

APPENDICE 1

APPROFONDIMENTI SULL'UTILIZZAZIONE ENERGIA SOLARE

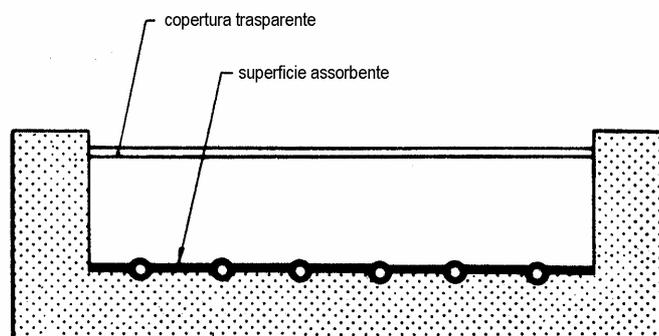
1. CONVERSIONE IN ENERGIA TERMICA CON COLLETTORI SOLARI

1.1 Premessa

Per quanto riguarda questa forma di utilizzo, il mercato nazionale è ancora oggi piuttosto modesto in confronto ad altri paesi europei. La superficie di collettori attualmente installata in Italia è di circa 4 [m²] per 1000 abitanti, in confronto a una media europea di 19 [m²] per 1000 abitanti. In particolare la Germania, la Francia e la Spagna (Barcellona) hanno varato programmi specifici di sostegno alla diffusione del solare termico.

Come già osservato, il componente più diffuso che realizza la conversione di energia solare in calore a bassa temperatura è il collettore solare piano composto da:

- una piastra metallica canalizzata, che ha lo scopo di raccogliere l'energia solare e di trasferirla ad un fluido vettore (solitamente acqua miscelata con anticongelante ed inibitori di corrosione);
- uno strato di materiale isolante posto sul retro della piastra e sui fianchi per limitare le perdite termiche della parte posteriore e laterale del collettore;
- una o più coperture trasparenti che hanno lo scopo di limitare le perdite termiche per convezione e irraggiamento dalla faccia superiore della piastra.



Le prestazioni di un collettore si possono caratterizzare tramite la sua **efficienza η** definita come il rapporto fra l'energia utile raccolta e l'energia solare incidente nello

stesso periodo di tempo:

$$\eta = \frac{\int_0^{\tau} \varphi_u / A_c \cdot d\tau}{\int_0^{\tau} \varphi'_T \cdot d\tau} \quad (7.1)$$

ove:

φ_u = potenza utile captata [W];

A_c = area del collettore [m^2];

φ'_T = flusso energetico solare sulla superficie del collettore (o irradianza) [W/m^2];

τ = tempo [s].

A regime, la potenza solare captata φ_u può essere espressa mediante la potenza assorbita φ_a e quella dispersa per trasmissione termica φ_d verso l'ambiente φ_a :

$$\varphi_u = \varphi_a - \varphi_d$$

e, quindi, si ha :

$$\eta = \frac{\int_0^{\tau} ((\varphi_a - \varphi_d) / A_c) \cdot d\tau}{\int_0^{\tau} \varphi'_T \cdot d\tau}$$

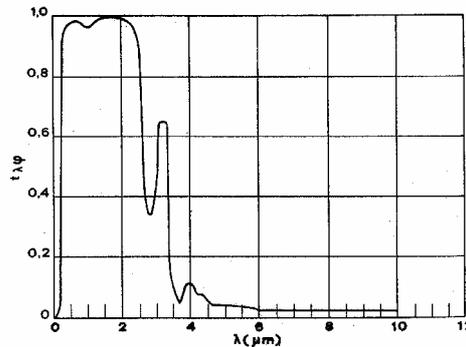
Quest'ultima relazione evidenzia che l'efficienza η cresce all'aumentare della potenza assorbita φ_a e al diminuire di quella dispersa φ_d . Nei successivi paragrafi si analizzeranno, con maggiore dettaglio, queste due grandezze.

