed evitando ogni tipo di vibrazione, è possibile ottenere dei fusi omogenei di forma cilindrica con un diametro di 15-20 cm e larghezza che può raggiungere anche i 200 cm.
- Si deve poi drogare la cella (nel fuso, non quando si è già ottenuto il solido) con atomi di boro; fatto questo, il disco è poi tagliato con disco diamantato in sottili fettine chiamate wafer con spessore di circa 250-350 μm , le quali costituiranno il supporto (substrato). I wafer vengono poi puliti mediante un attacco di soda.
- Si realizzano le giunzioni P-N dopo aver effettuato il drogaggio con atomi di fosforo; si applica infine un sottile strato antiriflesso e si realizzano per serigrafia i contatti elettrici anteriori (griglia metallica) e posteriori (superficie continua metallica).

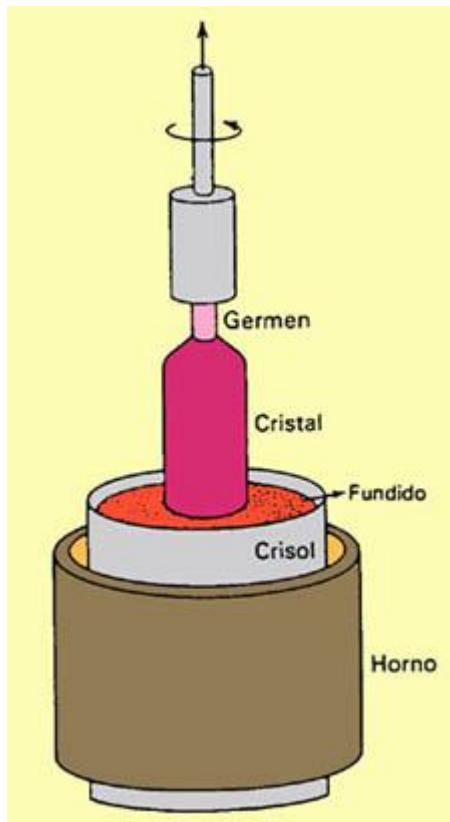


Figura 4. Da sinistra: schema del metodo Czochralsky e strumentazione.

Celle al silicio policristallino

Le celle in silicio policristallino hanno un'efficienza che va dal 12 al 14%. Si realizzano riciclando componenti elettronici scartati, ossia il cosiddetto "scrap di silicio" il quale viene rifuso per ottenere una composizione cristallina compatta. Questi scarti di silicio vengono fusi all'interno di un crogiolo in modo da creare un composto omogeneo che poi viene raffreddato in modo tale da generare una cristallizzazione che si sviluppa in verticale. Si ottiene così un pane di circa 150-200 kg che poi viene tagliato verticalmente in lingotti di forma parallelepipedica. Con un altro taglio, questa volta orizzontale, si ricavano delle fette di spessore simile ai wafer del monocristallo. Anche in questo caso i wafer vengono puliti con un attacco in soda, e poi drogati con il fosforo per la realizzazione delle giunzioni P-N, si applica un sottile strato antiriflesso e si realizzano per serigrafia o elettrodeposizione i contatti elettrici anteriori (griglia metallica) e posteriori (superficie continua metallica).

2.1 I moduli fotovoltaici

Un modulo fotovoltaico è costituito da più celle solari collegate elettricamente in serie-parallelo in modo da ottenere i valori di tensione e corrente desiderati. Le celle così raggruppate possono godere di una struttura più robusta e pratica e dotata di maggiore resistenza agli agenti atmosferici.

Il processo di produzione dei moduli prevede tre stadi principali:

1. la connessione elettrica delle celle;
2. l'incapsulamento delle celle;
3. il montaggio della cornice e delle cassette di terminazione

La connessione elettrica deve essere effettuata tra celle aventi caratteristiche elettriche simili per evitare di incorrere nel fenomeno del mismatch, ossia in una riduzione di potenza dovute a caratteristiche differenti tra le celle. Il punto 2. riferisce dell'incapsulamento delle celle stesse; ciò è dovuto al fatto che si vuole "difenderle" dalle intemperie: vengono messe tra uno strato di vetro e uno di materiale polimerico attraverso un processo di laminazione a caldo. La maggior parte dei moduli in commercio è dotata di cornice per il montaggio generalmente in alluminio anodizzato; la cornice ha il vantaggio di facilitare il montaggio grazie all'utilizzo dei fori che sono presenti sul bordo della cornice stessa; costituisce inoltre una protezione contro gli agenti atmosferici grazie al collante utilizzato, la gomma siliconica, che crea una barriera impermeabile. Ancora la presenza della cornice permette di distribuire meglio gli sforzi sul vetro e sul bordo del modulo riducendo in questo modo la possibilità di formazioni di rotture e crepe e donando quindi maggiore robustezza. Il processo di anodizzazione dell'alluminio che costituisce la cornice dei moduli può però influire sulla conduttività del metallo. L'alluminio anodizzato si ottiene ponendo all'anodo l'oggetto da trattare e scaricandovi poi prodotti ossigenati; l'ossigeno che viene liberato causa la formazione sulla superficie di uno strato di ossido sottile e compatto che ha proprietà isolanti. Per questo motivo l'alluminio anodizzato si utilizza per ottenere dei conduttori con isolamento esterno.

Le cassette di terminazione assumono la forma di un contenitore plastico di colore nero il cui grado di protezione è IP65; gli indici di protezione IP rappresentano il grado di protezione di un dispositivo da agenti esterni ed è formato da 2 cifre dopo il prefisso IP. La prima cifra indica l'indice di protezione contro oggetti solidi e polveri e la seconda cifra è l'indice di protezione contro liquidi; in alcuni Paesi si utilizzano tre cifre e in tal caso la terza cifra indica l'indice di protezione meccanica. Il valore massimo raggiungibile dalla prima cifra è 6 e il massimo per la seconda è 8. La cassetta di terminazione è incollata sul retro del modulo e ha dimensioni di 10x15 cm

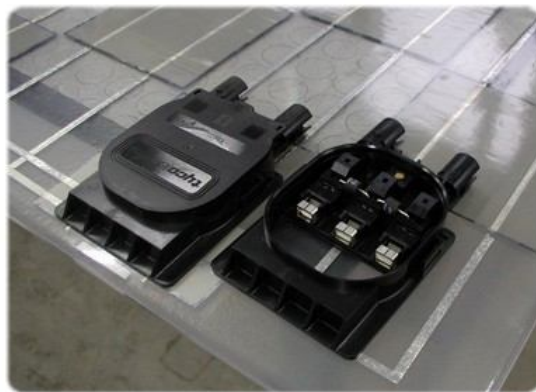


Figura 5. Cassette di terminazione.

2.2 Il datasheet del modulo

Il datasheet consiste nei dati di targa che possiamo trovare nel retro del pannello; è un riassunto dei valori numerici di importanza rilevante per caratterizzare un modulo.


BP SOLAREX limit 3601 LaGrange Pkwy. Toano, Virginia, 23168, U.S.A.		Millennia™		CE
STC @ 1000Wm ² — AM 1.5 — CELL T 25° C				
MODEL TYPE:	MST — 50 MV/R	VALUE	MEASURED	RATED
MFG DATE:	08/15/2000	P _{max}	59.0W	50.0W
MAX. SYS. OPER. VOLT.:	600V	V _{oc}	106.0V	102.0V
MIN. BYPASS DIODE I _F	6A	I _{sc}	0.88A	0.85A
SERIES FUSE	15A	V _{Pmax}	86.0V	77.0V
		I _{Pmax}	0.69A	0.65A
AT 800Wm ² — AM 1.5 — CELL T 60° C, WILL PRODUCE: P _{max} 36.9 W, I _{pmax} 0.55 A		 00225205		

Figura 6. Il datasheet di un modulo.

La condizione in cui si opera per ottenere i dati di targa è STC (Standard Test Condition), quindi ci sono situazioni ben precise da rispettare:

- ✓ Luce ad incidenza normale
- ✓ Luce non polarizzata
- ✓ Spettro AM1.5G
- ✓ Intensità di 1000 W/m^2
- ✓ Temperatura di 25^0 C

E' chiaro che in condizioni reali (outdoor) è impossibile poter rispettare tutti questi punti; è per questo che c'è una divergenza, spesso considerevole, tra i dati presenti sul datasheet e ciò che effettivamente accade in condizione operative esterne.

I moduli sono divisi in diverse classi in base alle prestazioni che sono in grado di offrire; dato un modulo, una volta che si è accertato a quale classe appartenga, i dati di targa presenti è raro che siano proprio di quel modulo; infatti spesso vengono inseriti valori che sono il risultato della media per quella classe.

In laboratorio viene utilizzato il simulatore solare, capace di emanare un'irradianza di 1000 W/m^2 . I moduli fotovoltaici in commercio vengono testati in base alla normativa IEC61215(c-Si) o IEC61646(a-Si), per determinarne le caratteristiche elettriche e meccaniche. I test al simulatore solare forniscono la caratteristica I/V in condizioni di insolazione standard, e quindi le grandezze η_{STC} , V_{OC} , I_{CC} , V_{m} , P_{m} (espressa in W_{p} , ovvero Watt di picco). La NOCT (Normal Operating Cell Temperature) è la temperatura raggiunta da un modulo fotovoltaico irraggiato a 800 W/m^2 , a $T_{\text{amb}}=20^0 \text{ C}$ e con $v_{\text{vento}}=1 \text{ m/s}$.

NOTA: per comodità, d'ora in avanti nel corso di questa tesi, indicherò il modulo fotovoltaico con FV, le Standard Test Condition con STC e le Real Reporting Condition (condizioni reali, outdoor) con RRC.

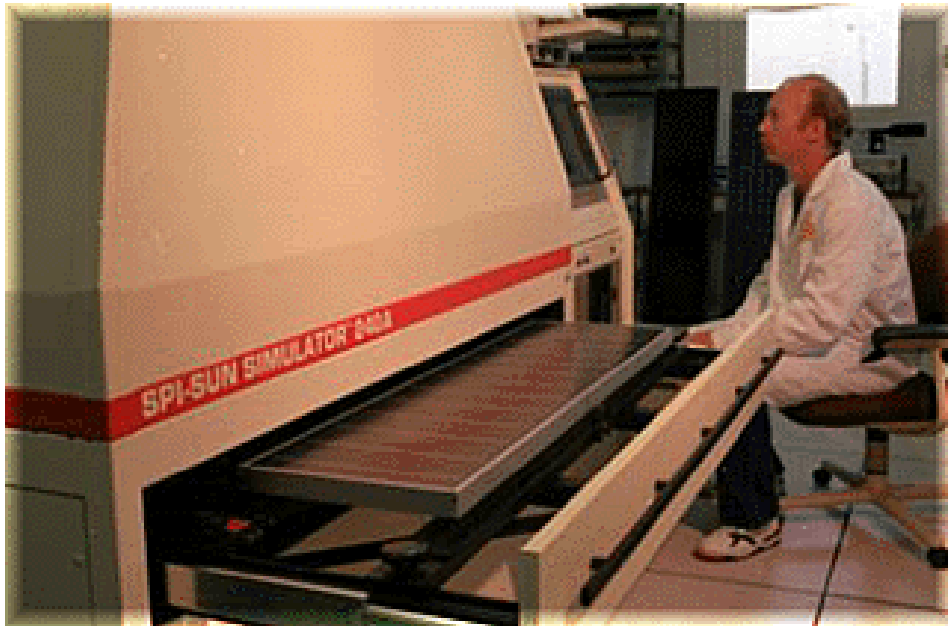


Figura 7. Il simulatore solare

Lo spettro della luce del simulatore deve coincidere al meglio con quella della radiazione globale misurata a cielo sereno con AirMass=1.5.

A tal fine si impiegano simulatori solari con lampade allo Xenon, opportunamente filtrate.

