

CAPITOLO I

TECNOLOGIA DELLA CONVERSIONE FOTOVOLTAICA

1.1 Cenni storici

L'effetto fotovoltaico, ovvero la capacità di certi materiali di convertire l'energia solare in corrente elettrica in continua, è noto fin dal 1839, grazie alle esperienze realizzate dal fisico francese Edmond Becquerel (1820-1891) che presentò alla Accademia delle Scienze di Parigi la sua "Memoria sugli effetti elettrici prodotti sotto l'influenza dei raggi solari", scoperta avvenuta casualmente mentre effettuava delle esperienze su una cella elettrolitica (quindi contenente una soluzione liquida) in cui erano immersi due elettrodi di platino. Si deve aspettare il 1876 (Smith, Adams e Day) per avere una simile esperienza ripetuta con dispositivi allo stato solido (selenio). L'idea di sfruttare l'effetto fotovoltaico quale fonte energetica non ebbe modo di svilupparsi finché non si potè operare con materiali che avessero un miglior rendimento. Si deve aspettare fino al 1954 per avere la prima cella solare commerciale in silicio (Person, Fuller e Chapin) realizzata all'interno dei laboratori Bell. I costi iniziali di questa nuova tecnologia erano ingenti e ne restrinsero il campo d'azione a casi particolari, come l'alimentazione di satelliti artificiali. Infatti la tecnologia fotovoltaica fu sviluppata, alla fine degli anni 50, nell'ambito dei programmi spaziali, per i quali occorreva disporre di una fonte di energia affidabile ed inesauribile, la tecnologia fotovoltaica (FV) si va oggi diffondendo molto rapidamente anche per applicazioni terrestri, come l'alimentazione di utenze isolate o gli impianti installati sugli edifici e collegati ad una rete elettrica

preesistente. Il funzionamento dei dispositivi fotovoltaici si basa sulla capacità di alcuni materiali semiconduttori, opportunamente trattati, di convertire l'energia della radiazione solare in energia elettrica in corrente continua senza bisogno di parti meccaniche in movimento. Il materiale semiconduttore quasi universalmente impiegato oggi a tale scopo è il silicio. Il componente base di un impianto FV è la cella fotovoltaica, che è in grado di produrre circa 1,5 Watt di potenza in condizioni standard, vale a dire quando essa si trova ad una temperatura di 25 °C ed è sottoposta ad una potenza della radiazione pari a 1000 W/m². La potenza in uscita da un dispositivo FV quando esso lavora in condizioni standard prende il nome di potenza di picco (Wp) ed è un valore che viene usato come riferimento. L'output elettrico reale in esercizio è in realtà minore del valore di picco a causa delle temperature più elevate e dei valori più bassi della radiazione. Più celle assemblate e collegate tra di loro in una unica struttura formano il modulo fotovoltaico. Il modulo FV tradizionale è costituito dal collegamento in serie di 36 celle, per ottenere una potenza in uscita pari a circa 50 Watt, ma oggi, soprattutto per esigenze architettoniche, i produttori mettono sul mercato moduli costituiti da un numero di celle molto più alto e di conseguenza di più elevata potenza, anche fino a 200 Watt per ogni singolo modulo. A seconda della tensione necessaria all'alimentazione delle utenze elettriche, più moduli possono poi essere collegati in serie in una "stringa". La potenza elettrica richiesta determina poi il numero di stringhe da collegare in parallelo per realizzare finalmente un generatore fotovoltaico. Il trasferimento dell'energia dal sistema fotovoltaico all'utenza avviene attraverso ulteriori dispositivi, necessari per trasformare ed adattare la corrente continua prodotta dai moduli alle esigenze dell'utenza finale. Il complesso di tali dispositivi prende il nome di BOS (Balance of System). Un componente essenziale del BOS, se le utenze devono essere alimentate in corrente alternata, è l'inverter, dispositivo che converte la corrente continua in uscita dal generatore FV in corrente alternata.

1.2 Principi fisici della cella fotovoltaica

La conversione della radiazione solare in una corrente di elettroni avviene nella cella fotovoltaica, un dispositivo costituito da una sottile fetta di materiale semiconduttore opportunamente trattata. Il materiale semiconduttore più frequentemente usato per la realizzazione dei dispositivi è il silicio monocristallino, policristallino ed amorfo.

1.2.1 Struttura del silicio

L'atomo di silicio possiede 14 elettroni, quattro dei quali occupano l'orbita più esterna che risulterebbe "piena" se ne contenesse otto elettroni. Questi elettroni sono detti elettroni di valenza e possono partecipare alle interazioni con gli altri atomi. Nella struttura cristallina l'orbita esterna viene riempita con l'aiuto di altri quattro elettroni che ogni atomo ha in comproprietà con gli atomi adiacenti.

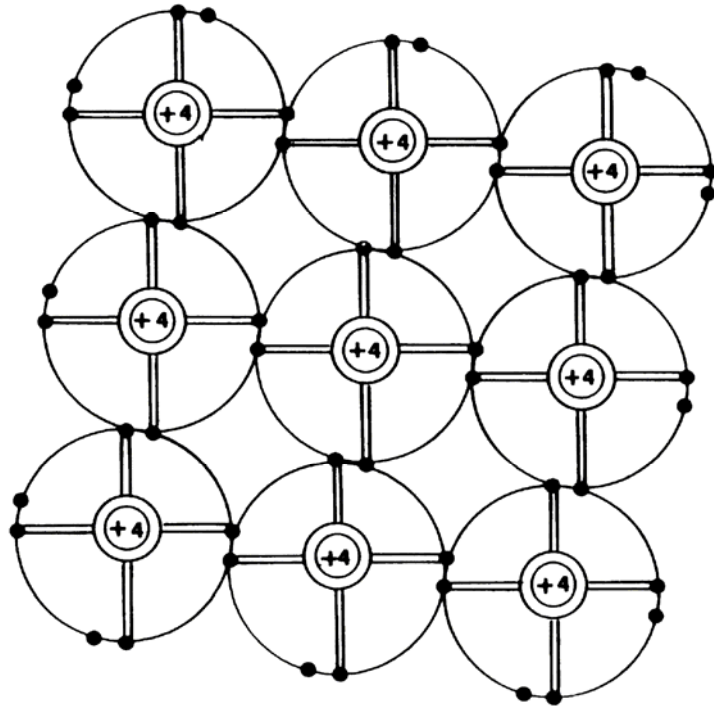


Figura 1.2-1. Atomi di silicio uniti in una struttura cristallina

Con l'ausilio della meccanica quantistica si trova che mentre gli elettroni delle orbite interne non sono in pratica influenzati dalla presenza degli atomi vicini, quelli delle orbite esterne ne risentono fortemente andandosi a sistemare su nuovi stati energetici. Questi nuovi stati energetici dovuti all'interazione fra atomi, danno luogo a bande di stati energetici, ossia ad un insieme di stati quantici molto prossimi l'uno all'altro: la banda di valenza, che è completamente occupata e nella quale gli elettroni sono strettamente legati ai rispettivi atomi, la banda di conduzione, nella quale gli atomi sono liberi di muoversi sotto l'azione di un campo elettrico e la banda proibita di ampiezza E_g , che separa la banda di valenza e quella di conduzione e che non contiene livelli energetici permessi agli atomi di silicio. Quindi la banda proibita E_g costituisce il salto energetico che un elettrone che si trova nella banda di valenza deve superare per raggiungere la banda di conduzione. L'energia necessaria per effettuare questo salto può essere fornita agli elettroni o mediante eccitazione

termica o mediante assorbimento di fotoni di opportuna energia. Sarà solo allo zero assoluto che tutti gli stati della banda di valenza sono occupati e tutti quelli della banda di conduzione vuoti. Ad ogni temperatura diversa dallo zero assoluto vi è una probabilità diversa da zero che qualunque di essi passi spontaneamente dalla banda di valenza a quella di conduzione, utilizzando per il salto la propria energia cinetica. Questa probabilità è espressa dalla relazione:

$$P(E) = \left[\exp\left(\frac{E - E_f}{KT}\right) + 1 \right]^{-1} \quad (1.2.1)$$

Ogni qual volta un elettrone salta dalla banda di valenza in quella di conduzione, rimane un livello energetico non occupato nella banda di valenza (vacanza o lacuna) ed anche quest'ultima può contribuire alla conduzione.

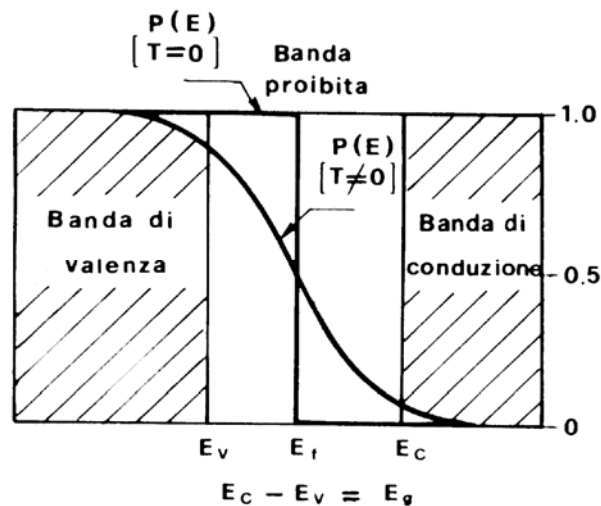


Figura 1.2-2 Probabilità dell'elettrone di trovarsi nella banda di valenza o in quella di conduzione.

Nei semiconduttori però, il moto delle cariche non è dovuto solo al campo elettrico applicato, così come avviene nei metalli, ma è presente anche una corrente cosiddetta di diffusione. La corrente di diffusione è determinata dal moto delle cariche elettriche generato da un gradiente di concentrazione degli elettroni e delle lacune.