1.2 Potenza assorbita della piastra captante φ_a

In generale l'entità dell'energia assorbita da un collettore solare dipende dalle caratteristiche della radiazione solare e dal suo angolo di incidenza θ con la normale alla superficie del collettore e dalle proprietà ottiche del collettore.

Le proprietà ottiche che caratterizzano un collettore solare sono l'andamento spettrale del fattore di trasmissione τ_λ della copertura trasparente e l'andamento spettrale del fattore di assorbimento α_λ della piastra nello spettro solare. Si osserva subito che τ_λ ovviamente dovrà mantenere il valore più elevato possibile fino a circa $3 \mu m$ (per trasmettere la massima quantità di radiazione solare) e il valore minore possibile (oltre $3 \mu m$) per bloccare la radiazione infrarossa emessa dalla piastra

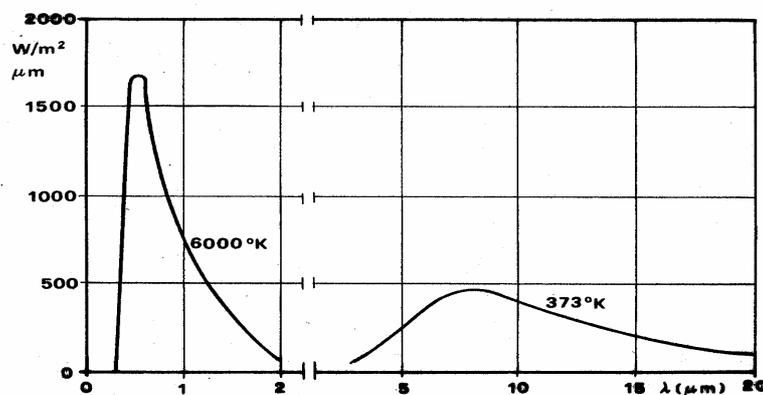
riscaldata. A tale riguardo, uno dei migliori materiali da utilizzare è il vetro che, come già osservato, presenta il comportamento selettivo rappresentato nella seguente figura.



E' opportuno precisare che τ_λ è funzione dell'angolo d'incidenza θ , e, in particolare, diminuisce all'aumentare di θ . In particolare, fino a valori di θ pari a circa 50° non si osservano sensibili variazioni di τ rispetto a quelli tipici dell'incidenza normale; per $\theta \geq 70^\circ$, τ_λ tende rapidamente a zero. Da ciò ne segue che la raccolta di energia si effettua solitamente per angoli d'incidenza compresi tra i seguenti valori: $0 < \theta < 40^\circ$. Per migliorare le caratteristiche ottiche, si può trattare la superficie del vetro mediante un processo di corrosione che ne rende la sua superficie rugosa.

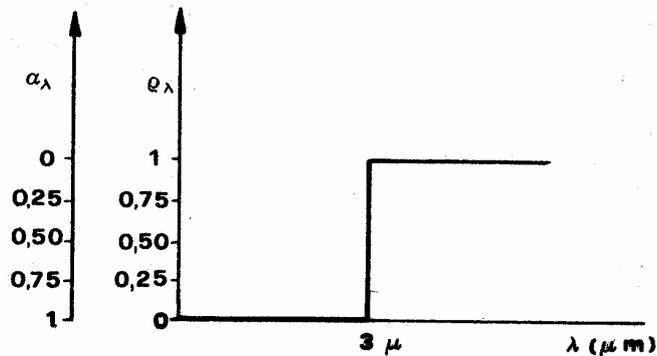
Per individuare l'andamento spettrale ottimale del fattore di assorbimento (assorptanza spettrale) della superficie assorbente α_λ è necessario ricordare che circa il 98% di tutta la radiazione solare è emessa ad una lunghezza d'onda inferiore a $3 \mu\text{m}$.

La seguente figura riporta l'emettanza monocromatica $e_{n\lambda}$ di un corpo nero a 6000 [K] e a 373 [K] . Si noti come la potenza termica emessa dalla superficie della piastra (temperature tra $330\text{-}370 \text{ [K]}$) si distribuisca nella regione infrarossa tra i $5\text{-}15 \mu\text{m}$.