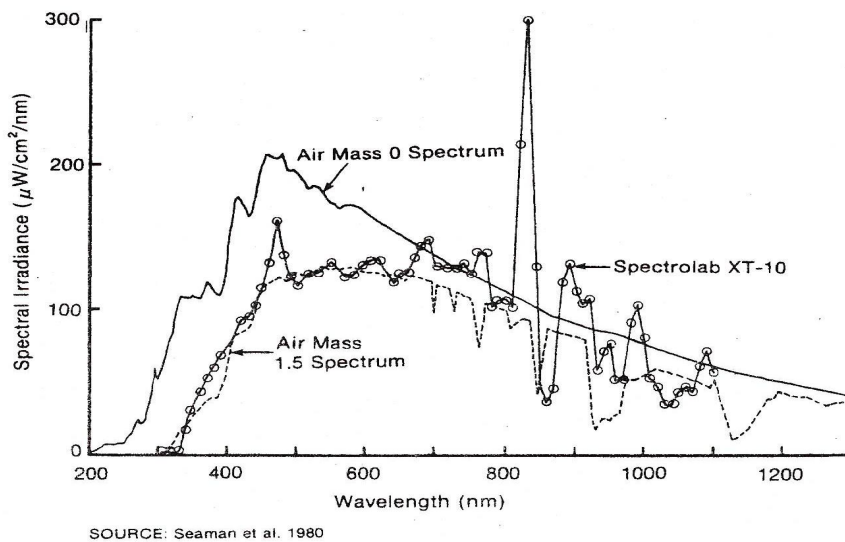


Figura 8. Lo spettro della luce in funzione della lunghezza d'onda.

2.5 Potenza STC e RRC

Come precedentemente accennato, la potenza varia a seconda delle condizioni operative; una volta che si ha a disposizione l'efficienza (il rendimento) in condizioni reali e quelle in condizioni standard, si possono facilmente ricavare le rispettive potenze erogabili nel modo seguente:

$$P_{ero} = \eta_{STC} \cdot G_{inc} \cdot S_{mod} \quad \text{se si è in STC}$$

$$P_{ero} = \eta_{RRC} \cdot G_{inc} \cdot S_{mod} \quad \text{se si è in RRC}$$

Come si è visto il rendimento di una cella al silicio può raggiungere al massimo il 17%; la maggior parte delle celle però al massimo arriva al 12-13%. Le cause di inefficienza sono molte, e possono essere classificate in 4 principali categorie; quindi si ha efficienza di:

- a) Penetrazione dei fotoni all'interno della cella;
- b) Conversione dell'energia dei fotoni in energia della coppia elettrone-lacuna;
- c) Conversione dell'energia posseduta dalle coppie elettrone-lacuna in energia elettrica;
- d) Trasferimento al carico dell'energia fotoelettrica prodotta.

L'efficienza di una buona cella al silicio risulta composta dai seguenti fattori principali:

➤	Efficienza di penetrazione della luce (η_p)	0.86
➤	Efficienza quantica (η_q)	0.44
➤	Efficienza di ricombinazione (η_r)	0.80
➤	Fattore $\frac{(q \cdot V_{OC})}{E_g}$ (η_E)	0.62
➤	Fill-Factor (η_F)	0.75



Efficienza totale = 0.14

CAPITOLO 3

LA RADIAZIONE SOLARE

La figura 1 aiuta ad illustrare la teoria sulle diverse componenti della radiazione solare ricevuta dalla superficie terrestre.

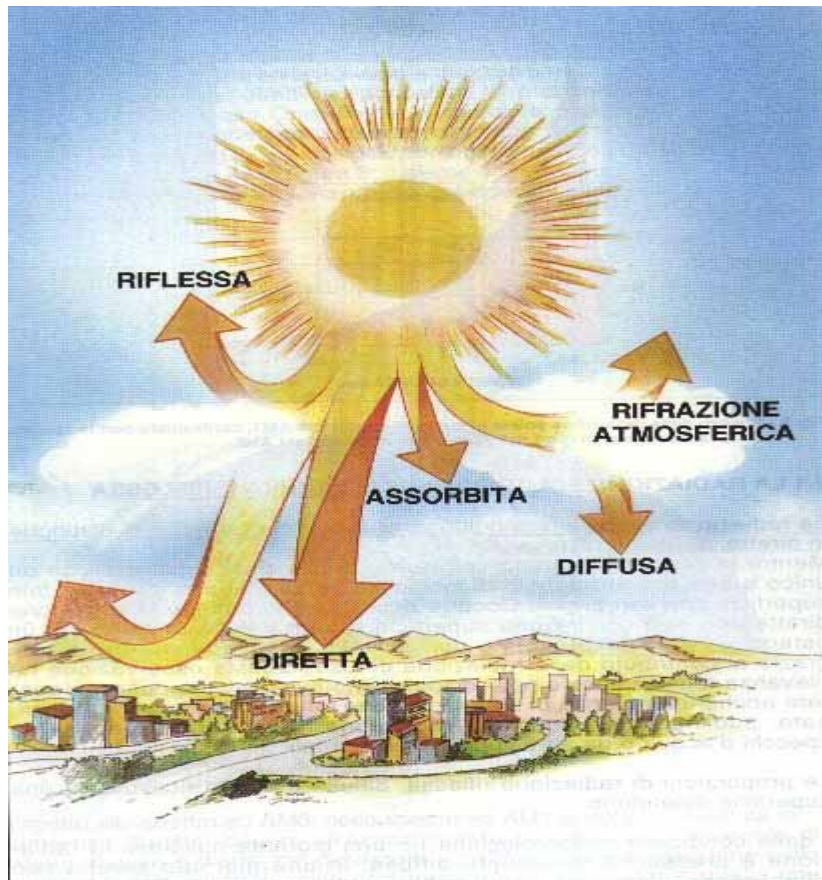


Figura 1. Diverse componenti della radiazione solare.

La radiazione incidente sui “ricevitori” posti oltre l’atmosfera terrestre consiste quasi esclusivamente in una radiazione che percorre una linea retta dal sole; quando la radiazione passa attraverso l’atmosfera terrestre, essa subisce modifiche a causa dei componenti presenti. Alcuni di essi, come le nuvole, riflettono la radiazione; altri (come ossigeno, ozono, vapore acqueo e diossido di carbonio) la assorbono. Il risultato di tutto questo è la decomposizione della radiazione solare in diversi componenti: radiazione diretta, ovvero quella che giunge sulla terra direttamente dalla retta congiungente col sole; radiazione diffusa, proveniente da tutto il cielo a parte che dal

disco solare; radiazione di albedo, ovvero la parte di radiazione riflessa dalla terra. La radiazione totale è la somma di queste tre parti e prende il nome di radiazione globale.

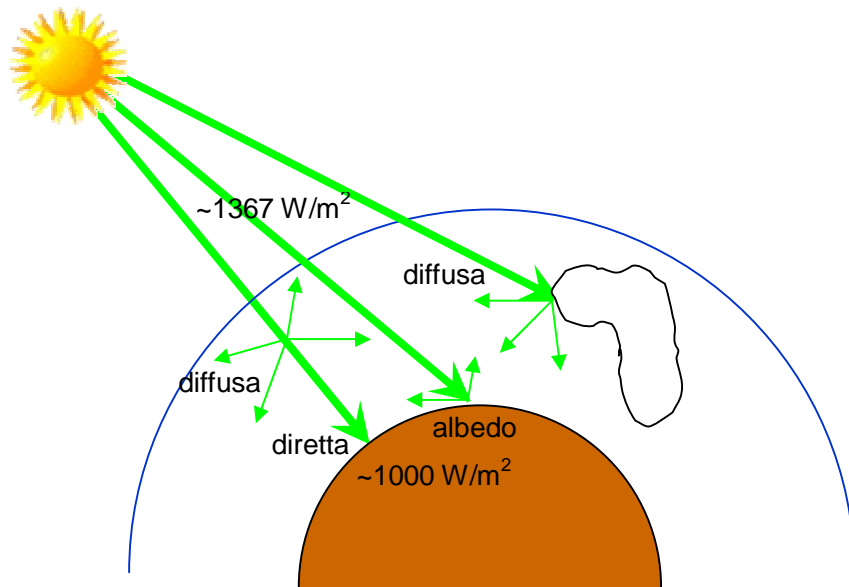


Figura 2 .La radiazione solare al suolo

Esiste un'importante distinzione tra irradianza e irradiazione; la prima è la densità di potenza per l'incidenza sulla superficie (in altre parole è l'energia impressa per unità di tempo nell'unità di area) e si misura in kW/m^2 . L'irradiazione è l'energia incidente sulla superficie in un dato periodo di tempo (per esempio l'irradiazione oraria o giornaliera) e si misura in kWh/m^2 .

3.1 Posizione del sole rispetto alla superficie della Terra

Il punto perfettamente sopra il capo di un osservatore prende il nome di zenith; quello diametralmente opposto è il nadir (vedi figura 3) . Congiungendo questi due punti trovo una retta verticale; l'angolo tra tale retta e gli assi polari è la latitudine, ϕ . Esso è positivo nell'emisfero nord e negativo nell'emisfero sud. Per specificare la posizione di un punto, per esempio del sole, sono utilizzate due coordinate; esse sono l'angolo di zenith (θ_z), tra la verticale e una linea che con-

giunge la Terra e il punto in questione, e l'azimuth (ψ), tra il meridiano del punto e il luogo stesso. L'angolo complementare di θ_z è chiamato elevazione γ .

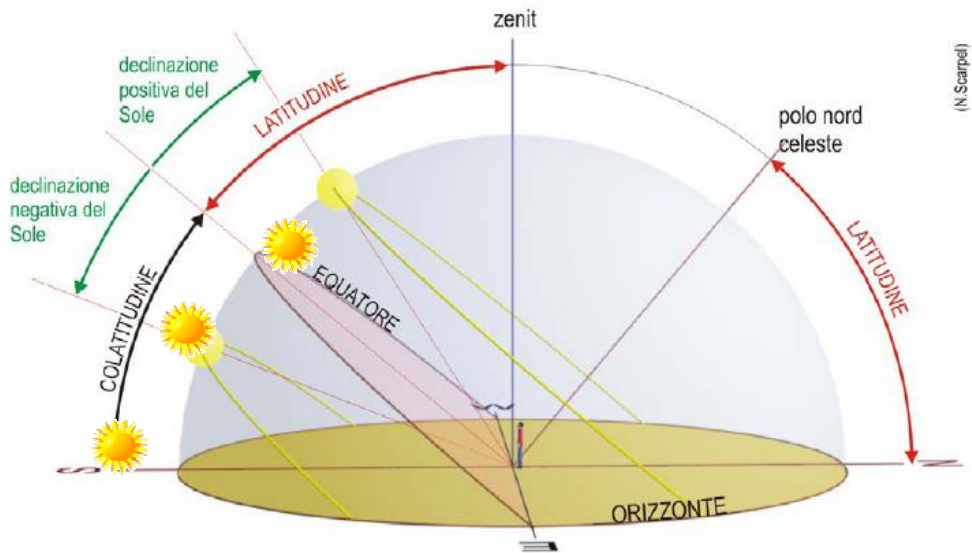


Figura 3. Il percorso del sole.

L'azimuth è definito come positivo verso ovest e negativo verso est; l'orizzonte è il cerchio che corrisponde al luogo di punti che ha $\gamma = 0$.

In un dato momento l'angolo di zenith e l'azimuth del sole (chiamate rispettivamente θ_{zs} e ψ_s) visti rispetto al punto di latitudine ϕ sono calcolati secondo le equazioni:

$$\cos \theta_{zs} = \sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega = \sin \gamma_s \quad (1)$$

e

$$\cos \psi_s = (\sin \gamma_s \cdot \sin \phi - \sin \delta) / (\cos \gamma_s \cdot \cos \phi) \quad (2)$$

dove ω è una nuova quantità chiamata "tempo solare vero"; $\omega = 0$ a mezzogiorno, ed è ritenuto come negativo di mattina e come positivo al pomeriggio. Esso è riferito al tempo locale ufficiale, TO, con l'equazione:

$$\omega(ore) = TO - 12 + ET - AO - (LL - LH) / 15 \quad (3)$$

dove LL è la longitudine locale e LH è la longitudine di riferimento della zona di tempo locale (positivo verso l'ovest e negativo verso l'est rispetto al meridiano di Greenwich); tali longitudini

sono misurate in gradi. Il simbolo AO è il tempo durante il quali i cronometri sono settati per la zona di tempo locale. Il tempo ET è dato dalla seguente equazione conosciuta come “equazione del tempo”:

$$ET(\text{min } uti) = (-0,000075 + 0,001868 \cdot \cos \Gamma - 0,032077 \cdot \sin \Gamma - 0,014615 \cdot \cos 2\Gamma - 0,04089 \cdot \sin 2\Gamma) \cdot 229,18 \quad (4)$$

L’equazione (1) può essere usata per trovare l’angolo d’alba, ω_s , dato che all’alba $\theta_{zs}=90^\circ$.