L'espressione della corrente in un semiconduttore può essere quindi scritta analiticamente con l'espressione:

$$I = I_n + I_p = qA\mu_n n\varepsilon + qA\mu_p p\varepsilon + qAD_n \frac{dn}{dx} - qAD_p \frac{dp}{dx} \quad (1.2.2)$$

dove:

A: sezione del blocchetto di semiconduttore

Q: carica elettrone

N: concentrazione di elettroni

P: concentrazione di lacune

ε : campo elettrico

σ : conducibilità elettrica

μ_n : mobilità degli elettroni

μ_p : mobilità delle lacune

D_n : costante di diffusione degli elettroni

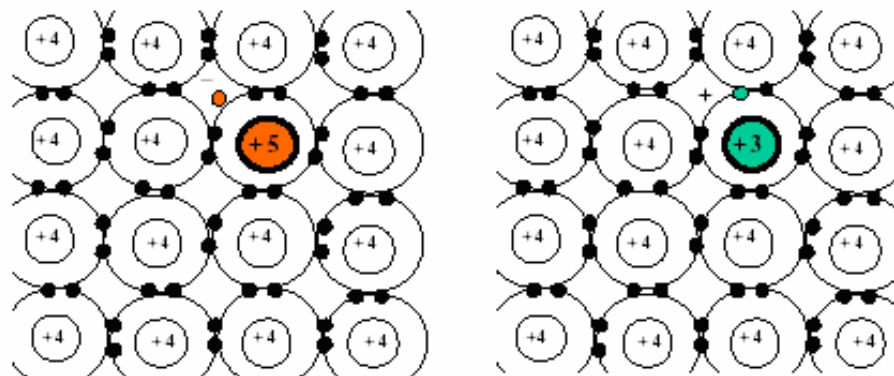
D_p : costante di diffusione delle lacune

1.2.2 Semiconduttori di tipo p e di tipo n

I cristalli di silicio possono venire “drogati”, ovvero si inseriscono nella struttura cristallina delle impurità. Degli atomi di silicio vengono sostituiti con atomi del V gruppo della tavola degli elementi (in genere Fosforo: P) detti donatori o con degli atomi del III gruppo (in genere Boro: B) detti accettori. Nel primo caso si introduce nell’orbita più esterna un elettrone in più di quelli necessari per chiudere l’orbita stessa. Questo elettrone risulta debolmente legato (frazione di eV) e quindi ha bisogno di una modesta energia per saltare in banda di conduzione. Materiali con questo tipo di conducibilità (dovuta prevalentemente a cariche negative) sono detti di tipo n.

Nel secondo caso si aumenta invece la concentrazione di lacune. Materiali con questo tipo di conducibilità (dovuta prevalentemente a cariche positive) sono detti di tipo p.

SILICIO DI TIPO N E DI TIPO P



1.2.3 La giunzione p-n

Un cella fotovoltaica è costituita dall'accoppiamento di un semiconduttore di tipo p e uno di tipo n (giunzione p-n). Attraverso la superficie di contatto dei due semiconduttori, alcuni elettroni passano dal materiale di tipo n a quello di tipo p, mentre alcune lacune si spostano in senso contrario. Il materiale di tipo n acquista così una debole carica positiva, mentre quello di tipo p diventa leggermente negativo. Intorno alla zona di confine si genera pertanto un campo elettrico diretto dal materiale di tipo n a quello di tipo p cui è associata una differenza di potenziale V_e . Questo strato impedisce ogni ulteriore diffusione nei due versi dei portatori di carica.

Connettendo il cristallo n al polo positivo di un generatore e il cristallo p a quello negativo, si rafforza il campo elettrico che si è instaurato in precedenza e che impedisce il passaggio di corrente elettrica. Se si invertono le connessioni del generatore, la corrente fluisce nel circuito. La giunzione p-n è quindi un dispositivo a senso unico perché consente il passaggio della corrente in un solo senso, dal materiale di tipo p a quello di tipo n (diodo a semiconduttore).

Quando una cella fotovoltaica assorbe una radiazione luminosa i cui fotoni relativi possiedono una energia $E = h\nu$ dove h è la costante di Plank e ν è la frequenza del fotone, se l'energia dei fotoni $h\nu$ è inferiore a E_g essi non potranno essere catturati da elettroni poiché questi verrebbero portati ad un livello energetico della banda proibita ove nessun elettrone può portarsi. Se invece $h\nu > E_g$ l'elettrone che cattura il fotone viene portato nella banda di conduzione, lasciando ionizzato (lacuna) il suo atomo originario di appartenenza. Una volta nella banda di valenza l'elettrone dissipa termicamente la quantità di energia $h\nu - E_g$ ed è libero di muoversi in tale banda. In questo caso si dice che si è verificato un processo di generazione di coppia elettrone-lacuna.

Se l'assorbimento avviene nella zona di giunzione, l'elettrone viene sospinto a causa del campo elettrico ivi presente (si ricordi che il campo elettrico ha direzione da n a p e quindi favorisce il passaggio di lacune da n a p e quello di elettroni da p a n) verso il materiale di tipo n e la lacuna verso il materiale di tipo

p. Se l'assorbimento avviene in prossimità della giunzione si ha che la lacuna raggiunge per diffusione la zona di carica spaziale e viene immediatamente portata, dal campo di giunzione, nel materiale p. Se infine, l'assorbimento avviene lontano dalla zona di giunzione, le cariche si ricombineranno dopo un certo tempo. In pratica la zona p diventa meno negativa perché ha perso degli elettroni e la zona n meno positiva perché ha perso delle lacune. Se i due cristalli sono connessi da un filo conduttore, l'equilibrio si ristabilisce mediante un flusso di elettroni dal cristallo n a quello p. L'assorbimento della radiazione luminosa provoca così una corrente elettrica continua nel filo.

GIUNZIONE P-N

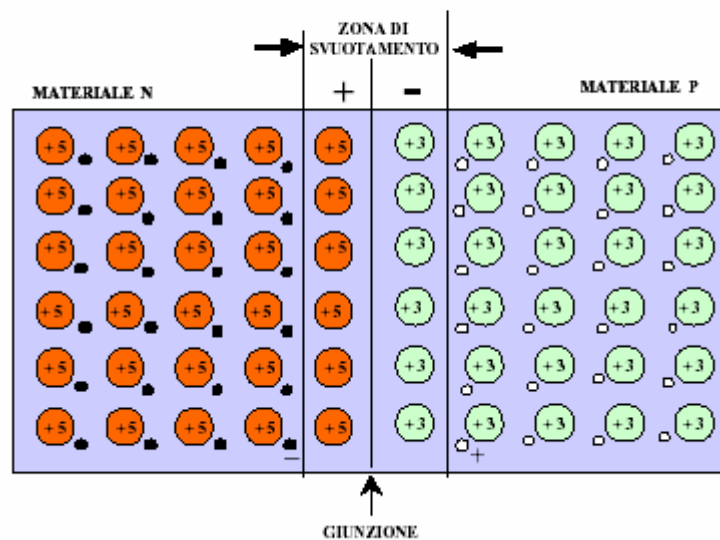
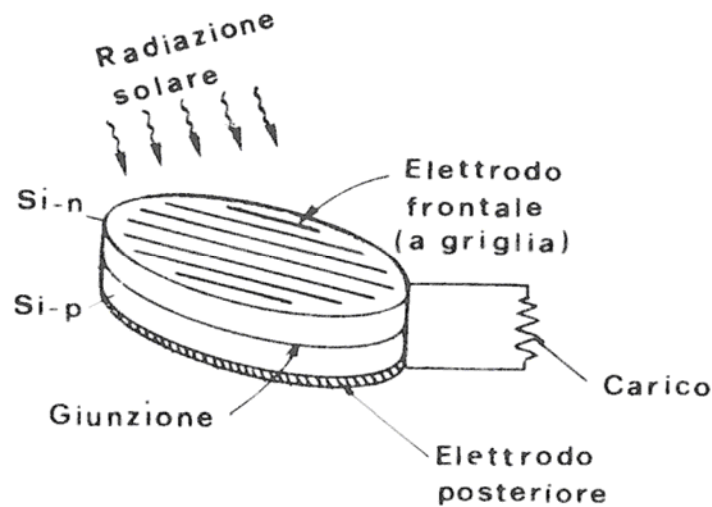


Figura 1.2-3

1.3 La cella fotovoltaica: caratteristiche elettriche

1.3.1 Circuito equivalente e curva caratteristica



Per ricavare la curva caratteristica (curva nel piano corrente-tensione) di una cella fotovoltaica e il suo circuito equivalente, si parte innanzitutto studiando il suo comportamento all'oscuro (cioè quando la cella non è illuminata). Se si alimenta con potenziale positivo V il lato p (cioè introduciamo cariche positive al lato p, o che è lo stesso cariche negative al lato n) non si ha passaggio di corrente per piccoli valori di V , perché il potenziale esterno viene contrastato dalla barriera del potenziale V_e generato dal doppio strato di cariche alla giunzione. Quando invece V tende a V_e , il dispositivo diviene un buon conduttore. La corrente è dovuta al moto di lacune entro il materiale p ed al moto di elettroni nel materiale n. Questi portatori di segno opposto si muovono verso la giunzione che ora possono attraversare visto che il potenziale esterno ha abbassato il valore del potenziale di contatto che su esso esisteva.

Se invertiamo il segno del potenziale non si può avere invece conduzione. In questo caso infatti, il potenziale esterno si somma a quello della barriera. Solo i 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 per polarizzazione inversa è estremamente modesta.

La corrente che passa sul diodo nel caso di alimentazione con potenziale V è data dalla espressione:

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{qV}{NKT}} - 1 \right) \quad (1.3.1)$$

dove q è la carica dell'elettrone, K la costante di Boltzman, T la temperatura, I_0 è una costante che dipende dalle caratteristiche dei due semiconduttori e N è un coefficiente compreso tra 1 e 2 che dipende dai fenomeni di generazione e ricombinazione che avvengono nella zona di carica spaziale (per un diodo ideale $N=1$).

La quantità $V_T = KT/q$ viene anche detta potenziale termico.

I_0 è dato dalla espressione:

$$I_0 = A_0 T^3 e^{\frac{-E_g}{KT}} \quad (1.3.2)$$

A_0 è una costante dipendente dal semiconduttore adottato.

Quando la cella viene illuminata con fotoni di frequenza $\nu > E_g/h$ la giunzione diviene una sorgente di coppie elettrone-lacuna. La tensione ai capi della cella raggiunge, 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 a quella fotogenerata. Se la cella viene chiusa su un carico esterno R , questo viene a trovarsi in parallelo rispetto alla giunzione della cella;

la corrente fotogenerata si suddivide dunque fra il carico e la giunzione. Il circuito equivalente della cella è:

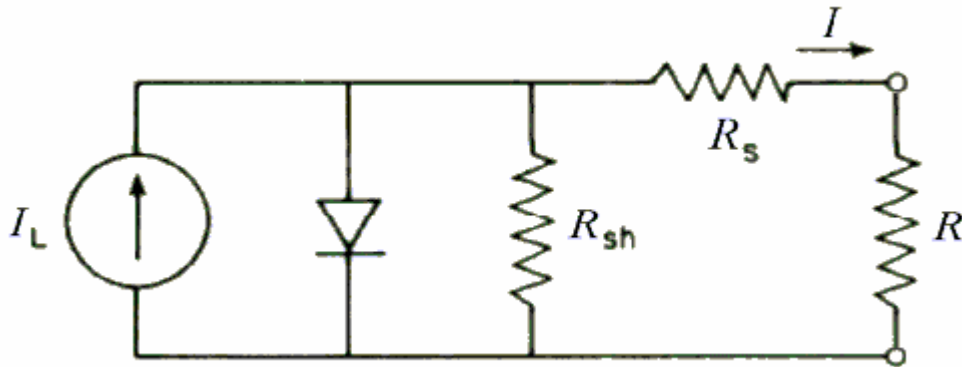


Figura 1.3-1 - Circuito equivalente di una cella fotovoltaica.