Quindi:

$$\omega_s = -\arccos(-\tan \delta \cdot \tan \phi) \quad (5)$$

In accordo con la convenzione di segno usata nell’equazione (3), ω_s è sempre negativa.

L’angolo di tramonto è uguale a $-\omega_s$, e la lunghezza del giorno è data da:

$$S_0 = 2 \cdot |\omega_s| \quad (6)$$

3.2 Stima delle componenti della radiazione solare

Per disegnare un sistema di energia solare, è necessario conoscere i valori delle diverse componenti della radiazione solare incidente sulla superficie terrestre. Un approccio puramente teorico al problema può essere l’uso dei risultati che si hanno in un giorno a cielo sereno; le previsioni che sono generalmente applicabili richiedono i dati meteorologici medi, che solitamente sono usati come punto di partenza. In pratica, la natura del metodo deve variare a seconda del tipo di dati disponibili e dei particolari della specifica applicazione.

Per eliminare gli effetti della caratteristica locale, come ostruzioni lungo il percorso oppure il tipo di terreno, le radiazioni solari sono solitamente misurate su superficie orizzontale libera da ostacoli.

Detto questo, il problema della stima delle diverse componenti della radiazione solare incidente sulla superficie è costituito da 4 punti principali:

1. I calcoli della radiazione globale sulla superficie orizzontale danno parametri come il numero di ore di sole, il grado di copertura delle nuvole, le evidenze fotografiche del satellite, ecc.

2. I calcoli delle componenti dirette e diffuse della radiazione sulla superficie terrestre, data la radiazione globale.

3. I calcoli delle componenti di radiazione incidenti sulla superficie inclinata, date le componenti incidenti sulla superficie orizzontale.

Questi punti possono essere proposti per diverse scale di tempi, come l'irradiazione quotidiana, oraria, ecc. Possono essere cercati i valori istantanei di tempo medio; i valori di tempo medio possono essere, per esempio, la media annuale dell'irradiazione quotidiana o la media mensile dell'irradiazione oraria. Per molte applicazioni la media mensile dell'irradiazione quotidiana è sufficiente. In altre applicazioni è necessario utilizzare i singoli valori dell'irradiazione oraria; tuttavia, dal fatto che la disponibilità di dati sull'irradiazione oraria è limitata, si pone un ulteriore problema:

4. I calcoli dell'irradiazione oraria danno l'irradiazione quotidiana.

Per risolvere i problemi 1. e 4. possono essere utilizzate delle correlazioni tra i diversi parametri; tali legami sono instaurati a partire dal paragone tra due misure simultanee compiute in siti conosciuti. Esse sono quindi applicate ad altri siti per avere la stima di un parametro nel caso in cui l'altro parametro non sia disponibile; la natura della correlazione dipende da dove è stata fatta la misura. In letteratura è comune trovare diverse correlazioni per gli stessi parametri.

E' importante dare risalto al fatto che tali correlazioni possono essere applicate solamente a misure medie sul lungo periodo di tempo; il valore medio dell'irradiazione quotidiana deve essere preso su diversi anni. Ciò pone un'importante limitazione quando si vuole fare una simulazione molto dettagliata del sistema fotovoltaico. Tuttavia tali correlazioni hanno un uso importante se si vuole avere un'idea iniziale sul comportamento del sistema; esse sono spesso usate al fine di scegliere la grandezza dei componenti del sistema.

3.3 Irradiazione su superficie orizzontale

E' spesso necessario conoscere come è ricevuta la radiazione su una superficie orizzontale all'esterno dell'atmosfera terrestre, al fine di calcolare le diverse componenti della radiazione sulla superficie della Terra.

Considerazioni di carattere esclusivamente geometrico danno espressioni per diversi periodi di tempo da verificare; nel caso di irradiazione su un periodo di un'ora si è trovato che:

$$B_{Oh}(0) = B_O \cdot \varepsilon_0 \cdot \cos \theta_{zs} \quad (7)$$

dove θ_{zs} è l'angolo di zenith che corrisponde al punto nel tempo a metà percorso attraverso l'ora in questione, ε_0 è dato dall'equazione

$$\varepsilon_0 = 1 + 0,033 \cdot \cos(360 \cdot d_n / 365) \quad (8)$$

dove d_n è il numero di giorni contati dall'inizio dell'anno; inoltre B_O è la costante solare, definita come l'irradianza sulla superficie normale ai raggi del sole ad un unità astronomica dal sole. $B_O = 1367 \text{ W/m}^2$.

L'irradiazione su un giorno è data da:

$$B_{Od}(0) = \frac{24}{\pi} \cdot B_O \cdot \varepsilon_0 \cdot (\cos \phi \cdot \cos \delta) \cdot (\omega_s \cdot \cos \omega_s - \sin \omega_s) \quad (9)$$

dove ω_s è espresso in radianti.

La media mensile dell'irradiazione oraria e quotidiana è data, rispettivamente, da:

$$B_{Ohm}(0) = \frac{1}{d_{n2} - d_{n1}} \cdot \sum_{d_{n1}}^{d_{n2}} B_{Oh}(0) \quad (10)$$

e

$$B_{Odm}(0) = \frac{1}{d_{n2} - d_{n1}} \cdot \sum_{d_{n1}}^{d_{n2}} B_{Od}(0) \quad (11)$$

dove d_{n1} e d_{n2} sono, rispettivamente, il numero di giorni contati dal primo e dall'ultimo del mese.

<i>Mese</i>	<i>Data</i>	d_n	$\delta(^{\circ})$	$B_{Od}(0)$ (Wh/m ²)	S_{Om} (ore)	S_m (ore)	$G_{dm}(0)$ (KWh/m ²)
<i>Gennaio</i>	17	17	- 20.90	4127	9.62	4.74	1.99
<i>Febbraio</i>	15	46	- 13.29	5553	10.67	5.93	2.64
<i>Marzo</i>	16	75	-2.42	7489	11.90	6.49	4.32
<i>Aprile</i>	15	105	9.41	9432	13.26	8.09	5.32
<i>Maggio</i>	15	135	18.79	10860	14.00	9.88	6.28
<i>Giugno</i>	10	161	23.01	11473	15.03	10.70	7.29
<i>Luglio</i>	17	198	21.18	11172	14.78	12.45	7.47
<i>Agosto</i>	16	228	13.45	9998	13.81	11.41	6.62
<i>Settembre</i>	16	258	1.81	8148	12.50	8.56	5.11
<i>Ottobre</i>	16	289	-9.97	6138	11.18	6.97	3.40
<i>Novembre</i>	15	319	- 19.15	4461	9.97	5.04	2.16
<i>Dicembre</i>	11	345	- 23.12	3709	9.32	4.69	1.72
<i>Annuale</i>				7713	12.17	7.91	4.53

Tabella 1. Alcune valori caratteristici della radiazione solare a Madrid.

E' utile sapere che, per un certo posto e mese, c'è un giorno nel quale $B_{Oh}(0)=B_{Ohm}(0)$ e $B_{Od}(0)=B_{Odm}(0)$. Per esempio, la tabella 1 mostra il numero di volte in cui si ripete tale giorno e il valore di $B_{Od}(0)$ per ogni mese dell'anno alla latitudine di Madrid, $\phi =40^{\circ}27'N$. Si può dimostrare che questo giorno è quello in cui la declinazione è uguale alla declinazione media mensile; in-

fatti si crea una piccola differenza se il giorno di mezzo (ad esempio il 15 del mese) è usato al suo posto.

3.4 Stima dell'irradiazione globale a partire da altri dati meteorologici

Sono state evolute correlazioni della radiazione globale con altre variabili meteorologiche; tuttavia la disponibilità dei dati è tale per cui gli unici valori che vengono utilizzati per la correlazione sono le ore di sole; quindi questa è l'unica correlazione che possa essere descritta in modo sufficiente.

Il numero di ore di sole in un giorno è definito come il tempo (in ore) durante il quale l'irradianza supera una certa soglia. Poiché ciò è facile da misurare, questo parametro è stato misurato per molti anni e in molti siti in tutto il mondo; lo strumento di misura più comune è il Campbell-Stokes, il quale consiste in una sfera di vetro che mette a fuoco l'immagine del sole su un pezzo di carta paraffinata. Quando l'irradianza supera un certo valore, la carta brucia.

Poiché il numero di ore di sole è largamente disponibile, per oltre 50 anni gli studi hanno cercato di concentrarsi sul problema dell'uso dei valori medi mensili S_m per prevedere la media mensile dell'irradiazione globale giornaliera su superficie orizzontale, $G_{dm}(0)$. Sono state così ampliate correlazioni di questo tipo:

$$\frac{G_{dm}(0)}{B_{Odm}(0)} = a_1 + b_1 \cdot \left(\frac{S_m}{S_{Om}}\right) \quad (12)$$

dove S_{Om} è il valore medio della lunghezza di un giorno, espresso in ore. Inoltre:

$$S_{Om} = \frac{1}{d_{n2} - d_{n1}} \cdot \sum_{d_{n1}}^{d_{n2}} \frac{2}{15} \cdot \arccos(-\tan \delta \tan \phi) \quad (13)$$

S_{Om} è la lunghezza del giorno in cui $B_{Od}(0) = B_{Odm}(0)$, a_1 e b_1 sono coefficienti empirici usati da molti autori; ad esempio, Rietveld dedusse le seguenti relazioni:

$$a_1 = 0,18 + 0,24 \cdot (S_m / S_{Om}) \quad \text{e} \quad b_1 = 0,38 + 0,08 \cdot (S_{Om} / S_m) \quad (14)$$

Sostituendo nell'equazione (5), ottengo:

$$\frac{G_{dm}(0)}{B_{Odm}(0)} = 0,18 + 0,62 \cdot \left(\frac{S_m}{S_{Om}}\right) \quad (15)$$

ovvero un'equazione universalmente riconosciuta come valida.

3.5 Stima della componenti diretta e diffusa per la radiazione su superficie orizzontale data la radiazione globale

La determinazione delle componenti diretta e diffusa della radiazione sulla superficie orizzontale è un'operazione sempre necessaria prima di poter calcolare la radiazione su superficie inclinata. Il concetto fondamentale usato è stato proposto per la prima volta da Liu e Jordan; esso consiste nello stabilire relazioni tra la frazione diffusa della radiazione orizzontale e l'indice di chiarezza. Tale relazione ci concede di verificare la radiazione diffusa a partire da quella globale; la differenza, ovviamente, corrisponde alla radiazione diretta.

Sono state proposte molte e diverse relazioni tra la radiazione globale e diffusa; le principali sono però solo 4:

- a) Correlazioni tra i singoli valori della radiazione quotidiana sull'orizzontale, $G_d(0)$, e la sua componente diretta $D_d(0)$.
- b) Correlazioni tra la media mensile d'irradiazione quotidiana sull'orizzontale, $G_{dm}(0)$ e la sua componente diffusa $D_{dm}(0)$.
- c) Correlazioni tra i singoli valori della radiazione giornaliera sull'orizzontale, $G_h(0)$ e la sua componente diretta $D_h(0)$.
- d) Correlazioni tra la media mensile della radiazione oraria sull'orizzontale, $G_{hm}(0)$ e la sua componente diffusa $D_{hm}(0)$.

La correlazione tra $G_d(0)$ e $D_d(0)$ è frequentemente usata ed è stata ideata da Collares-Pereira e Rabl; essa è espressa nel seguente modo:

$$K_D = 0,99 \text{ per } K_T \leq 0,17 \quad (16)$$

$$K_D = 1,188 - 2,272 \cdot K_T + 9,473 \cdot K_T^2 - 21,856 \cdot K_T^3 + 14,648 \cdot K_T^4 \text{ per } 0,17 \leq K_T \leq 0,8 \quad (17)$$

dove

$$K_D = D_d(0) / G_d(0) \text{ e } K_T = G_d(0) / B_{od}(0) \quad (18)$$

sono i singoli valori della frazione quotidiana di diffusa e di indice di chiarezza, rispettivamente.

Radiazione su superficie con orientazione arbitraria

Solitamente i ricevitori solari hanno una precisa inclinazione; i dati che possono servire sono quelli della radiazione giornaliera diretta e diffusa su superficie orizzontale, $B_h(0)$ e $D_h(0)$; alternativamente possono essere usati $B_{hm}(0)$ e $D_{hm}(0)$. Questi dati possono essere misurati o stimati usando uno dei metodi che la ricerca scientifica mette a disposizione.

Per tali calcoli è conveniente assumere che l'irradiazione in un ora (in KWh/m^2) è numericamente uguale all'irradianza media durante tale ora ed anche uguale all'irradianza riscontrata a metà dell'ora. Questa assunzione non introduce errori significativi e semplifica sensibilmente i calcoli poiché elimina la necessità di risolvere integrali dipendenti dal tempo, che sono più complicati.

La procedura più usata per il calcolo dell'irradianza globale su superficie inclinata, $G(\beta, \alpha)$, la stima separata delle varie componenti (diretta, diffusa, albedo): $B(\beta, \alpha)$, $D(\beta, \alpha)$ e $R(\beta, \alpha)$ rispettivamente. Il tutto è calcolato come segue:

$$G(\beta, \alpha) = B(\beta, \alpha) + D(\beta, \alpha) + R(\beta, \alpha) \quad (19)$$

Per applicare tale metodo è necessario conoscere, a parte $G(0)$ e $D(0)$ (o $B(0)=G(0) - D(0)$), i seguenti dati: la latitudine locale ϕ , l'azimuth α , e l'inclinazione β della superficie del ricevitore, il numero di giorni d_n e il tempo solare vero ω .

CAPITOLO 4

I MECCANISMI DI PERDITA

La differenza tra le prestazioni che un modulo è in grado di offrire secondo il datasheet e quanto effettivamente produce in condizioni outdoor può essere denominata “perdita”. Essa deriva da 5 punti fondamentali:

- ❖ Perdita per riflessione della luce (si ha con incidenza della luce non perpendicolare al piano del modulo);
- ❖ Perdita per polarizzazione (si ha con luce polarizzata);
- ❖ Effetti spettrali;
- ❖ Perdita per basso irraggiamento;
- ❖ Effetto della temperatura

4.1 Il programma Aquila

E' stato così sviluppato il codice “AQUILA” allo scopo di valutare tutti e cinque i meccanismi di “perdita energetica” cui è sottoposto un modulo fotovoltaico in condizioni operative reali. Il modello matematico è stato descritto in maniera sufficientemente dettagliata in alcuni lavori pubblicati su rivista o presentati a congresso[1-6].In nessuno di questi lavori è stato esposto il codice. Il programma di base è in grado di trattare dati istantanei radiometrici e di temperatura del modulo allo scopo di calcolare l'efficienza e la massima potenza del modulo stesso. Esso è stato validato confrontando tra loro i dati sperimentali tratti da campagne di misura svolte a Monte Aquilone (ENEA) su vari tipi di moduli, e i dati teorici ricavati dal programma stesso, operante con dati radiometrici sperimentali e con misure dirette di temperatura del modulo.

L'accordo tra i due tipi di dati è risultato molto soddisfacente e, considerando che i dati sperimentali si riferivano a condizioni meteorologiche miste di tempo sereno e di tempo nuvoloso, ha costituito una prova della validità dei modelli di perdita energetica sviluppati col codice AQUILA. Tutti i dati di ingresso al programma sono ricavati da misure precise sul campo, ad esempio i dati

radiometrici relativi alle componenti istantanee, misurate da piranometri e pireliometri, della radiazione globale, (diffusa + diretta) su piano orizzontale, oltre che della radiazione globale (diffusa + diretta + albedo) su piano modulo. Anche i dati istantanei di temperatura del modulo sotto test si riferiscono a misure istantanee della temperatura del modulo stesso.

Il programma di base del codice AQUILA è quindi in grado di stimare con grande precisione ed accuratezza l'efficienza reale e la potenza massima di un modulo fotovoltaico piano, se i dati di ingresso di radiazione e di temperatura del modulo sono altrettanto precisi ed accurati.

La simulazione dell'efficienza e della potenza massima del modulo come valori medi giornalieri su base mensile o annuale, basata sulla conoscenza dei dati di targa del modulo e dei dati radio-meteorologici medi mensili storici della località in questione, senza misure dirette sul campo, è un obiettivo futuro di una versione aggiornata di tale programma.

Le perdite energetiche del modulo sono definite come la differenza tra la potenza aspettata, calcolata all'efficienza nominale, e la potenza misurata sul campo :

$$Loss = P_{STC} - P_{mis} = (\eta_{STC} - \eta_{REAL}) \cdot G^{\perp}_{inc} \quad (1)$$

La potenza reale erogata dal modulo dipende sia da fattori esterni al sistema FV, quali orientazione, latitudine e condizioni climatiche locali, sia da fattori interni quali la tecnologia specifica di fabbricazione del modulo. Il codice AQUILA presenta un modello per il calcolo delle perdite energetiche di moduli FV piani commerciali mostrando in particolare i risultati di prove effettuate su moduli FV piani commerciali al Silicio cristallino. Le perdite energetiche considerate sono quelle relative ai seguenti 5 meccanismi di perdita:

- ❖ Riflessione e assorbimento della luce sullo strato finestra del modulo (front cover), caratterizzata da incidenza non perpendicolare. Questo meccanismo di perdita è sempre presente a causa della distribuzione della luce su 2π steradiani e può essere una frazione rilevante della perdita totale per valori elevati di AM (Air Mass).

- ❖ Polarizzazione della luce incidente. Questo meccanismo di perdita interviene in presenza di una porzione della volta celeste sgombra da formazioni nuvolose. Infatti il contributo principale di luce polarizzata proviene dalla componente diffusa dall'atmosfera, in condizioni di cielo sereno.
- ❖ Effetti spettrali. Sono osservati quando lo spettro della luce incidente differisce sensibilmente da quello di riferimento AM1.5G. A causa delle variazioni spettrali della luce solare durante il giorno, questo effetto è sempre presente e può contribuire sia come perdita che come guadagno rispetto alla potenza di uscita.
- ❖ Basso irraggiamento. Un livello d'irraggiamento inferiore a 1000 W/m^2 determina sempre una perdita d'efficienza, relativa alla condizione standard, che è strettamente correlata con la forma della curva corrente/tensione del modulo.
- ❖ Riscaldamento del modulo al di sopra di 25°C . Questa perdita è importante ad alti livelli d'irraggiamento, basso angolo d'incidenza della componente diretta (ovvero componente diretta quasi perpendicolare al modulo), ed è trascurabile in condizioni di cielo coperto (overcast).

4.2 Procedura di calcolo

Si parte dall'efficienza nominale, η_{STC} , e si calcola, nota l'irradianza G_{inc} , la potenza massima totale $P_m(STC)$:

$$P_m(STC) = \eta_{STC} \cdot G_{inc}^\perp \cdot A_{normale} \quad (2)$$

Questa è la potenza attesa se il modulo fosse illuminato con luce non polarizzata di irradianza totale G_{inc} , di spettro AM1.5G, incidente normalmente sul modulo, quest'ultimo mantenuto a 25°C . Chiamo questo step iniziale come "step 0" e la corrispondente efficienza e potenza sono:

(STEP 0)

$$\eta_0 = \eta_{STC} \quad (3)$$

$$P_0 = P_m(STC) \quad (4)$$

Ora aggiorniamo l'efficienza e la potenza calcolando singolarmente, e secondo una precisa sequenza, i cinque meccanismi di perdita.

I. Perdite ottiche per polarizzazione. Queste perdite influiscono sulla radiazione assorbita dal modulo. Esse producono una variazione relativa dell'efficienza data da:

$$\eta_{pol} = G_{abs}^{pol} / G_{inc} \quad (5)$$

L'efficienza e la potenza erogata dopo le perdite per polarizzazione diventano:

(STEP 1)

$$\eta_1 = \eta_{STC} \cdot G_{abs}^{pol} / G_{inc} = \eta_{STC} \cdot \eta_{pol} \cdot A_{normale} \quad (6)$$

$$P_1 = \eta_{STC} \cdot G_{abs}^{pol} = \eta_1 \cdot G_{inc} \cdot A_{normale} \quad (7)$$

II. Perdite ottiche per incidenza non perpendicolare. Anche queste perdite influiscono sulla radiazione assorbita dal modulo; esse producono una variazione relativa dell'efficienza data da:

$$\eta_{opt} = G_{abs} / G_{abs}^{pol} \quad (8)$$

L'efficienza e la potenza erogata dopo le perdite per luce non perpendicolare diventano:

(STEP 2)

$$\eta_2 = \eta_{STC} \cdot \eta_{pol} \cdot \eta_{opt} \quad (9)$$

$$P_2 = \eta_2 \cdot G_{inc} \cdot A_{normale} \quad (10)$$

III. Effetti spettrali. Sono considerati calcolando la fotocorrente I_{ph} corrispondente allo spettro attuale della luce incidente e confrontandolo con la fotocorrente I_{ph}' calcolata per lo spettro AM1.5G. Gli effetti spettrali producono una variazione relativa dell'efficienza data dal fattore:

$$\eta_{sp} = I_{ph} / I_{ph}' \quad (11)$$

L'efficienza e la corrispondente massima potenza erogata dopo le perdite per effetti spettrali diventano:

(STEP 3)

$$\eta_3 = \eta_{STC} \cdot \eta_{pol} \cdot \eta_{opt} \cdot \eta_{sp} = \eta_2 \cdot \eta_{sp} \quad (12)$$

$$P_3 = \eta_3 \cdot G_{inc} \cdot A_{normale} \quad (13)$$

IV. Basso irraggiamento. Poichè gli effetti di basso irraggiamento sono calcolati per una sorgente con spettro AM1.5G, dobbiamo correggere il valore dell'irradianza assorbita, corrispondente allo spettro attuale, con un altro valore, G_{abs}' , corrispondente allo spettro AM1.5G:

$$G_{abs}' = G_{abs} \cdot \eta_{sp} \quad (14)$$

Gli effetti di basso irraggiamento sono quindi calcolati sul valore di G_{abs}' . Una variazione relativa dell'efficienza è quindi calcolata e chiamata η_{li} (dove il pedice "li" indica low irradiance"). L'efficienza e la corrispondente massima potenza erogata dopo le perdite per effetti spettrali diventano:

(STEP 4)

$$\eta_4 = \eta_{STC} \cdot \eta_{pol} \cdot \eta_{opt} \cdot \eta_{sp} \cdot \eta_{li} = \eta_3 \cdot \eta_{li} \quad (15)$$

$$P_4 = \eta_4 \cdot G_{inc} \cdot A_{normale} \quad (16)$$

V. Effetti di temperatura. La temperatura della cella modifica l'efficienza nel seguente modo: se α (K^{-1}) è la riduzione relativa della potenza per un incremento unitario della temperatura al di sopra dei 25°C, allora abbiamo:

$$P(T) = P(25) \cdot [1 - \alpha \cdot \Delta T] \quad (17)$$

$$\Delta T = T(^{\circ}C) - 25 \quad (18)$$

Chiamiamo η_{temp} la variazione relativa dell'efficienza del modulo dovuta agli effetti termici, abbiamo:

$$\eta_{temp} = P(T) / P(25) \quad (19)$$

L'efficienza e la corrispondente massima potenza erogata dopo le perdite per temperatura diventano:

(STEP 5)

$$\eta_5 = \eta_{STC} \cdot \eta_{pol} \cdot \eta_{opt} \cdot \eta_{sp} \cdot \eta_{sp} \cdot \eta_{li} \cdot \eta_{temp} = \eta_4 \cdot \eta_{temp} \quad (20)$$

$$P_5 = \eta_5 \cdot G_{inc} \cdot A_{normale} \quad (21)$$

P_5 è la potenza finale predetta dal modello teorico ed è confrontata con la potenza sperimentale $P_m(\text{exp})$. Discutiamo ora, nei prossimi paragrafi, singolarmente i 5 meccanismi di perdita energetica.