La corrente I_L è quella generata dalla luce, la sua intensità è proporzionale al numero dei fotoni con $\nu > E_g/h$.

$$I_L \propto \text{Irraggiamento} \quad (1.3.3)$$

I_D è la corrente che attraversa la giunzione della cella, la sua espressione è data dalla (1.3.2).

I è la corrente che fluisce nel carico. R_s , è la resistenza parassita della cella e comprende la resistenza dei due strati di materiale che costituiscono la cella e la resistenza ohmica dei contatti stessi. La resistenza R_{sh} , detta resistenza di shunt, rappresenta tutte quelle perdite dovute alle correnti di dispersione che si verificano all'interno della cella.

L'equazione caratteristica della cella illuminata diviene dunque:

$$I = I_L - I_0 \left(e^{\frac{q(V+IR_S)}{NkT}} - 1 \right) - \frac{V + IR_S}{R_{Sh}} \quad (1.3.4)$$

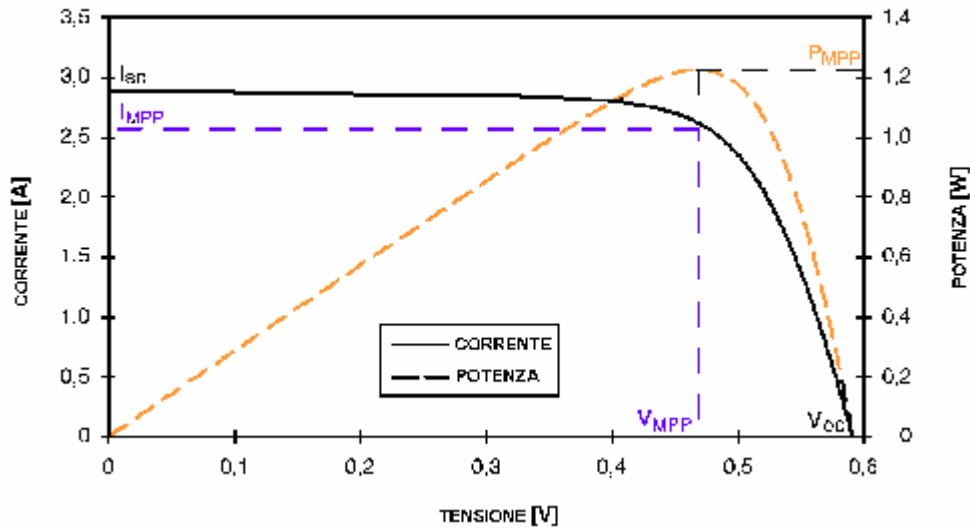


Figura 1.3-2 - Andamento tipico della curva caratteristica per una cella illuminata.

Se come spesso accade R_s e R_{Sh} sono trascurabili, V coincide col potenziale V_R che la cella trasmette al carico.

La corrente I_{CC} , per $V = 0$, è detta corrente di corto circuito, ed è la massima corrente che la cella può erogare fissata la illuminazione, ed è data dalla espressione ottenuta dalle (1.3.4):

$$I_{CC}(t) = I_L(t) - I_0(T) \left(e^{\frac{qI_{CC}(t)R_S}{NkT(t)}} - 1 \right) - \frac{I_{CC}(t)R_S}{R_{Sh}} \quad (1.3.5)$$

In condizioni normali risulta che $R_s \ll R_{Sh}$ e che l'esponente dell'esponenziale è molto minore di uno, perciò il terzo termine della (1.3.5) può essere trascurato e l'esponenziale può essere approssimato mediante la sua serie esponenziale arrestata al 1° ordine, cioè come $e^x \approx 1 + x$. Allora la (1.3.5) diventa:

$$I_{CC}(t) \approx I_L(t) \frac{nkT(t)}{nkT(t) + qI_0R_s} \quad (1.3.6)$$

e quindi ricavando I_L si ottiene:

$$I_L(t) \approx I_{CC}(t) \left[1 + \frac{qI_0R_s}{nkT(t)} \right] \quad (1.3.7)$$

Il secondo termine dentro parentesi quadra della (5.1.3), può essere trascurato rispetto ad uno. Infatti la resistenza R_s in condizioni di corto circuito è insignificante e I_0 misurato per $T = 300K$, $E_g = 1,1eV$ e $R_s = 0,1247\Omega$ è dell'ordine $1,5 \cdot 10^{-10}$. Quindi si ottiene:

$$I_L(t) \approx I_{CC}(t) \quad (1.3.8)$$

Quindi per la (1.3.3) I_{CC} è proporzionale all'irraggiamento.

V_{OC} è invece la differenza di potenziale ai capi della cella per $I = 0$, cioè a circuito aperto.

Risolvendo la (1.3.4) per $I=0$ e per R_s e R_{sh} praticamente trascurabili, si trova:

$$V_{OC} = NV_T \ln \frac{I_L + I_0}{I_0} \quad (1.3.9)$$

Nelle figure riportate in seguito si può osservare come varia la curva caratteristica di una cella fotovoltaica al variare della illuminazione (figura 1.3-3) e al variare della temperatura (figura 1.3-4).

La tensione a vuoto V_{0C} presenta valori prossimi a quello massimo anche per bassissimi valori di radiazione solare. L'unico modo quindi di evitare tensioni ai morsetti di un generatore fotovoltaico è quello di oscurarne totalmente la superficie captante.

Quando aumenta la temperatura della cella si registra una diminuzione della tensione a vuoto V_{0C} in ragione di circa $2,3\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ e congiuntamente, un aumento della corrente di cortocircuito I_{CC} pari a circa $0,2\%/^{\circ}\text{C}$. I due fenomeni benché di segno opposto si traducono in pratica in una diminuzione della potenza resa al punto di massima potenza, valutabile intorno al 6-7% per ogni aumento di 10°C della temperatura delle celle.

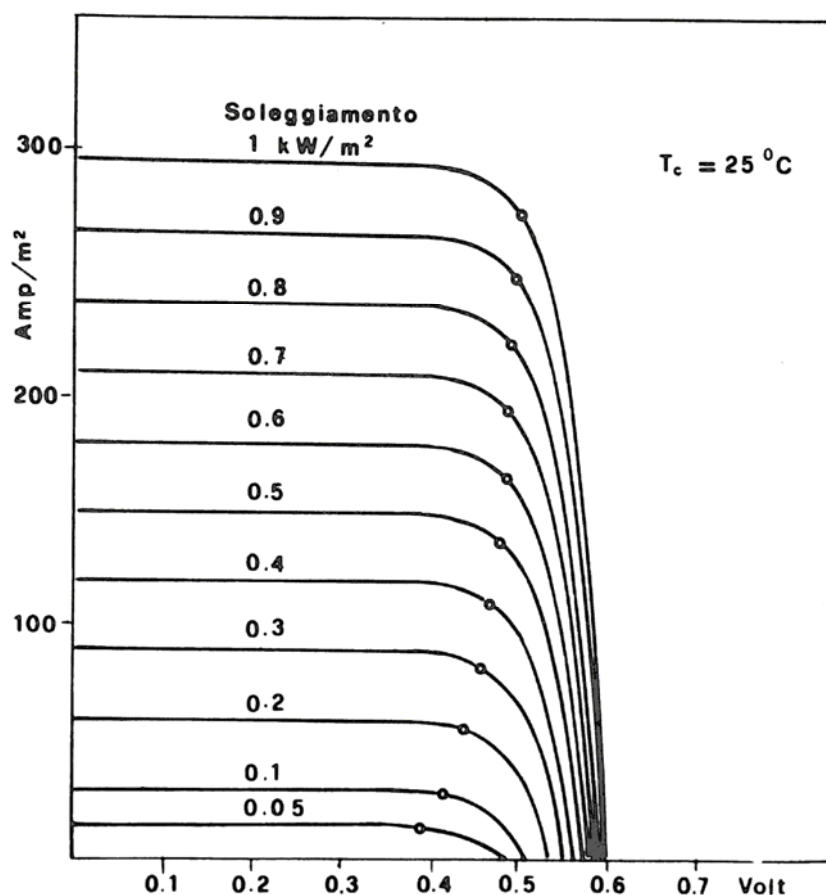


Figura 1.3-3 – Variazione della curva caratteristica in funzione della radiazione incidente.

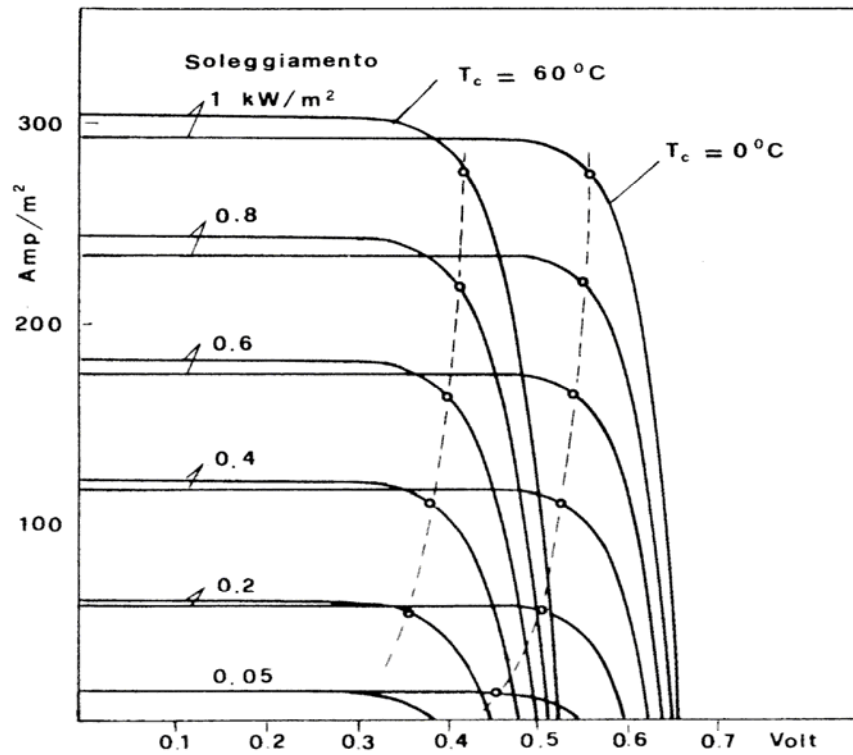


Figura 1.3-4 – Variazione della curva caratteristica in funzione della temperatura.

1.3.2 Celle in serie

Il circuito equivalente di n celle in serie è mostrato in figura:

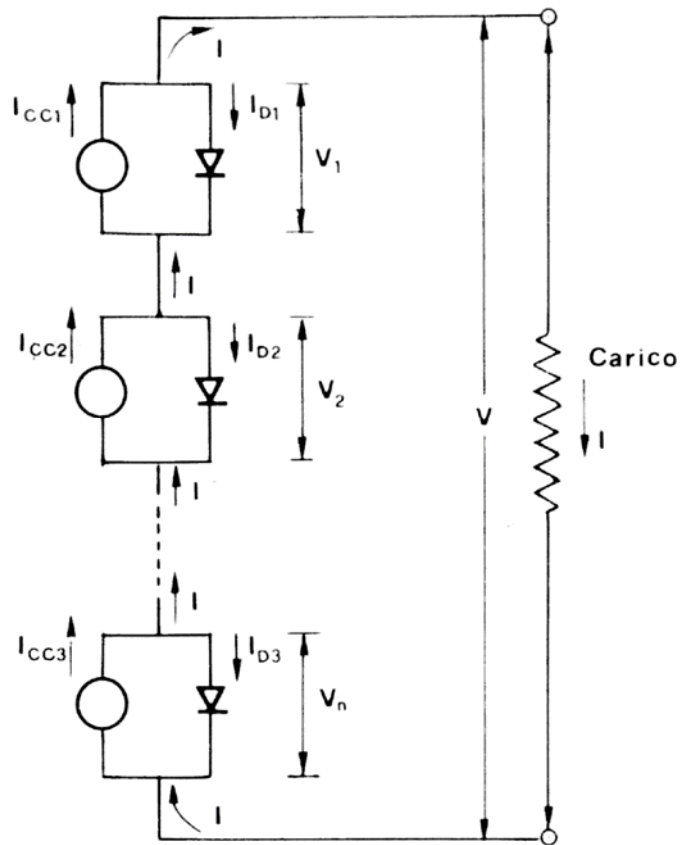


Figura 1.3-5 – Circuito equivalente di n celle in serie

La equazione di continuità della corrente (secondo principio di Kirckoff) impone che la corrente I erogata da ogni cella verso l'esterno sia la stessa per tutte le celle della serie. Tuttavia solo nel caso che tutte le celle siano identiche risulteranno fra di loro identiche anche tutte le I_{cc_i} da un lato e dall'altro tutte le I_{D_i} . Analogamente, le varie tensioni V_i che si sommano a dare la tensione V al carico, saranno tra di loro uguali solo nel caso che le celle siano tra di loro identiche e si trovino nelle stesse condizioni di illuminazione e temperatura.

Analiticamente deve aversi, supponendo N (idealità della cella) = 1:

$$V = \sum V_T \ln \left(\frac{I_{CCi} - I + I_{0i}}{I_{0i}} \right) \quad (1.3.10)$$

Questa equazione è notevolmente complicata, e diviene ragionevole da usare solo nei due casi estremi di celle fra di loro praticamente uguali come caratteristiche e come illuminazione.

Possiamo ricavare graficamente la caratteristica della serie.

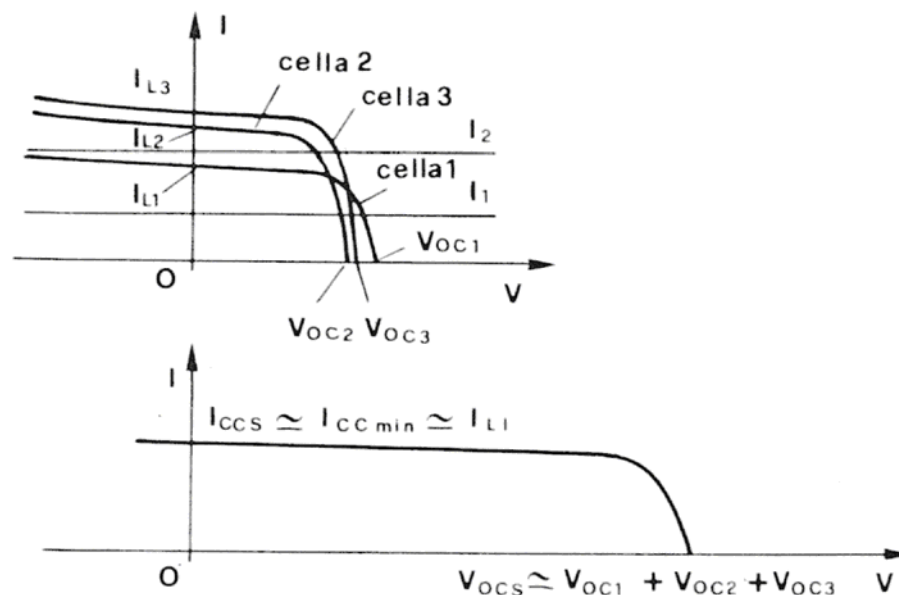


Figura 1.3-6 – Curva caratteristica della serie di celle.

Per ogni valore della corrente, si traccia una retta orizzontale ($I=\text{cost}$): la tensione della serie è pari alla somma delle tensioni erogate separatamente dalle tre celle per quel valore di corrente. Quando alla serie di celle viene richiesta una corrente I maggiore della corrente di corto circuito della cella con caratteristica più bassa, quest'ultima ovviamente non è in grado di erogare tale corrente. Si noti tuttavia che la retta orizzontale corrispondente alla situazione

$I_2 = \text{cost}$ interseca la caratteristica della cella a bassa corrente di corto circuito nel secondo quadrante. In tale quadrante la cella in oggetto funziona da carico e non da generatore. La tensione ai suoi capi si è infatti invertita di segno mentre la corrente non ha cambiato segno.

Nel caso riportato in figura, se viene richiesta in uscita una corrente I_2 , la tensione in uscita sarà pari alla somma delle tensioni erogate dalle singole celle meno la tensione sulla cella che funziona da carico, se tale somma risulta positiva è ancora possibile che la corrente I_2 venga erogata dalla serie di celle. In tale caso la cella contropolarizzata funzionando da carico può assorbire anche una potenza considerevole ed il riscaldamento che in essa ha luogo per effetto Joule può danneggiare non solo la cella ma anche il materiale plastico utilizzato per inglobarla. La tensione di rottura della cella viene detta tensione di breakdown, tale tensione oscilla per le celle commerciali tra i 20 e i 50V, considerando che ogni cella può fornire una tensione intorno a 0,5V, saranno necessarie da 40 a 100 celle in serie perché si abbia il fenomeno del breakdown della cella contropolarizzata, quindi nei normali pannelli (che hanno circa 36 celle in serie) questo non avviene.

In sintesi si può dire che una serie di celle ha un comportamento qualitativamente simile a quello di una singola cella che abbia tensione a circuito aperto (per $I = 0$) pari alla somma delle tensioni a circuito aperto delle singole celle, e una corrente in corto circuito praticamente coincidente con la corrente di corto circuito della cella che eroga la corrente più bassa.

$$V_{0CS} \cong \sum_i V_{0Ci}$$

$$I_{CCS} \cong (I_{CCi})_{\text{minima}}$$

Ove il pedice s indica che ci si riferisce alla corrente e alla tensione della serie di celle.

Pertanto solo nel caso di celle identiche fra loro una serie di n celle eroga una potenza uguale alla somma delle potenze erogate dalle singole celle; in generale invece, la serie eroga una potenza uguale a n volte quella erogata dalla cella di potenza minima.

Se supponiamo ora che una delle celle della serie costituita da celle identiche venga oscurata, l'equazione caratteristica della cella ideale diviene:

$$I = -I_0(e^{\frac{V}{V_T}} - 1) \quad (1.3.11)$$

si ha cioè la caratteristica di un normale diodo a semiconduttore.

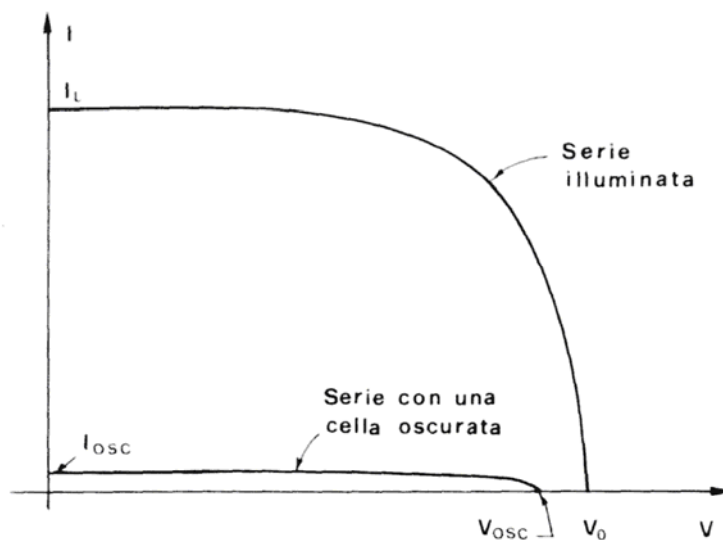


Figura 1.3-7 – Curva caratteristica di celle in serie nel caso una cella sia oscurata.

Per quanto precedentemente visto, si ha che la corrente di tutta la serie viene ridotta al valore I_0 .

Dunque basta oscurare una sola delle celle di una serie per ridurre a valori trascurabili la corrente erogata dall'intera serie. Anche la potenza erogata dalla serie diviene così trascurabile.

1.3.3 Celle in parallelo

Il circuito equivalente di n celle in parallelo è mostrato in figura:

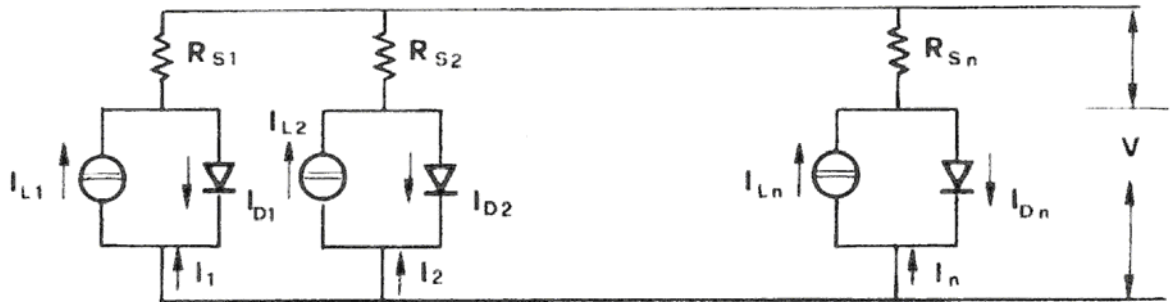


Figura 1.3-8- Circuito equivalente di celle in parallelo.