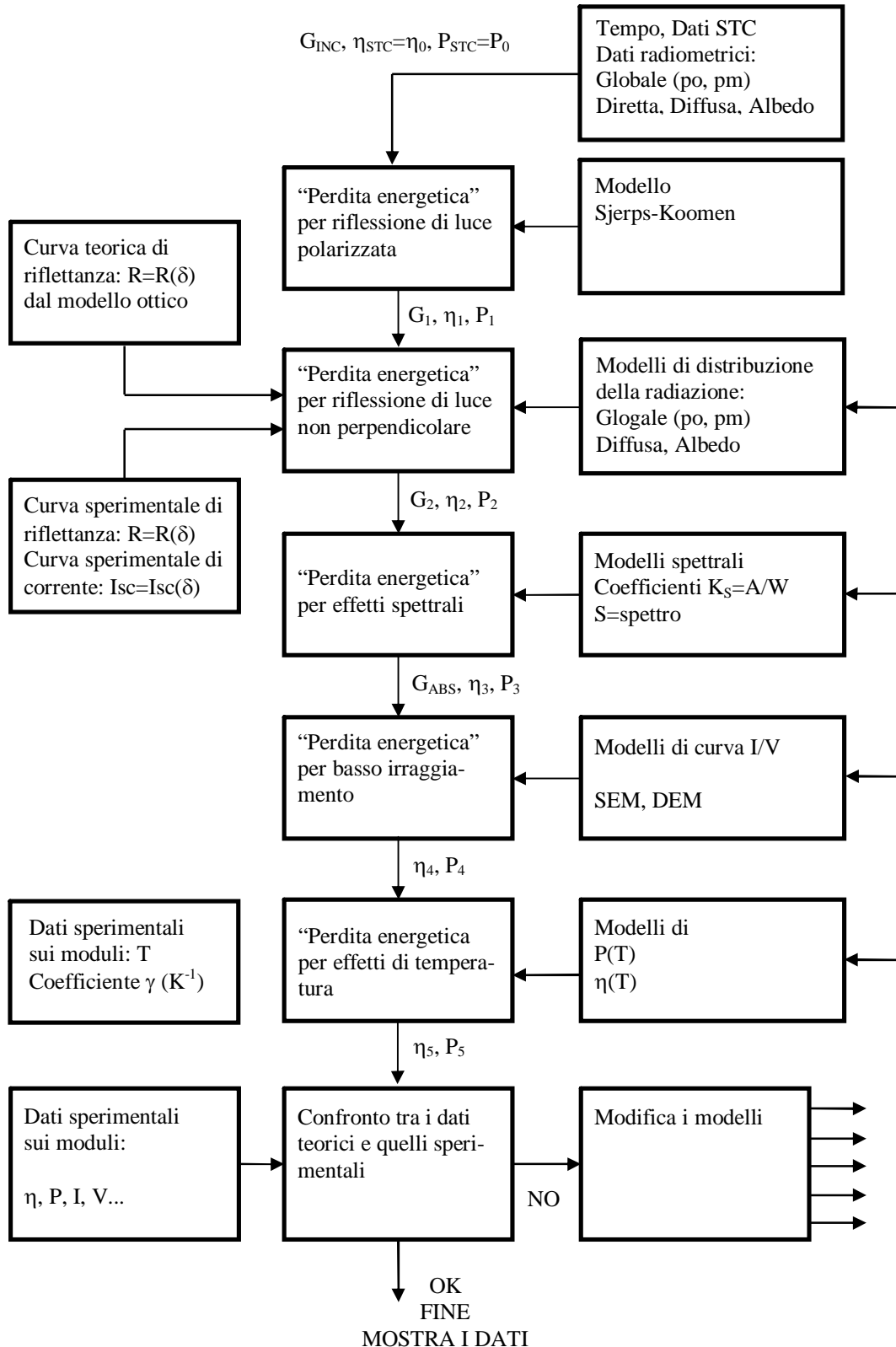


Figura 1. Diagramma di flusso del codice Aquila per il calcolo delle cinque perdite energetiche

4.3 Perdita per riflessione della luce

La luce si propaga nel vuoto alla velocità $c = 3 \cdot 10^8 \text{ m/s}$; in qualunque altro mezzo trasparente, la velocità della luce è sempre di poco inferiore a questo valore; nell'acqua è di circa $2,25 \cdot 10^8 \text{ m/s}$ e nel vetro è $2 \cdot 10^8 \text{ m/s}$. Si definisce indice di rifrazione n il rapporto fra la velocità della luce nel vuoto c e la velocità della luce v misurata in un altro mezzo:

$$n = \frac{c}{v} \quad (22)$$

Esistono quindi tanti indici di rifrazione n quanti sono i mezzi trasparenti; un raggio luminoso che si propaga in un mezzo trasparente (ad esempio aria) con indice di rifrazione n_1 , ed incontra un altro mezzo pure trasparente, con indice n_2 diverso (ad esempio, maggiore di n_1 , come il vetro) viene in parte riflesso e in parte rifratto come indicato in figura.

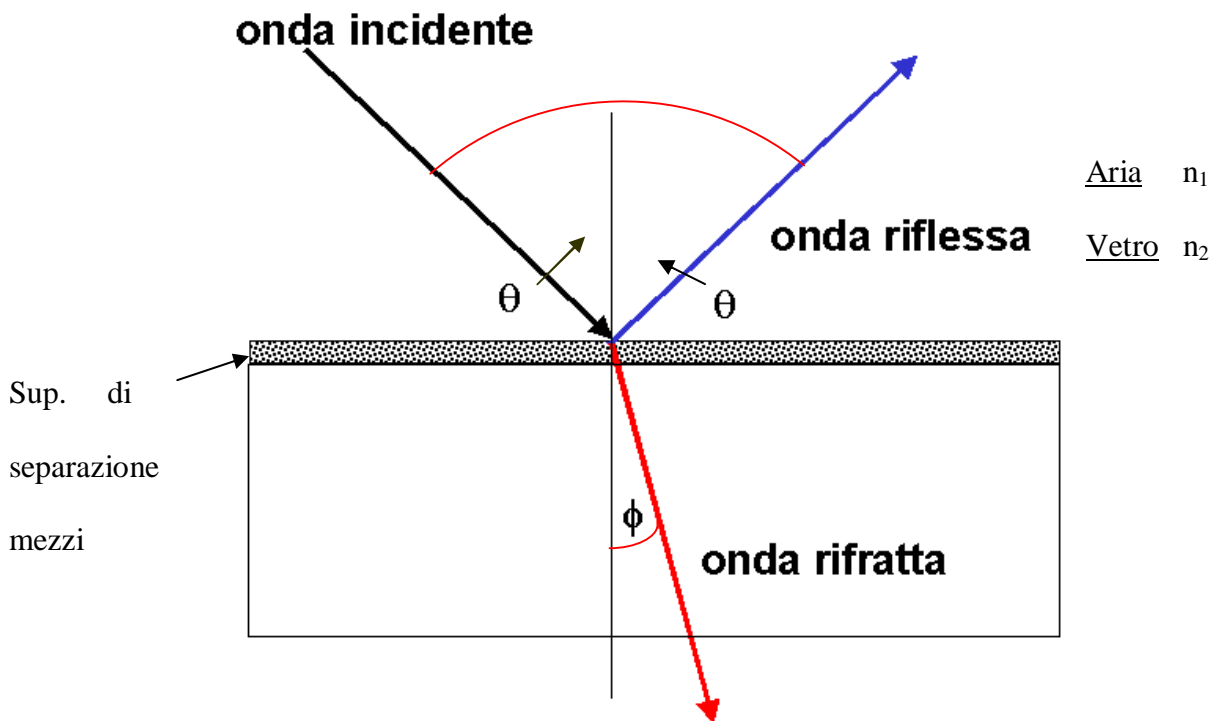


Figura 2. Schema del comportamento della luce al momento dell'incidenza sulla superficie.

La prima legge di Snell riguarda la riflessione e dice che il raggio incidente e il raggio riflesso formano lo stesso angolo con la normale e sono tutti e tre complanari; la seconda legge di Snell riguarda il fenomeno della rifrazione legando l'angolo di incidenza e l'angolo di riflessione con gli indici di rifrazione: $\sin \theta / \sin \phi = n_2 / n_1$.

Le perdite che qui vengono considerate sono quelle che il modulo subisce in condizioni outdoor a causa della distribuzione angolare, su 2π sr, della luce incidente. Modelli accurati di perdita per luce inclinata sono già stati elaborati e si basano sul modello ottico completo del modulo (Kramer); altri autori invece considerano che la semplice interfaccia aria/vetro sia adeguata alla descrizione delle perdite ottiche per moduli al silicio cristallino. Noi abbiamo applicato questa idea, con la differenza che l'indice di rifrazione da considerare non sia quello del vetro ($\approx 1,5$), bensì quello equivalente, n_{eq} , di un dielettrico semi-infinito che riassume in sé le proprietà ottiche relative del modulo. Il valore corretto da assegnare al dielettrico scaturisce dai risultati di misure ottiche di riflettanza effettuate precedentemente in funzione dell'angolo di incidenza della luce.

L'indice di rifrazione di un materiale è un parametro macroscopico, che rappresenta il fattore numerico per cui la velocità di propagazione di una radiazione elettromagnetica viene rallentata, rispetto alla sua velocità nel vuoto, quando questa attraversa un materiale. Essendo funzione della lunghezza d'onda λ della radiazione elettromagnetica e della natura del materiale attraversato, la sua misura in condizioni controllate può essere utilizzata per identificare il materiale stesso.

Se $R(\delta)$ è la riflettanza in luce bianca del modulo per l'angolo d'incidenza δ , nell'ipotesi di basso assorbimento da parte del vetro e dell'incapsulante EVA (Etil Vinil Acetato), che è il polimero comunemente usato per sigillare le celle all'interno del modulo, la frazione di luce trasmessa alla cella solare (materiale attivo) diventa:

$$T(\delta) = 1 - R(\delta) \quad (23)$$

Considerando che la trasmittanza in condizioni STC è data da $T(0)$, la trasmittanza relativa alle condizioni STC si può scrivere come:

$$\tau(\delta) = \frac{T(\delta)}{T(0)} = \frac{1 - R(\delta)}{1 - R(0)} \quad (24)$$

e la corrispondente perdita ottica relativa diventa:

$$\text{Loss}_{il}(\delta) = 1 - \tau(\delta) \quad (25)$$

Dove il suffisso “il” sta per “inclined light”. Graficando la grandezza $\tau(\delta)$ per diverse classi di moduli al c-Si(single-crystal), si ottengono le curve mostrate nella seguente figura:

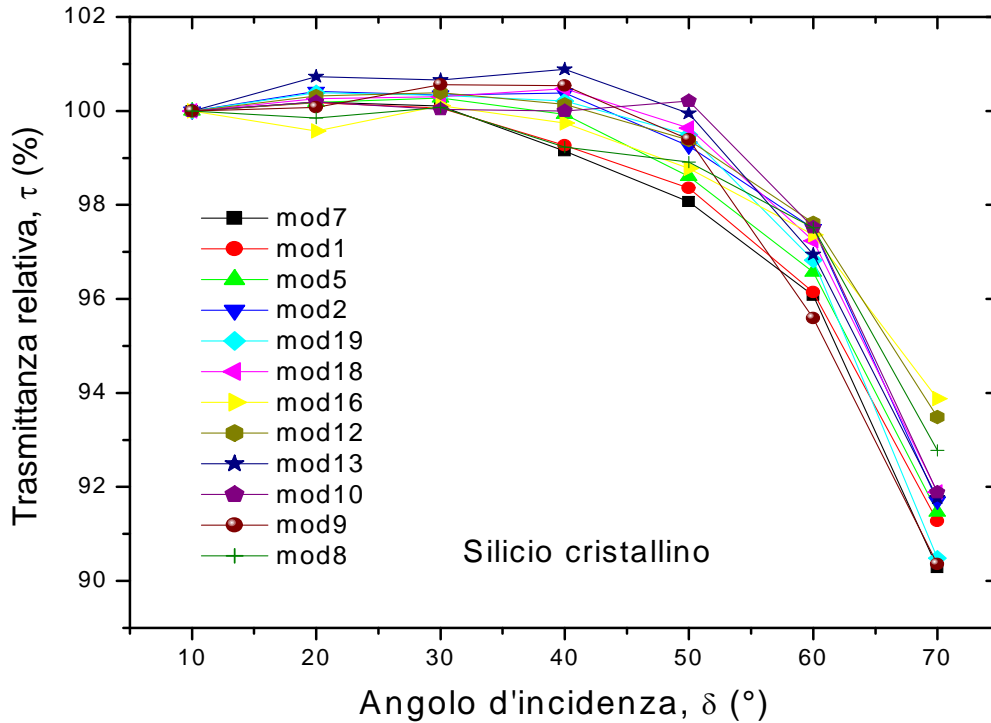


Figura 3. Andamento di τ in funzione dell'angolo di incidenza δ con diversi moduli.

Nell'ipotesi che il modulo sia assimilabile a un dielettrico semi-infinito con indice di rifrazione n_{eq} , i valori di $\tau(\delta)$ teorici si ottengono ancora dall'equazione (24), dove la trasmittanza $T(\delta)$ è ottenuta applicando all'interfaccia aria/dielettrico le equazioni di Fresnel:

$$T(\delta) = 1 - R(\delta) = 0,5 \cdot n_{eq} \cdot (\cos \delta_i / \cos \delta_t) \cdot (\tau_p^2 + \tau_s^2) \quad (26)$$

dove

$$\tau_p = (2 \cdot \sin \delta_i \cdot \cos \delta_t) / [\sin(\delta_i + \delta_t) \cdot \cos(\delta_i - \delta_t)] \quad (27)$$

$$\tau_s = (2 \cdot \sin \delta_i \cdot \cos \delta_t) / \sin(\delta_i + \delta_t) \quad (28)$$

con δ_i angolo di incidenza e δ_t angolo di trasmissione (rifrazione). La seguente figura mostra le curve teoriche di $\tau(\delta)$ calcolate per alcuni valori di n_{eq} .

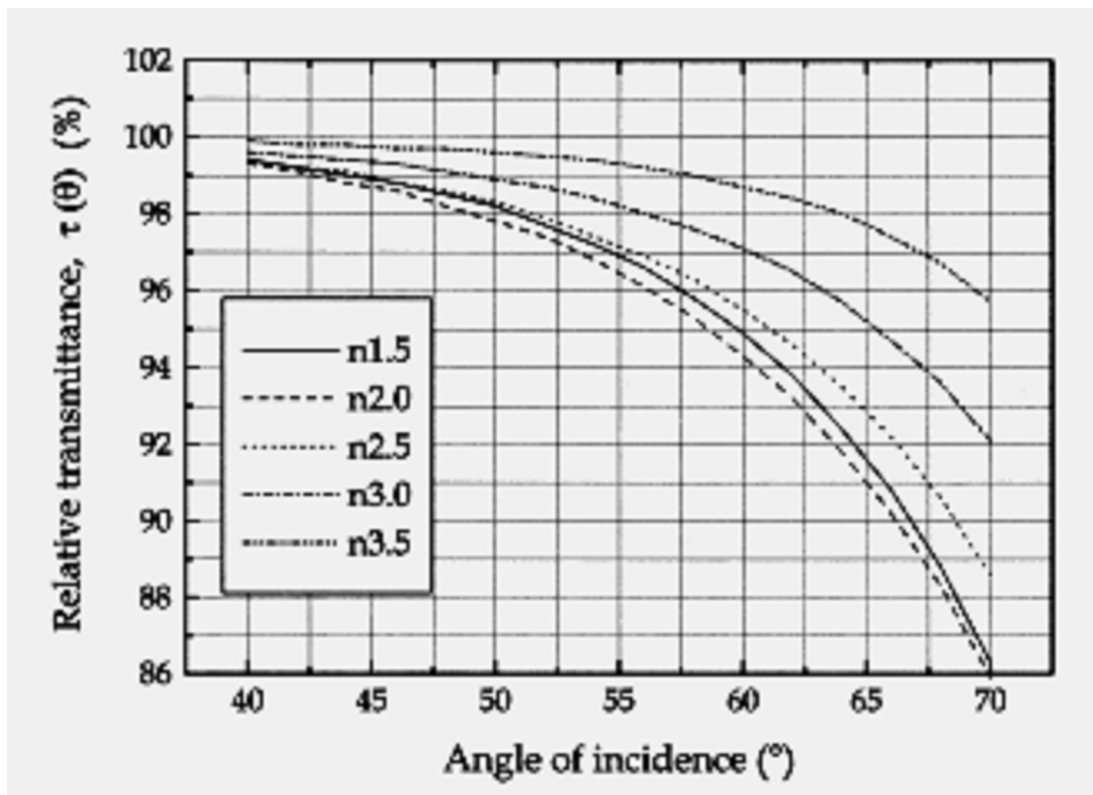


Figura 4. Andamento di τ in funzione dell'angolo di incidenza δ con i vari indici n .

Se si sovrappongono i dati sperimentali di $\tau(\delta)$ della figura 3 alle curve teoriche della figura 4, si trova un interessante risultato; ovvero che le curve di trasmittanza relativa si accordano abbastanza bene con le curve teoriche per certi valori di n_{eq} . L'accordo non trova invece un buon riscontro se si confrontano tra loro le curve sperimentali e teoriche di $T(\delta)$, il che è per noi insignificante, essendo interessati a valutare la trasmittanza del modulo relativamente all'incidenza normale. I risultati sono mostrati nella prossima tabella, dove a ciascun modulo è associato un particolare valore di indice di rifrazione equivalente. Si trovano valori di n_{eq} tra 2,5 e 3,5, ma per la maggior parte all'interno dell'intervallo tra 2,5 e 3.

Se si classificano i moduli in funzione della loro struttura, si possono individuare sei classi o categorie, ciascuna caratterizzata da un valore di indice di rifrazione equivalente medio, come riportato nella seguente tabella.

Categories of the tested mono-Si modules, in relation to their front structure. The reference to the glass is made only for the top surface. The table contains also the type of spot of the specularly reflected beam and the average equivalent refractive index, n_{eq}

Category	Front structure	Reflectance spot	n_{eq}
A	Flat-glass/text-Si	dot	≈ 3.0
B	Flat-glass/ARC/text-Si	dot	≈ 2.5
C	Flat-glass/ARC/flat-Si	dot	≈ 2.5
D	Text-glass/text-Si	fractal	≈ 3.0
E	Text-glass/ARC/flat-Si	fractal	≈ 3.0
F	Text-glass/ARC/text-Si	fractal	≈ 3.0

Tabella 1. Valori degli indici di n_{eq} per i vari materiali delle strutture frontali del modulo.

Una volta che sia stata assegnato un valore di n_{eq} al modulo FV, le perdite ottiche per riflessione da luce inclinata si ottengono di conseguenza. Il calcolo è semplice per le perdite di luce diretta, in quanto è sufficiente utilizzare le equazioni (26)-(28). Per il calcolo delle perdite ottiche per luce diffusa e di albedo, occorre applicare un modello numerico più complesso, discusso qui di seguito.

4.3 Perdita per luce diffusa

In questo modello la luce diffusa è considerata isotropa per semplicità; modelli più precisi di distribuzione sono disponibili e possono essere applicati al seguente modello numerico. Le simulazioni con il programma AQUILA dimostrano però che l'ipotesi isotropa conduce a risultati soddisfacenti. Il modello per l'assorbimento della luce diffusa da parte di un modulo comunque orientato rispetto al piano orizzontale, ovvero inclinato dell'angolo di tilt (l'angolo azimutale non è significativo nell'ipotesi di modello isotropo), ha come risultato l'equazione:

$$\begin{aligned}
 G_{abs}(tilt) = & G_{abs}(0) - \frac{1}{\pi} G_{diff}^0 \cdot \sum_i T(\delta_i) \cdot \cos \delta_i \cdot (A_i + 2B_i) + \dots \\
 & \dots - \frac{1}{\pi} G_{diff}^0 \cdot T(\delta_{i0}) \cdot \cos \delta_{i0} \cdot [2 \cdot tilt - \sum_i (A_i + 2B_i)]
 \end{aligned} \tag{28}$$

dove:

$$G_{abs}(0) = G_{diff}^0 \cdot 2 \cdot \sum_i T(\delta_i) \cdot \cos \delta_i \cdot (\cos \delta_t - \cos \delta_{t+1}) \tag{29}$$

$$\begin{aligned}
 A_i &= \Psi_i \cdot (\cos \delta_t - \cos \delta_{t+1}) \\
 B_i &= [(\Psi_{i+1} - \Psi_i) / 4] \cdot (\cos \delta_t - \cos \delta_{t+1})
 \end{aligned} \tag{30}$$

$$\Psi_i = 2 \cdot \cos^{-1}[\text{tg}(\pi/2 - \text{tilt}) / \text{tg}(\delta_i)] \quad (31)$$

E dove l'indice "i0" è tale che l'angolo δ_{i0} è quella immediatamente inferiore a $(\pi/2 - \text{tilt})$. L'angolo tilt nella equazione (28) è espresso in radianti. $T(\delta_i) = 1 - R(\delta_i)$ è la trasmittanza del modulo all'angolo d'incidenza δ_i . $T(\delta_i)$ possono essere dati sperimentali ottenuti dal modello della fotocorrente o dati teorici ottenuti dal modello di Fresnel.

4.4 Modello per effetti spettrali

Il modello per gli effetti spettrali introduce dei coefficienti k' che sono specifici del modulo sotto esame e del particolare spettro della sorgente. Se si indica con k_s la costante di proporzionalità tra la densità di corrente $J_{sc}(s)$ e l'irradianza $G_{abs}(s)$ assorbita dal modulo in corrispondenza alla radiazione di spettro s :

$$K_s = J_{sc}(s) / G_{abs}(s) \quad (32)$$

Allora, in condizioni nominali, il modulo presenta un coefficiente k_{STC} dato da:

$$\begin{aligned} k_{STC} &= J_{sc}(STC) / G_{abs}(STC) = J_{sc}(STC) / [G_{inc}(STC) \cdot T(0)] = \dots \\ &\dots = J_{sc}(STC) / [1000 \cdot T(0)] \end{aligned} \quad (33)$$

dove $T(0)$ è la trasmittanza dello strato finestra del modulo e può essere derivata dalle equazioni di Fresnel (26)-(28) utilizzando come parametro un indice di rifrazione equivalente n_{eq} , specifico del modulo esaminato.

La risposta in corrente di un modulo generico, comunque orientato all'esterno, è data da:

$$I_{SC} = k_{dir} \cdot G_{abs(dir)} + k_{diff} \cdot G_{abs(diff)} + k_{alb} \cdot G_{abs(alb)} \quad (34)$$

Dove $G_{abs(dir)}$, $G_{abs(diff)}$, $G_{abs(alb)}$, sono le irradianze misurate rispettivamente per la componente diretta, per la componente diffusa dall'emisfero celeste (comprendente anche quella riflessa) e per l'albedo, dai rispettivi pireliometri (dir) e piranometri (diff e alb).

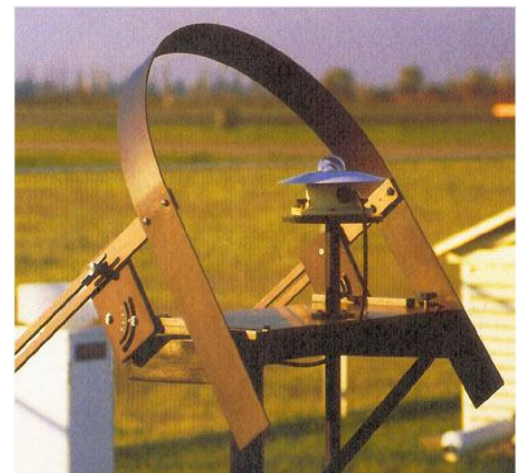
4.4.1 I piranometri

Un piranometro è un sensore che misura la radiazione solare globale (W/m^2), cioè l'energia dovuta alla radiazione diretta e a quella diffusa e riflessa dal cielo e dai sistemi nuvolosi.