Per ciascuna delle celle si può scrivere l'equazione;

$$I_i = I_{CCi} - I_{0i} \left(e^{\frac{V}{V_T}} - 1 \right) \quad (1.3.12)$$

dove V è la tensione comune a tutte le celle del parallelo. Sommando membro a membro si ottiene:

$$I_i = \sum I_{CCi} - \sum I_{0i} \left(e^{\frac{V}{V_T}} - 1 \right) \quad (1.3.13)$$

ovvero, esplicitando rispetto a V :

$$V = V_T \ln \frac{\sum I_{CCi} - I + \sum I_{0i}}{\sum I_{0i}} \quad (1.3.14)$$

Queste ultime due equazioni rappresentano l'equazione caratteristica della parallelo delle n celle. Essa è analoga all'equazione di una singola cella che abbia come corrente di saturazione inversa la somma delle correnti di saturazione inversa ($\sum I_{0i}$), e come corrente di corto circuito la somma delle correnti di corto circuito delle singole celle. La tensione a vuoto si ottiene analiticamente ponendo $I=0$ nella equazione (1.3.10), oppure per via grafica analogamente a quanto fatto per le celle in serie.

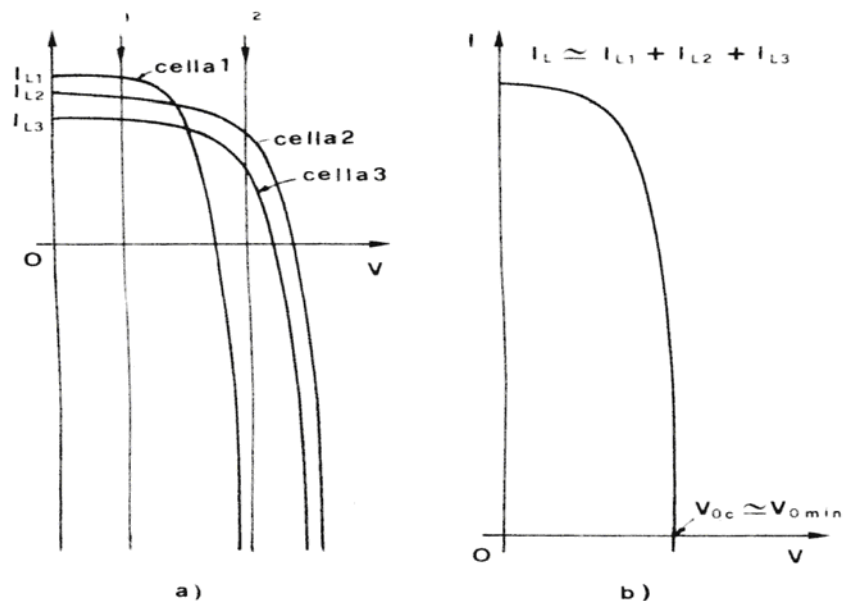


Figura 1.3-9 – Curve caratteristiche di 3 celle singole (a). Curva caratteristica delle 3 celle collegate in serie (b).

Come si può osservare, il parallelo ha una caratteristica analoga a quella di una singola cella che abbia come corrente di corto circuito la somma delle correnti di

corto circuito delle singole celle, e come tensione a circuito aperto una tensione prossima a quella della cella a più bassa tensione di corto circuito aperto.

Nel caso di celle identiche tra di loro in cui una di esse sia oscurata, viene a mancare il contributo della corrente generata dalla cella oscurata, mentre resta il suo contributo negativo della sua corrente di diodo. In questo caso la curva caratteristica dell'intero parallelo diviene:

$$I = (n - 1)I_{CC} - (n - 1)I_0 \left(e^{\frac{V}{V_T}} - 1 \right) \quad (1.3.15)$$

dalla quale si può concludere che quando una cella è oscurata, il parallelo di n celle si comporta come il parallelo di n-1 celle illuminate.

Il funzionamento in parallelo è quindi meno drasticamente influenzato dalla uscita di servizio di una cella di quanto non accada per la configurazione in serie. Tuttavia, la configurazione in parallelo presenta due notevoli inconvenienti; se le celle vengono messe tutte in parallelo, la corrente è notevolmente elevata, di conseguenza si deve cablare con collegamenti di notevole sezione. Inoltre la tensione di uscita del parallelo è dell'ordine di mezzo Volt, e quindi inadeguata ai fini della maggior parte delle applicazioni.

1.4 Tecnologia del silicio

Il silicio è uno degli elementi più abbondanti nel nostro pianeta, esso è in particolare il principale componente della sabbia, costituita per oltre il 90% da ossido di silicio (SiO₂). Questo è uno degli elementi a favore della cella al silicio rispetto a celle realizzate con altri tipi di semiconduttori (CdS, GaAs, Si₂+C, Si+3HCl).

Il silicio può essere suddiviso in funzione del suo grado di purezza in:

- 1) Silicio metallurgico, con purezza dell'ordine del 98%, che viene ottenuto a partire dalla silice per riduzione nei forni ad arco, il suo costo è di 0,35 – 0,40 euro/Kg.
- 2) Silicio di grado solare (ottenuto dagli scarti del silicio di grado elettronico), con contenuto di impurezze di 10^{-5} – 10^{-6} e costo di 10euro/Kg.
- 3) Silicio policristallino purissimo, cosiddetto di grado elettronico, con concentrazione di impurezze 10^{-8} . Il suo costo è di circa 35 – 40 euro/Kg.
- 4) Silicio monocristallino. Il cui costo è di circa 75 euro/Kg.

La tecnologia di purificazione oggi quasi esclusivamente usata si basa sul cosiddetto *processo Siemens*, che consiste nel trasformare il silicio metallurgico in clorosilano che viene poi purificato per distillazione frazionata. Questo processo avviene in forni ad alta temperatura (1100°C) con forti consumi di energia.

Per il tiraggio del monocristallino a partire dal silicio policristallino di grado elettronico, viene generalmente utilizzato il *metodo Czochralski*. In un crogiolo di quarzo o di grafite contenente silicio fuso, viene immerso un “seme” di silicio cristallino in lenta rotazione. Il seme cristallino viene poi lentamente estratto verticalmente. Controllando la velocità di estrazione, si regola il diametro del lingotto di monocristallino, che viene poi tirato fino alla lunghezza dell'ordine del metro. Poiché la miscibilità delle impurezze nel silicio diminuisce passando dalla fase liquida a quella solida, il lingotto monocristallino è generalmente più puro del silicio policristallino di partenza: mentre una maggiore concentrazione di impurezze si trova in coda. Il lingotto viene quindi rettificato in forma cilindrica e tagliato a fette mediante sega circolare con lama diamantata. Durante questo stadio della lavorazione viene sciupato circa il 50% del materiale, causando un aumento di costo di circa un fattore 3. L'elevato costo del silicio monocristallino è troppo elevato per l'industria fotovoltaica. Fortunatamente per realizzare una cella fotovoltaica è sufficiente una fetta assai

meno pura di quelle necessarie per i componenti elettronici convenzionali, un contenuto di impurezze di $10^{-5} - 10^{-6}$ (silicio di grado solare) sarebbe sufficiente. L'industria delle celle solari utilizza sostanzialmente gli scarti di produzione del silicio per l'industria elettronica.

1.4.1 Fabbricazione della cella

Per fabbricare la cella, la fetta viene prima trattata con decapaggio chimico al fine di eliminare eventuali asperità superficiali e poi sottoposta al processo di formazione della giunzione p-n, che come viste si effettua tramite drogaggio.

Per drogare il silicio ed ottenere così un materiale della resistività voluta, si aggiunge al silicio fuso il drogante nella concentrazione opportuna.

Più complesso è il procedimento per realizzare giunzioni nelle fette di silicio. Il metodo generalmente adottato è quella della diffusione in fase vapore.

Le fette di silicio vengono introdotte in un forno a temperatura controllata e sufficientemente alta e che contiene un gas saturo della sostanza drogante. Le molecole di drogante grazie alla loro energia cinetica penetrano all'interno delle fette di silicio realizzando l'operazione di drogaggio; la concentrazione del drogante nelle fette di silicio e la profondità cui esso penetra dipende dalla temperatura e dal tempo durante il quale le fette vengono lasciate all'interno del forno. I droganti del silicio adoperati in pratica sono il boro, quale drogante di tipo p, ed il fosforo, quale drogante di tipo n. Quindi la giunzione si realizza usando come materiale di partenza del silicio di tipo p, drogato ad esempio con boro, e facendo diffondere gli atomi di fosforo per uno spessore controllato all'interno delle fette.

1.4.2 Le celle commerciali

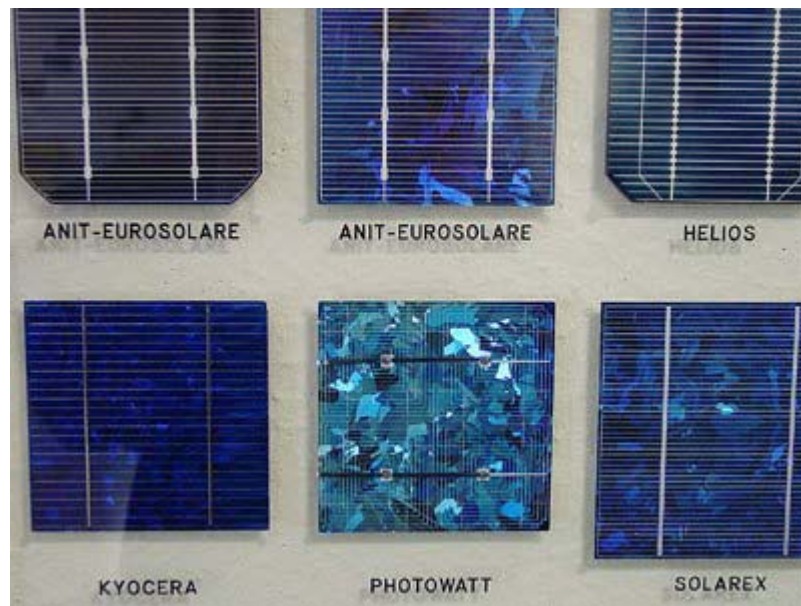


Figura 1.4-1- Alcune delle celle fotovoltaiche in commercio.

La tipica cella fotovoltaica è costituita da un sottile wafer, di spessore di 0,25 – 0,35 mm, di silicio mono o policristallino, opportunamente drogato. Essa è generalmente di forma quadrata e di superficie pari a circa 100 cm², (sino a 225) e si comporta come una minuscola batteria, producendo, nelle condizioni di soleggiamento standard (1kW/mq) e a 25°C, una corrente di 3A, con una tensione di 0,5V, quindi una potenza di 1,5Watt.