L'elemento sensibile ha un principio di funzionamento basato sull'effetto fotovoltaico. Tale elemento è inglobato in una resina siliconata ad alta stabilità e protetto da un vetro ottico piano. Uno schermo bianco ad anello protegge lo strumento dal riscaldamento; le radiazioni misurate sono quelle della gamma di lunghezze d'onda comprese tra 0,3 e 2 μm .



a) *piranometro*



b) *piranometro per luce*

diffusa

c) *piranometro per luce globale su piano modulo*

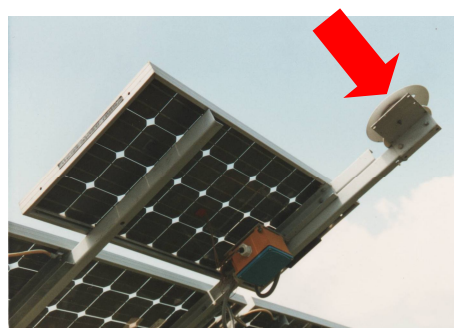


Figura 5.a),b),c)

4.4.2 I pireliometri

Il pireliometro è uno strumento usato per misurare l'intensità della radiazione solare diretta; in genere è costituito da un lungo tubo all'estremità del quale, perpendicolarmente, è posizionato il sensore. Quest'ultimo è generalmente un corpo nero che assorbe tutta la radiazione solare riscaldandosi; da una misura della temperatura del corpo si può risalire all'energia assorbita ovvero all'intensità della radiazione che l'ha colpito.



Figura 6. Pireliometro.

I piranometri e pireliometri hanno una risposta spettrale piatta da ~300 a ~2800 nm. Le irradianze G_{abs} si riferiscono quindi a valori di flusso radiante incidente contenuto nell'intervallo di lunghezze d'onda: 300 ÷ 2800 nm. Lo spettro di riferimento STC, AM1.5G, integrato da 305 nm all'infinito, è posto uguale a 1000 W/m^2 (mentre è pari a 988 W/m^2 nell'intervallo 305 ÷ 2800 nm). A questo valore debbono essere normalizzate le irradianze spettrali $E_s(\lambda)$ relative al generico spettro "s".. Per applicare il modello spettrale, è necessario allora misurare lo spettro delle varie sorgenti e normalizzarlo a 1000 W/m^2 . Gli spettri presi come riferimento sono quelli della componente diretta e della diffusa per vari valori di Air Mass (AM), nonché gli spettri dell'albedo per diversi tipi di materiali: erba, grano, terra, asfalto, cemento, neve, ecc. Ognuno di

questi spettri dovrà essere tabulato e normalizzato a 1000 W/m². Il modello spettrale lavora sulle grandezze relative k' 's:

$$\begin{aligned}
 k'_s &= \frac{k_s}{k_{STC}} = \frac{\int_{305}^{\infty} d\lambda \cdot SR_{ext}(\lambda) \cdot E_s(\lambda)}{\int_{305}^{\infty} d\lambda \cdot E_s(\lambda)} \cdot \frac{\int_{305}^{\infty} d\lambda \cdot E_{STC}(\lambda)}{\int_{305}^{\infty} d\lambda \cdot SR_{ext}(\lambda) \cdot E_{STC}(\lambda)} = \dots \\
 \dots &= \frac{\int_{305}^{\infty} d\lambda \cdot SR_{ext}(\lambda) \cdot E_s(\lambda)}{\int_{305}^{\infty} d\lambda \cdot SR_{ext}(\lambda) \cdot E_{STC}(\lambda)} = \frac{\int_{305}^{\lambda_G} d\lambda \cdot SR_{ext}(\lambda) \cdot E_s(\lambda)}{\int_{305}^{\lambda_G} d\lambda \cdot SR_{ext}(\lambda) \cdot E_{STC}(\lambda)}
 \end{aligned} \tag{35}$$

L'effetto spettrale è dato quindi dal coefficiente k' 's che contiene, non solo l'informazione della convoluzione (dell'accordo) tra risposta spettrale e spettro della sorgente rispetto alla convoluzione (all'accordo) tra risposta spettrale e spettro di riferimento (STC), ma anche l'informazione del contenuto energetico dello spettro "s", normalizzato rispetto allo spettro STC, nell'intervallo di sensibilità del modulo, ovvero tra 305 nm e λ_G , lunghezza d'onda di taglio del materiale attivo delle celle del modulo. Il coefficiente k' 's è stato calcolato per alcuni moduli al Silicio cristallino e per alcuni spettri di radiazione diretta, diffusa e di albedo ed è riportato in tabella.

Coefficients k' calculated for different module technologies and different spectra

Module	AM1.5G (k'_{STC})	AM1.5Dir (k'_{dir})	AM1.5Diff (k'_{diff})
BP585	1.0	0.98	1.07
mono-Si [12]	1.0	0.99	1.04
poly-Si [13]	1.0	0.98	1.05
poly-Si [14]	1.0	0.99	1.02

The reported references are for the spectral response data.

Tabella 2. Coefficienti k' per diversi moduli e diversa tipologia di radiazione.

In sintesi il coefficiente k' 's sintetizza l'effetto spettrale e rappresenta l'incremento subito dalla corrente I_{cc} del modulo per effetto di una sorgente luminosa con quel particolare spettro.

Valori di $k's < 1$ indicano una riduzione della corrente J_{sc} (spectral loss) mentre valori di $k's > 1$ indicano un aumento della J_{sc} (spectral gain) rispetto ad una sorgente con spettro di riferimento AM1.5G.

4.5 Perdite per basso irraggiamento

La riduzione del livello d'irraggiamento da 1000 W/m^2 comporta generalmente la riduzione dell'efficienza di un modulo piano. Soltanto nei moduli a concentrazione è possibile che alla riduzione dell'irraggiamento segua un aumento dell'efficienza. Questo succede perché la curva di efficienza in funzione della concentrazione solare presenta un massimo; quindi, soltanto operando oltre il massimo dell'efficienza si può registrare una riduzione dell'efficienza.

Per calcolare le perdite per basso irraggiamento (b.i. loss), è necessario derivare un'equazione per la corrente del modulo in funzione della tensione in uscita, ovvero per la curva I/V del modulo alla luce. Un modello semplice è quello della equazione con singolo esponenziale:

$$I(V) = I_{ph} - I_0 \cdot [\exp(V / A_0 V_T) - 1] \quad (36)$$

dove I_{ph} è la fotocorrente, I_0 è la corrente di saturazione inversa, $V_T = kT/q$ e A_0 è il fattore di qualità del diodo. La (18) è un'equazione semplificata, che deriva dall'aver posto $R_{sh} = \infty$, $R_s = 0$ nell'equazione:

$$I(V) = I_{ph} - I_0 \cdot [\exp((V + I \cdot R_s) / A_0 V_T) - 1] - (V + I \cdot R_s) / R_{sh} \quad (36')$$

che comporta l'eguaglianza: $I_{sc} = I(V=0) = I_{ph}$, da cui la I(V) diventa:

$$I(V) = I_{sc} - I_0 \cdot [\exp(V / A_0 V_T) - 1] \quad (36'')$$

I due parametri non noti, A_0 e I_0 possono essere derivati imponendo indipendentemente le due condizioni: $I=0$ e $I=I_m$:

$$0 = I_{sc} - I_0 \cdot [\exp(V_{oc} / A_0 V_T) - 1] \quad (37)$$

$$I_m = I_{sc} - I_0 \cdot [\exp(V_m / A_0 V_T) - 1] \quad (37')$$

dove le quantità I_{sc} , V_{oc} , I_m e V_m in corrispondenza a $G = 1000 \text{ W/m}^2$ sono ricavati dal data-sheet del modulo o da misure al simulatore solare.

Si ottiene finalmente per i parametri A_0 e I_0 :

$$A_0 = (1 / V_T) \cdot (V_m - V_{oc}) / \ln(1 - I_m / I_{sc}) \quad (38)$$

$$I_0 = I_{sc} / [(1 - I_m / I_{sc})^{V_{oc}/(V_m - V_{oc})} - 1] \quad (39)$$

La Eq. (21) si può anche approssimare come:

$$I_0 \approx I_{sc} / [(1 - I_m / I_{sc})^{V_{oc}/(V_m - V_{oc})}] \quad (39')$$

Il fattore “Performance Ratio” per il basso irraggiamento, PR_G , è definito come:

$$\begin{aligned} PR_G &= \eta(G) / \eta(STC) = [P_m(G) / G] / [P_m(STC) / 1000] = [P_m(G) / P_m(STC)] \cdot (1000 / G) = \dots \\ &\dots = \{ [I_{sc}(G) \cdot V_{oc}(G) \cdot FF(G)] / [I_{sc}(STC) \cdot V_{oc}(STC) \cdot FF(STC)] \} \cdot (1000 / G) \end{aligned} \quad (40)$$

Per effetto della dipendenza lineare tra I_{sc} e G : $I_{sc}(G) = k \cdot G$, abbiamo:

$$PR_G = [V_{OC}(G) \cdot FF(G)] / [V_{OC}(STC) \cdot FF(STC)] \quad (40')$$

La grandezza $V_{oc}(G)$ si ricava dalla Eq. (36') nel seguente modo:

$$I(V, G) = I_{sc}(G) - I_0 \cdot [\exp(V(G) / A_0 V_T) - 1] \quad (36')$$

$$I(V, G) = S_{mod} \cdot k \cdot G - I_0 \cdot [\exp(V(G) / A_0 V_T) - 1] \quad (41)$$

Ponendo $I=0$, abbiamo:

$$I(V_{OC}, G) = 0 = S_{mod} \cdot k \cdot G - I_0 \cdot [\exp(V_{OC}(G) / A_0 V_T) - 1] \quad (42)$$

da cui:

$$V_{OC}(G) = A_0 \cdot V_T \cdot \ln\left[\frac{S_{mod} \cdot k \cdot G}{I_0} + 1\right] \quad (43)$$

Da cui, ponendo: $k = I_{sc}(STC) / (S_{mod} \cdot 1000)$ abbiamo:

$$V_{OC}(G) = A_0 \cdot V_T \cdot \ln\left[\frac{I_{sc}(STC) \cdot (G/1000)}{I_0} + 1\right] \quad (44)$$

La grandezza FF (G) è espressa da:

$$FF(G) = \frac{V_m(G) \cdot I_m(G)}{V_{oc}(G) \cdot I_{sc}(G)} \quad (45)$$

dove Voc (G) è espresso dalla Eq. (23) e Isc (G) è data da:

$$I_{sc}(G) = I_{sc}(STC) \cdot G / 1000 \quad (46)$$

Le grandezze Im (G) e Vm (G) si ricavano anch'esse applicando l'Eq. (37).

Si scrive dapprima l'equazione per la potenza:

$$P(G) = V(G) \cdot I(G)$$

$$P(G) = V(G) \cdot \left\{ \frac{I_{sc}(STC)}{1000} \cdot G - I_0 \cdot [\exp(V(G) / A_0 V_T) - 1] \right\} \quad (47)$$

Derivando rispetto a V (G) si trova:

$$\begin{aligned} \frac{dP(G)}{dV(G)} &= \left\{ \frac{I_{sc}(STC)}{1000} \cdot G - I_0 \cdot [\exp(V(G) / A_0 V_T) - 1] \right\} + \dots \\ &\dots + V(G) \cdot \left\{ -\frac{I_0}{A_0 V_T} \cdot \exp(V(G) / A_0 V_T) \right\} \end{aligned} \quad (48)$$

Ponendo $\frac{dP(G)}{dV(G)} = 0$, si hanno le condizioni di massima potenza:

$$\frac{I_{SC}(STC)}{1000} \cdot G - I_0 \cdot [\exp(V_m(G) / A_0 V_T) - 1] = \frac{V_m(G) \cdot I_0}{A_0 \cdot V_T} \cdot \exp(V_m(G) / A_0 V_T) \quad (49)$$

...

$$\frac{I_{SC}(STC)}{1000} \cdot G + I_0 - I_0 \cdot [\exp(V_m(G) / A_0 V_T)] \cdot \left\{ \frac{V_m(G)}{A_0 \cdot V_T} + 1 \right\} = 0 \quad (50)$$

Risolvendo numericamente l'Eq. (50), si ricava $V_m(G)$. Nota la $V_m(G)$, la $I_m(G)$ si ricava dalla Eq. (36'). Noti in tal modo tutti e quattro i termini della Eq. (45), si ricava finalmente $FF(G)$ e infine PR_G dalla Eq. (40'). Il modello a singolo esponenziale, SEM (Single exponential method), contenente solo i parametri A_0 e I_0 , è stato confrontato con quello a doppio esponenziale, DEM (Double exponential method), contenente cinque parametri:

$$I(V) = \frac{(V + R_S I)}{R_{SH}} + I_{01} \cdot \left[\exp\left(q \frac{V + R_S I}{kT}\right) - 1 \right] + I_{02} \cdot \left[\exp\left(q \frac{V + R_S I}{nkT}\right) - 1 \right] \quad (51)$$

Il Performance Ratio PR_G è stato calcolato con entrambi i modelli a differenti livelli d'irradianza tra 100 e 1000 W/m^2 . I risultati sono mostrati in Fig. 7. La differenza media tra le due curve, calcolata su diversi valori d'irradianza è inferiore all' 1%. Ne concludiamo che il nostro modello semplificato per la curva I-V del modulo è sufficientemente accurato.

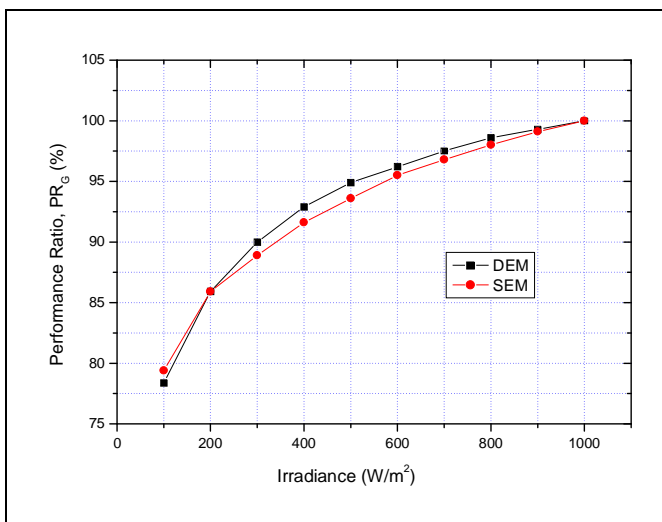
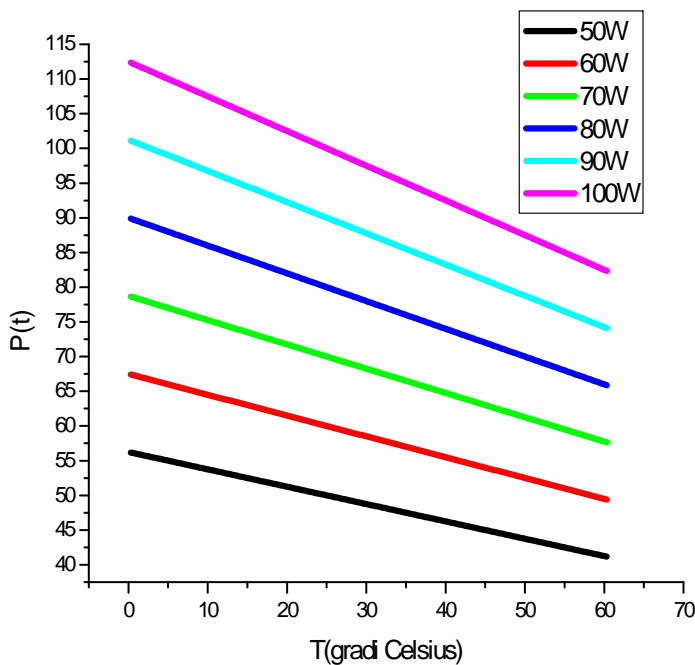


Figura 7. PR in funzione dell'irradianza.

4.6 Effetto della temperatura sul modulo

In questo caso si è visto come l'aumento di temperatura al di sopra dei 25 gradi Celsius (STC=standard test condition) determina una riduzione lineare della potenza erogata, e quindi di efficienza. Per stimare realmente tale potenza erogata mi servo della seguente formula, da cui vedo che il riferimento preso è proprio quello delle condizioni standard: $P(T) = P(25^{\circ}) \cdot [1 - \alpha \cdot \Delta T]$ dove



$$\Delta T = T(^{\circ}C) - 25^{\circ}C \text{ e } \gamma = (4 -$$

$$5 \cdot 10^{-3})^{\circ}C^{-1}. \text{ E' importante notare che}$$

le sei rette non sono parallele e hanno un'inclinazione k che può essere calcolata nei diversi casi come

$$K = P(25^{\circ}C) \cdot \gamma. \text{ Nella tabella 3 riporto i}$$

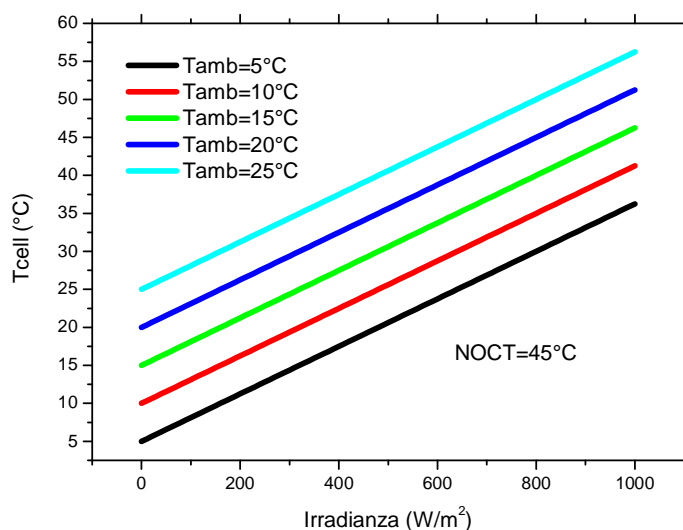
diversi valori di tale inclinazione:

Figura 8. Andamento della potenza erogata in funzione dell'aumento di temperatura.

Potenza	50 Watt	60 Watt	70 Watt	80 Watt	90 Watt
K	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45

Tabella 3. Valori di K per diverse potenze.

I valori di K riportati sono in valore assoluto poiché per trovare l'inclinazione delle rette si è derivato la funzione della temperatura; così facendo avremmo un segno negativo davanti al valore di K . La potenza è riferita ai $25^{\circ}C$ di temperatura. Nel caso della potenza a 100 W ottengo un valore di k pari a 0,5.



In quest altro caso ho messo invece in relazione l'irradianza incidente sulla superficie terrestre (che al massimo può raggiungere il picco di 1000 W/m^2 , valore usato dal simulatore solare AM1.5G) e la temperatura a cui effettivamente arriva il mo -

Figura 9. Andamento T_{cell} a se-

conda dell'irradianza pervenuta.

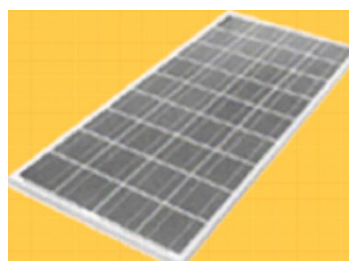
dulo data la temperatura dell'ambiente circostante; è stato fissato il NOCT (Nominal Operative Cell Temperature) a 45°C e le cinque rette rappresentano la situazione che si crea a diverse temperature dell'ambiente esterno, partendo da 5°C fino a 25°C a intervalli di 5°C . Il NOCT è la temperatura rilevata sulla cella in condizioni di irraggiamento a 800 W/m^2 , sottoposto a un vento con velocità di 1 m/s e temperatura dell'ambiente di 20°C ; sono condizioni standard che vengono riprodotte solo in laboratorio. Per costruire il grafico ci siamo serviti della seguente relazione:

$T_c = T_a + (\text{NOCT} - 20) \cdot I / 800$ dove T_c è la temperatura della cella e T_a è quella dell'ambiente circostante.

Il Performance Ratio per temperatura è $\text{PR}_T = 1 - \gamma \cdot \Delta T$



a)



b)

Figura 10. a) disposizione di moduli su piano orizzontale; b) singolo modulo.

CONCLUSIONI

In questo lavoro, che si è svolto in circa 2 mesi, è stato studiato il funzionamento di un sistema di produzione di energia a partire dalla fonte naturale, identificata come energia solare fotovoltaica. Come è possibile notare, i rendimenti dei moduli piani solitamente utilizzati sono abbastanza bassi (quelli commerciali si aggirano intorno al 10-15% e soltanto con i materiali migliori si può arrivare intorno al 20%). Ciò è un importante ostacolo alla diffusione di essi. La tecnologia studiata in questa tesi è quella di moduli piani. Esistono tuttavia altre due importanti vie di sviluppo della tecnologia fotovoltaica, che sono: il primo è la ricerca di nuovi materiali, che seppur manifestino basse efficienze, sono realizzabili a bassissimo costo e quindi possono assicurare una certa potenza di uscita impegnando una certa superficie; il secondo consiste nell'aumento sensibile dell'efficienza del dispositivo attraverso l'uso di multi giunzioni, accompagnato dall'uso della concentrazione solare. L'alto costo per superficie unitaria di tali dispositivi ad altissima efficienza (30-40%) viene poi abbattuto da un fattore geometrico direttamente legato al rapporto di concentrazione tra superficie solare captante e superficie del dispositivo. La caratteristica ulteriore della tecnologia a concentrazione è che il modulo deve avere la faccia illuminata sempre diretta al disco solare e quindi debbono essere utilizzate tecniche "inseguimento" a basso costo.

Nel caso attuale del fotovoltaico piano, i calcoli e le leggi studiate hanno reso possibile la comprensione del fatto alcune delle 5 perdite energetiche sono abbastanza evidenti e portano a erogazioni di potenze che possono essere 10-20% inferiori a quelle nominali. Per raggiungere livelli richiesti di erogazione si ha bisogno quindi valutare accuratamente queste perdite allo scopo di impegnare una superficie totale adeguata alla richiesta energetica. Condizioni controllate di laboratorio, che costituiscono i dati di targa del modulo (datasheet), non si riproducono generalmente in natura, in particolare per quanto riguarda l'intensità di irraggiamento, la riflessione e la temperatura.

Questa tesi, ci ha insegnato in maniera particolare, che sono molti i parametri in gioco che determinano l'efficienza reale del modulo; quindi, la nostra attenzione è stata posta soprattutto

nell'interpretazione delle reali prestazioni che un modulo fotovoltaico offre quando è in condizioni operative reali. Dal punto di vista ambientale tale tecnologia non ha un impatto negativo evidente, a parte in alcuni casi in cui si usano materiali tossici e solo con leggi che possano incentivare investimenti di tale portata sarà possibile dare un'importante spinta a questo modo di produrre energia, che ad oggi è possibile ritenere non ancora soddisfacente dal punto di vista del rendimento.

BIBLIOGRAFIA

- [1] S. Li Causi, C. Messana, G. Noviello, A. Parretta and A. Sarno, "*Performance Analysis of Single Crystal Silicon Modules in Real Operating Conditions*", oral presentation at the 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Nice, France, 23-27 Oct. 1995. Proceedings vol II, ed W. Freiesleben, W. Palz, H.A. Ossenbrink and P. Helm (Bedford, UK: H S Stephens & Associates), 1995, pp 1469–1473.

- [2] A. Parretta, A. Sarno, R. Schioppo, M. Zingarelli and L. Vicari, "*Analysis of loss mechanisms in crystalline silicon modules in outdoor operation*", poster presentation at the 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, Spain, 30 June - 4 July, 1997. H.S. Stephens & Associates, 1997, pp. 242-246.

- [3] A. Parretta, A. Sarno and L. Vicari, "*Effects of Solar Irradiation Conditions on the Outdoor Performance of Photovoltaic Modules*", *Optics Communications*, **153** (1998) 153-163.

- [4] K. Bucher, G. Kleiss, D. Batzner, "*RRC module energy rating: a module survey*", Photovoltaic Specialists Conference, 1997, Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE, 1187-1191.

- [5] S. Krauter, R. Hanitsch, Proc. ISES World Congress, 1993.

- [6] E. A. Sjerps-Koomen, E. A. Albera, W. C. Turkenburg, "*A simple model for PV module reflection losses under field condition*", *Solar Energy* 57 (1996) 421-432

Desidero ringraziare tutti quelli che mi hanno sostenuto nella realizzazione di questo lavoro; in particolare il professor Antonio Parretta e il professor Cesare Malagù per il supporto scientifico e per la fiducia e disponibilità che mi hanno accordato.