L'attuale processo di fabbricazione delle celle si basa sull'utilizzo di silicio:

- monocristallino dell'industria elettronica
- policristallino ottenuto dalla fusione degli scarti dell'industria elettronica, solidificazione direzionale e riduzione del lingotto in fette.

In passato, i piccoli ma sempre crescenti volumi di produzione caratteristici dell'attuale fase di sviluppo dell'industria fotovoltaica, sono stati perfettamente compatibili con la quantità, ovviamente limitata, di tali materiali di scarto. Però per offrire un contributo veramente significativo alla produzione di energia elettrica totale, il fotovoltaico deve raggiungere volumi di produzioni enormemente superiori agli attuali e assolutamente non compatibili con la

dipendenza da un materiale prodotto da altre industrie e per altri scopi. L'industria fotovoltaica avrà bisogno di materia prima per le celle, a basso costo, in grandi quantità, preparato espressamente per la produzione delle celle.

Per il trasferimento dell'energia elettrica al carico esterno, è necessario dotare la cella (formata come visto da una giunzione p-n) di due contatti metallici, uno su ciascuna faccia. Questi contatti sono ottenuti per evaporazione sotto vuoto di opportuni metalli ed effettuando successivi trattamenti termici (alcune centinaia di gradi) per creare una buona adesione del metallo al silicio.

Mentre la metallizzazione posteriore copre tutta la faccia, quella frontale deve avere una particolare configurazione geometrica, che consenta un buon compromesso tra trasparenza alla luce incidente e basso valore della resistenza serie. Questa configurazione viene ottenuta mediante l'uso di una opportuna maschera. Questa fase della lavorazione è tutt'oggi molto costosa e rappresenta uno degli ostacoli alla produzione su vasta scala.

Il passo successivo consiste nella deposizione dello strato antiriflettente. Si usa di solito ossido di tantalio (indice di rifrazione 2,2) evaporato sotto vuoto fino a uno spessore di 0,70 micron. L'ultima fase della lavorazione rappresenta il montaggio delle celle in moduli.

1.4.3 Efficienza delle celle fotovoltaiche

L'efficienza di una cella commerciale al silicio è compresa tra il 13% e il 16%. I motivi di tale bassa efficienza sono molti e possono essere classificate in quattro categorie:

- *Inefficienza di penetrazione dei fotoni all'interno della cella.* Infatti in parte vengono riflessi sulla superficie della cella e in parte vengono intercettati dall'elettrodo frontale. Per limitare tale inefficienza la cella viene rivestita con del materiale di indice di

rifrazione intermedio tra quello del silicio e quello dell'aria (ad es. ossidi di silicio o di tantalio).

- *Inefficienza di conversione dell'energia dei fotoni in energia della coppia elettrone-lacuna.* I fotoni sotto soglia, per cui $h\nu < E_g$, non possono produrre una coppia elettrone lacuna, mentre per i fotoni sopra soglia, la coppia elettrone-lacuna dissipa termicamente l'eccesso di energia $h\nu - E_g$. In quanto segue faremo riferimento allo spettro solare AM1 (Air Mass One), cioè lo spettro solare quale si ha per sole allo Zenit a livello del mare e atmosfera standard (pressione totale 760mmHg, ozono 2,8mmHg, concentrazione d'acqua precipitabile 20mmHg). Per il silicio a temperatura ambiente $E_g = 1,12\text{eV}$ e quindi i fotoni sotto soglia sono tutti quelli che hanno una lunghezza d'onda $\lambda > hc/E_g = 1,15 \mu\text{m}$, dove che $v\lambda = c$. Quindi solo il 75% dello spettro solare risulta utile alla generazione di coppie elettrone-lacune, e di questo 75% il 42% , che è l'eccesso di energia $h\nu - E_g$, viene dissipato termicamente.

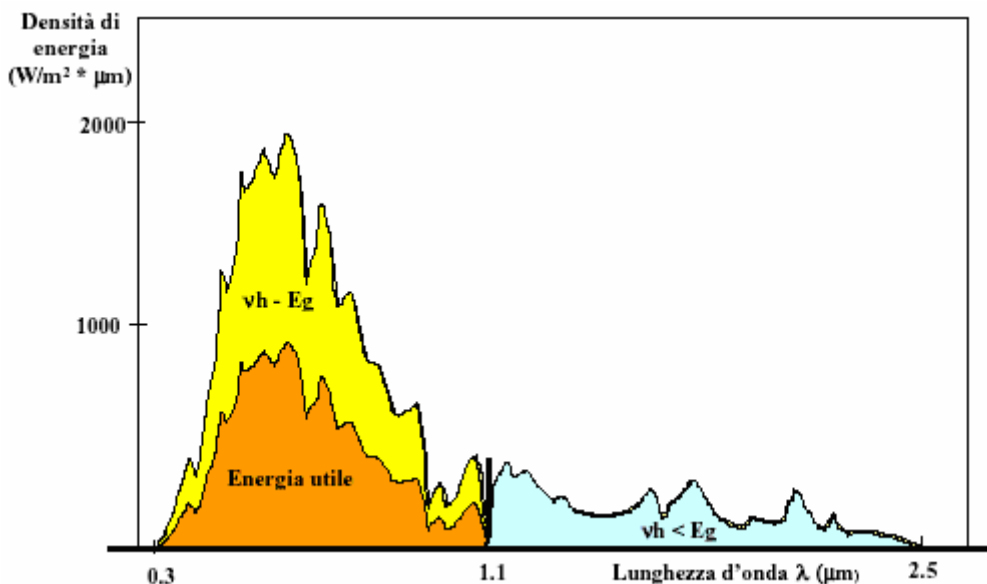
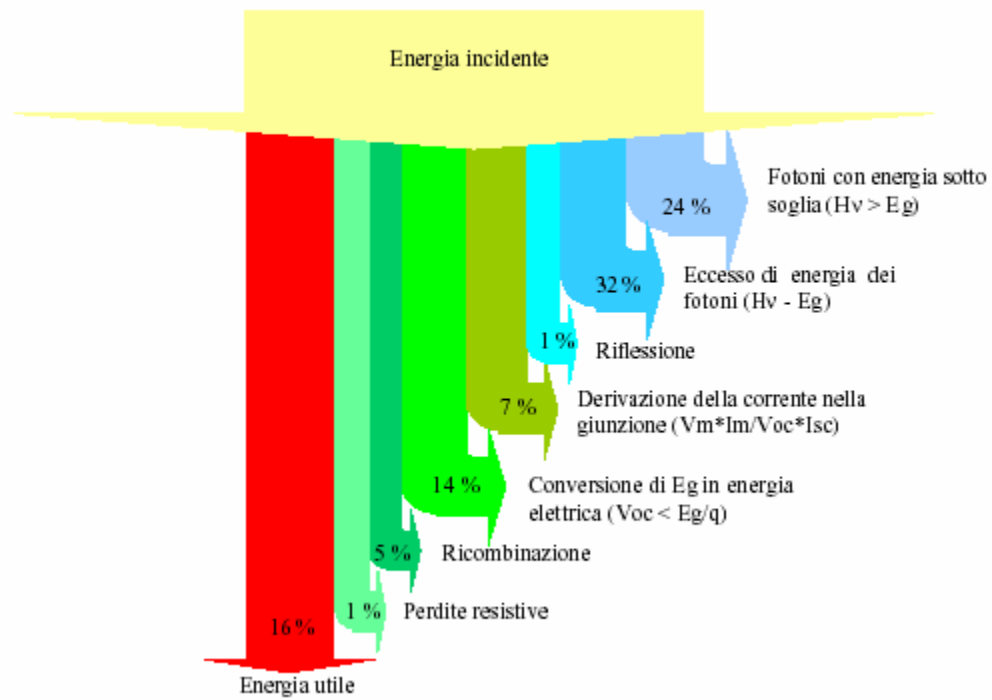


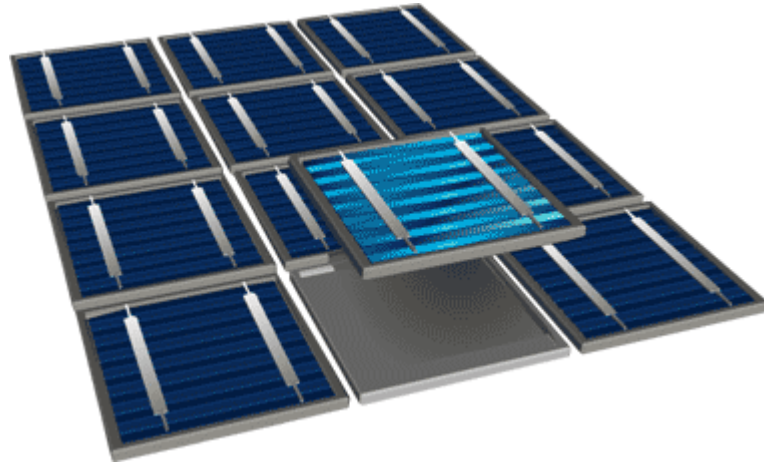
Figura 1.4-2- Spettro della radiazione solare: l'energia utile è quella convertita in energia elettrica dalla cella fotovoltaica.

- *Inefficienza di conversione dell'energia posseduta dalle coppie elettrone-lacune in energia elettrica.* Questo avviene a causa della ricombinazione di alcune coppie elettrone-lacuna che avviene prima della separazione del campo elettrico di giunzione (fenomeno che dipende dalla purezza del silicio) e a causa della insufficiente energia potenziale delle coppie che vengono separate ai fini della conversione in energia elettrica., sicché la tensione a vuoto V_{OC} risulta inferiore ad E_g/q , chiameremo queste perdite “fattore qV_{OC}/E_g ”. Il fattore qV_{OC}/E_g dipende dalla qualità e dalla quantità del drogaggio ed è dell'ordine dello 0,70.
- *Inefficienza di trasferimento al carico della energia fotoelettrica prodotta.* Questa inefficienza è dovuta alla necessaria partizione della corrente I_L fra il carico e il diodo interno alla cella. La condizione di lavoro ottimale è quella in cui risulta massimo il prodotto VI , in questo caso infatti risulta massima la potenza. Il rapporto $VI/V_{OC}I_{CC}$ è detto “fill factor” e nelle normali celle vale intorno allo 0,75.

L'EFFICIENZA DELLA CELLA



1.4.4 Il modulo fotovoltaico



Il modulo è formato da un numero di celle collegate in serie, che assume generalmente valori standard: 36,64,72 a cui corrispondono dimensioni di circa di 1x0,5m, 0,8x0,8m, 1x1m. Le celle sono ricoperte anteriormente con un vetro temprato di circa 4mm di spessore che assolve la funzione di permettere il passaggio della luce e di proteggere la parte attiva. Le caratteristiche meccaniche del vetro superiori devono essere tali da assicurarne la calpestabilità reggendo il peso di una persona senza deformazioni apprezzabili. Devono inoltre essere tali da resistere a condizioni meteorologiche particolarmente severe rappresentate anche dagli urti in seguito alla caduta di grandine di grosse dimensioni. La capacità di essere attraversato dalla luce solare è molto superiore a quella dei normali vetri in commercio, in modo da non pregiudicare il rendimento complessivo del modulo; per raggiungere tale risultato i costruttori ricorrono a particolari composizioni con basso contenuto di ferro.

Tra il vetro e le celle fotovoltaiche viene interposto un sottile strato di vinil-acetato di etilene (EVA) trasparente, al triplice scopo di evitare un contatto diretto tra celle e vetro, eliminare gli interstizi che si formerebbero a causa della superficie non perfettamente liscia delle celle ed isolare elettricamente la parte attiva dal resto del laminato.

Sul retro delle celle viene posto un ulteriore foglio di EVA, con funzioni analoghe a quello utilizzato anteriormente. A chiusura del sandwich realizzato, viene in genere utilizzato un foglio di Tedlar (in genere di color bianco), eventualmente rinforzato con fogli metallici e polimerici, o un altro vetro con caratteristiche meccaniche e trasmissive inferiori a quelle previste per il vetro anteriore: un modulo realizzato in questo modo viene chiamato a *doppio vetro*.

Una variante architettonica del doppio vetro è adoperata quando i moduli fotovoltaici sostituiscono in modo anche parziale, i tamponamenti esterni degli edifici; in questo caso si deve ricorrere a moduli con bassa trasmittanza termica e si realizza tecnicamente applicando un altro strato di vetro al retro del modulo, lasciando una adeguata intercapedine di aria che funge da isolante termico.

Sul bordo dei moduli può poi essere presente o meno una cornice la quale è generalmente realizzata in alluminio anodizzato e incollata al sandwich con gomma siliconica.

I collegamenti elettrici con l'esterno avvengono nella maggior parte dei casi all'interno delle cassette di terminazione stagne (grado di protezione IP65) dotate di passacavi ed applicate con gomma siliconata sul retro dei moduli. Nelle cassette sono disponibili le polarità positiva e negativa ed i diodi di bypass, il cui scopo è di impedire, qualora la potenza dei singoli moduli della stringa non siano bilanciati, gli squilibri di tensione tra i moduli stessi che possono provocare seri danni al modulo.

Nella tabella che segue si riportano alcuni dati riguardo alle caratteristiche dei moduli prodotti da diverse società.

1.4.4.1 Efficienza dei moduli

L'efficienza di conversione dei moduli fotovoltaici al silicio monocristallino è dell'ordine del 13-14%, mentre realizzazioni speciali di laboratorio hanno raggiunto valori del 23% per i moduli e 25% per le singole celle. I valori di efficienza dei moduli al silicio policristallino si attestano tipicamente intorno al

12%. Anche in questo caso esemplari realizzati in laboratorio raggiungono valori di efficienza pari al 20%. Per quanto riguarda i moduli al silicio amorfo i valori dell'efficienza sono pari al 7 - 8% su superfici che vanno da 0,5 a 1 m². A livello di laboratorio e su superfici più piccole vengono realizzate celle con efficienza pari al 14%.

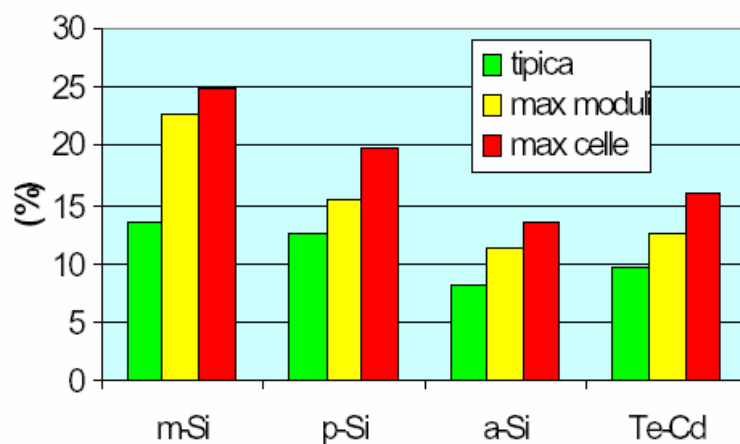


Figura 1.4-3 – Efficienza tipica e massima dei moduli ed efficienza massima delle celle (fonte pubblicazioni Enea)

Marca	Modello	C	Si	Nc	P _M [W]	V _M [V]	I _M [A]	V _{OC} [V]	I _{SC} [A]	h x l x p [mm]	W [kg]	η [°]	Appr.
Kyocera	KC 70	J	P	36	70	16,9	4,14	21,5	4,35	865x652x54	7	12,7	B.F
	KC 120	J	P	72	120	16,9	7,10	21,5	7,45	967x962x52	11,9	12,9	B.F
Photowatt	PW 500	F	P	36	52	17,3	3,00	21,9	3,30	1007x462x24	5,5	11,2	B.F
	PW 750	F	P	36	80	17,3	4,60	21,9	5,00	1237x556x24	7,8	11,6	B.F
	PW 1000	F	P	72	105	34,6	3,05	43,2	3,15	1335x673x25	10,5	11,7	B.F
Pilkington	OPT 72 Ha	D	P	72	94	34,2	2,75	42,6	2,82	1320x700x10	20	10,2	A.F.N
	OPT 72 Hx	D	P	72	125	35,7	3,50	42,1	3,90	1480x780x10	25	10,8	A.F.N
	OPT 144 H	D	P	144	250	71,4	3,50	84,2	3,90	2160x1000x10	48	11,6	A.F.N
S.-Gobain	Prosol 180	D	P	72	240	33,8	7,02	42,1	7,40	1880x980x10	38	13	B.F
Schuco	S 300	D	P	144	288	66,6	4,32	84,0	4,55	2152x1252x93	49	10,7	A
Shell Solar	RSM 50	NL	P	36	48	17,0	2,80	21,7	3,10	1006x478x62	5,9	10	B
	RSM 75	NL	P	36	73	17,0	4,30	21,4	4,60	1220x580x62	10,1	10,3	B
	RSM 90	NL	P	72	88	33,5	2,60	43,0	2,90	1328x710x62	12,5	9,7	B.F
	RSM 100	NL	P	72	98	34,0	2,80	43,4	3,10	1328x710x62	12,5	10,4	B
Siemens	SM 46	US	M	30	46	14,6	3,15	18,0	3,35	1083x329x34	4,6	11,2	B.E.L.M
	SM 55	D	M	36	55	17,4	3,15	21,7	3,40	1293x329x34	5,5	12,9	A.B.E.F
	SP 75	US	M	36	75	17,0	4,40	21,7	4,80	1200x527x34	7,6	11,9	A.B.F
	SM 100	D	M	72	100	17,0	5,90	21,0	6,50	1316x660x40	11,5	11,5	A.B.E.F
	SM 110	D	M	72	110	17,5	6,30	21,7	6,90	1316x660x40	11,5	12,7	A.B.E.F

Leggenda:

C Paese di origine del modello (molti Costruttori assemblano i moduli in diverse sedi nel mondo per ragioni di economia ed area-marketing)

Si tipo di silicio utilizzato per le celle che compongono il modulo (M = mono, P = poli, A = amorfio)

N_C numero di celle che compongono il modulo

P_M potenza massima riferita alle condizioni STC

V_M tensione nel punto di massima potenza riferita alle condizioni STC

I_M corrente nel punto di massima potenza riferita alle condizioni STC

V_{OC} tensione a vuoto riferita alle condizioni STC

I_{SC} corrente di corto circuito riferita alle condizioni STC

Hx l x p lunghezza, larghezza e spessore cornice in millimetri

W peso totale completo di cassetta di terminazione (o cavi di uscita più connettori)

η efficienza del modulo

η_{inv} efficienza del convertitore al punto di massima potenza

Appr. certificazioni ottenute presso istituti riconosciuti sulla base della normativa vigente:

A = ISPRA 503	E = UL 1703	I = CE
B = IEC 61215	F = classe II	L = ISO 9001
C = IEC 61646	G = NREL I	M = JPL 5101-161
D = IEEE 1262	H = IEC 60364TUV(1000 V)	N = ISO 14001

Tabella 1-1. Vari tipi di moduli fotovoltaici e relative caratteristiche

1.4.4.2 Nuove tecnologie

Gli sforzi della ricerca e delle industrie fotovoltaiche sono mirati alla riduzione dei costi di produzione ed al miglioramento dell'efficienza di conversione, attraverso la realizzazione di celle innovative e lo studio e la sperimentazione di nuovi materiali.

In ordine alla fabbricazione di celle innovative, si tende a mettere a punto procedimenti per il taglio di fette di materiale semiconduttore di grande area (225 cm²) e di piccolo spessore (0,1mm) che rendano minimi gli sprechi di materia prima.

Riguardo ai nuovi materiali, si è puntato a sviluppare varie tecnologie, basate su diversi materiali semplici e composti. Le più rilevanti sono due. L'una utilizza, quali costituenti del wafer, il silicio cristallino di grado solare, l'altra utilizza i "film sottili".

La tecnologia del silicio di grado solare, prevede la purificazione del silicio metallurgico mediante processi a basso consumo energetico e a basso costo. La disponibilità di questo materiale, a differenza del silicio di grado elettronico, è praticamente illimitata. Con il silicio di grado solare è possibile realizzare celle con efficienza dell' 11-12%.

La tecnologia a film sottile invece, sfrutta la disposizione (ad esempio su vetro) di un sottilissimo strato di materiali semiconduttori, in pratica silicio amorfo ed alcuni semiconduttori policristallino, quali il diseleniuro di indio e rame (CuInSe₂) e il tellurio di cadmio (CdTe).

Tale tecnologia punta sulla riduzione del costo della cella e sulla versatilità d'impiego (ad esempio da utilizzare come elementi strutturali delle facciate degli edifici), anche se resta da superare l'ostacolo della bassa efficienza. Questa tecnologia potrebbe rappresentare la carta vincente per trasformare il fotovoltaico in una fonte energetica in grado di produrre energia su larga scala. La tecnologia a film sottile può risolvere il problema dell'approvvigionamento di materiale, in quanto permetterebbe di svincolarsi dalla produzione di silicio

dell'industria elettronica. Inoltre permette di ottenere moduli leggeri e flessibili, fabbricare il modulo con un unico processo e avere la possibilità di realizzare celle tandem.

1.4.4.3 Fabbricazione di moduli al silicio amorfo

Su un substrato di vetro viene depositato uno strato di materiale trasparente e conduttore (ad es. ossido di stagno). Tale strato viene parzialmente asportato ottenendo in tal modo una serie di elettrodi che costituiscono i contatti anteriori delle singole giunzioni p-n. Successivamente, viene depositato in sequenza il silicio amorfo di tipo p, intrinseco e di tipo n. Anche in seguito al deposito del silicio amorfo si procede alla parziale asportazione del materiale (mediante laser sputtering) in modo da realizzare una serie di giunzioni p-n. Infine tramite deposizione e parziale asportazione di alluminio o argento viene realizzata una nuova serie di elettrodi che costituiscono i contatti posteriori delle giunzioni. In questo modo in un unico processo che prevede varie sequenza di deposizione e di asportazione di materiale si realizza un insieme di giunzioni p-n collegate in serie tra loro.

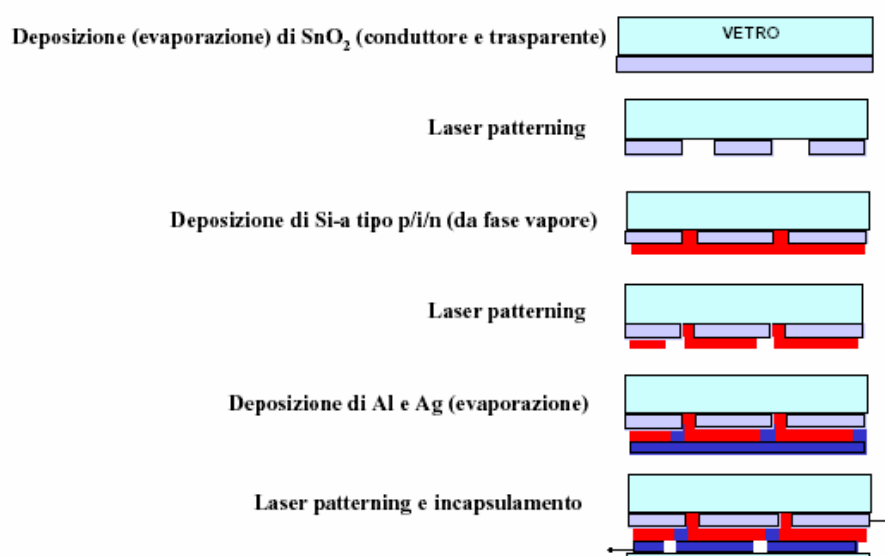


Figura 1.4-4 – Sequenza di fabbricazione di moduli in silicio amorfo.

1.4.4.4 Celle a film sottile

Con la tecnologia a film sottile si possono produrre celle solari di spessore di pochi micrometri evitando così la dispendiosa produzione di wafer. Il materiale semiconduttore viene fissato su grandi superfici di un altro materiale di supporto (di norma vetro). I vantaggi di questa tecnologia risiedono nel risparmio di materiale, nella semplicità del drogaggio e nella possibilità di produrre elementi di ampia superficie dall'aspetto omogeneo.

Il materiale attualmente più utilizzato per le celle a film sottile è il silicio amorfo (a-Si), che non ha alcuna struttura cristallina, ma è composto da atomi disordinati. Le celle di silicio amorfo prodotte industrialmente raggiungono un grado di efficienza intorno al 6-7%. I moduli FV hanno un aspetto che va dal rosso al marrone scuro e possono essere opachi (non lasciano passare la luce) ma anche in versione semitrasparente. Dalla fine degli anni 90 sono disponibili sul mercato anche moduli a film sottile con celle solari di rame-indio-diselenide (CIS).

Queste celle dal colore marrone scuro fino al nero hanno un grado di efficienza intorno al 10-11%. Un altro materiale adatto alla produzione di celle a film sottile è il tellurio di cadmio (CdTe). In Giappone da qualche anno esiste una produzione di celle solari di CdTe per applicazioni in piccole apparecchiature. Sono da poco iniziate produzioni pilota di dimensioni industriali, anche se il grado di efficienza rimarrà intorno all'8-9%. Oltre ai tipi di celle finora elencati ne esistono altre per applicazioni particolari, come per esempio l'uso spaziale. Lo sforzo di numerosi istituti e laboratori di ricerca in tutto il mondo è rivolto allo sviluppo, con l'aiuto di nuove tecnologie e materiali, di celle solari dal grado di efficienza più alto e all'ottimizzazione dei processi di produzione sia per diminuire i costi, sia per ridurre il materiale impiegato.

1.4.4.5 La cella FV A-300

In occasione della terza edizione della "World Conference on Photovoltaic Energy Conversion", svoltasi a Osaka (Giappone) dall'11 al 18 maggio 2002, la compagnia americana SunPower ha presentato la cella FV A-300, che testata nei laboratori NREL (National Renewable Energy Laboratory) ha raggiunto una efficienza di conversione pari al 20,4%.

Si tratta di una cella al silicio monocristallino da 3 Wp di 12,5 cm di lato, nella quale è stata eliminata la metallizzazione sulla parte superiore utilizzando contatti posteriori e aumentando così l'area captante. Una produzione su scala commerciale verrà avviata entro il 2004.

1.4.4.6 Impianti fotovoltaici a concentrazione

Il componente alla base delle tecnologie e dei sistemi solari a concentrazione è un "collettore concentratore", vale a dire un dispositivo in grado di raccogliere e convogliare la radiazione solare verso un ricevitore. Il ricevitore può essere di tipo termico, fotovoltaico o termofotovoltaico. In relazione alla geometria e alla disposizione del concentratore rispetto al ricevitore si hanno i concentratori parabolici lineari, a torre con ricevitore centrale e i concentratori parabolici puntuali o a disco. Soprattutto negli ultimi 5-10 anni, i sistemi solari a concentrazione sono stati oggetto di profonde innovazioni che ne hanno migliorato le prospettive, rendendo superati quei luoghi comuni secondo i quali tali sistemi risulterebbero inadatti alle alte latitudini o inaffidabili a causa dei complicati sistemi di inseguimento del sole.

I più recenti sistemi solari a concentrazione, come brevemente illustrato di seguito, sono molto diversi da quelli prodotti appena qualche anno or sono. L'affidabilità sta aumentando e concentrazioni elevate della radiazione solare possono essere ottenute anche con sistemi completamente statici. L'applicazione dell'ottica senza immagini ha svolto un ruolo determinante nel migliorare la

qualità delle tecnologie utilizzate. Questa disciplina scientifica ha aperto la strada alla realizzazione di sistemi a concentrazione sempre più versatili, più economici e più efficienti - fino a 3 o 4 volte - di quelli progettati e costruiti sulla base della più nota e tradizionale ottica con immagini (vedi riquadro). Con l'applicazione combinata dell'ottica con immagini e dell'ottica senza immagini, la radiazione solare può essere, attraverso fasi successive, intensificata fino e oltre a 10.000 soli anche in sistemi molto compatti. Anche la recente disponibilità di nuovi materiali (alcuni utilizzati finora solo nell'industria spaziale) ha consentito di migliorare le prestazioni dei sistemi a concentrazione: rivestimenti a film sottile, nuovi materiali riflettenti, metalli ultraleggeri, materiali resistenti alle elevate temperature (questi ultimi importanti per la costruzione di ricevitori capaci di operare a temperature dell'ordine di 1.000-2.000 °C e di alimentare sistemi per la produzione di energia elettrica e reattori chimici). Infine, innovazioni di rilievo riguardano le architetture degli impianti, studiate per ridurre al minimo le complicazioni impiantistiche e massimizzare le efficienze dei vari componenti.

Queste innovazioni sono, in alcuni casi, in una fase di avanzato sviluppo, in altri sono applicate in impianti che possono considerarsi quasi commerciali, rendendo particolarmente vivo in tutto il mondo l'interesse per gli impianti solari a concentrazione, come si è potuto constatare nel corso del seminario internazionale "New Advances in Concentrating Solar Power" tenutosi a Verona in occasione di Solarexpo2000. In Italia il tema del solare a concentrazione, dopo circa 15 anni, è tornato ad essere di grande attualità a seguito di un finanziamento di 200 miliardi di lire assegnato all'ENEA per un Piano strategico di sviluppo del solare termoelettrico su larga scala.

I sistemi fotovoltaici a concentrazione sono stati oggetto di interesse sin dalle prime applicazioni terrestri del FV per la possibilità che essi offrono di ridurre la superficie di celle necessaria sostituendola con una superficie di raccolta dell'energia del sole composta da specchi, in genere meno costosi. Programmi di sviluppo di questa tecnologia furono stimolati dalla prima crisi petrolifera

(1973), soprattutto negli Stati Uniti. Si stima che dal 1975 al 1992 siano stati spesi a livello mondiale oltre 40 milioni di dollari per lo sviluppo di questi sistemi, senza tuttavia cogliere un concreto successo commerciale. Tale impegno economico ha comunque rappresentato una piccola frazione rispetto a quello che si è investito per lo sviluppo dei moduli piani, tecnologia ormai affermata commercialmente per le piccole applicazioni remote. Negli anni '90 la ricerca sul fotovoltaico a concentrazione è comunque continuata, portando ad importanti sviluppi tecnologici che sembrano promettere un'applicazione su larga scala di questi sistemi, partendo da taglie da 100 kW, per arrivare, nel tempo, alla realizzazione di centrali da centinaia di MW.

Le celle fotovoltaiche a concentrazione in silicio oggi disponibili sono progettate per operare fino ed oltre 500 soli ed hanno efficienze che superano anche il 26%. La radiazione concentrata può inoltre essere filtrata rimuovendone una parte della componente termica con incrementi di efficienza dell'ordine del 30%. I dati sulla radiazione solare diretta, la sola in genere utilizzata nei sistemi solari a concentrazione, sono oggi molto più accurati rispetto al passato ed hanno consentito di riscontrare che anche alle alte latitudini un sistema a concentrazione riceve l'80% della radiazione solare annuale di un pannello solare piano. In aggiunta agli sviluppi tecnologici, varie altre considerazioni di carattere generale stanno rendendo attraente questa tipologia di fotovoltaico.

Il silicio di grado solare proviene dagli scarti del silicio per uso elettronico, la cui produzione annuale, ora di 16.000 t, non dovrebbe subire incrementi significativi nei prossimi 10-20 anni. Questa dipendenza del silicio solare da quello elettronico pone un serio limite alla ulteriore crescita dei moduli FV piani. D'altro canto la produzione diretta di silicio solare non è, ad oggi, fattibile sul piano economico ed altri tipi di celle, come quelle GaAs (Gallio-Arseniuro), anche se sperimentate con successo, sono ben lontane dalla maturità commerciale. Il fotovoltaico a concentrazione richiede celle molto più sofisticate e quindi più costose - la spesa, tuttavia, è ampiamente compensata dal minor

costo degli specchi - ma non porrebbe limiti alla disponibilità di silicio, in quanto le quantità richieste si ridurrebbero di un fattore 1000.