In conseguenza, sarà opportuno un andamento α_λ elevato fino a circa $3 \mu\text{m}$ (per

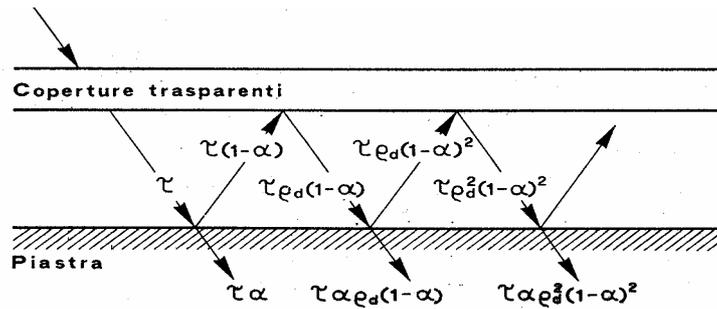
assorbire al massimo la radiazione solare) e un valore minore possibile (oltre 3 $[\mu\text{m}]$) per ridurre il flusso emesso dalla piastra (regione infrarossa), verso la copertura trasparente. In altre parole, l'andamento "ideale" di α_λ sarà quello rappresentato nella seguente figura.



L'attuale tecnologia consente di approssimare solo in parte questo ideale andamento α_λ realizzando trattamenti superficiali della piastra abbastanza costosi (cromatura, nichelature nere, etc.) tali da far sì che α_λ decresca bruscamente per $\lambda > 2.5-3 [\mu\text{m}]$. Le superfici così trattate sono dette "selettive" perché consentono un adeguato assorbimento della radiazione solare e una contemporanea riduzione della potenza emessa, con conseguente aumento dell'efficienza del sistema di captazione. In tabella si riportano i valori medi di α e di $\epsilon = \alpha$ nelle due regioni spettrali prima richiamate (sopra e sotto $\lambda = 3 [\mu\text{m}]$) per alcune superfici assorbenti impiegate nella tecnica (non selettive):

MATERIALE	α	ϵ
Polietilene nero opaco	0.96	0.85
Vernice nera sintetica	0.97	0.88
Alluminio verniciato con vernici nere sint.	0.94	0.88
Alluminio anodizzato non verniciato	0.68	0.77
Rame ossidato	0.95	0.90

Più in particolare, la radiazione solare trasmessa attraverso la copertura subisce una successiva serie di assorbimenti/riflessioni come rappresentato nella seguente figura ove α e τ sono rispettivamente il fattore di assorbimento medio della piastra e il fattore di trasmissione medio della copertura trasparente.



Come si può osservare, attraverso le coperture passa la frazione τ della radiazione incidente e quindi viene assorbita dalla piastra la frazione $\tau\alpha$, mentre la frazione $\tau(1-\alpha)$ ritorna verso le coperture che ne riflette la quantità $\tau(1-\alpha)\rho$ e così via.

Si può tener conto di questi effetti combinati utilizzando al posto del prodotto $\tau\alpha$ il prodotto efficace $(\tau\alpha)_e$:

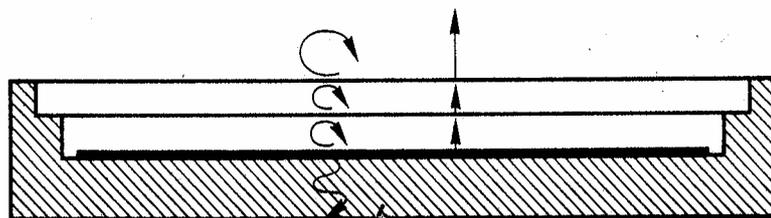
$$(\tau\alpha)_e = \frac{\tau\alpha}{1 - (1-\alpha)\rho}$$

Si ricorda che $(\tau\alpha)_e$ dipende dall'angolo d'incidenza con andamento analogo a quello del vetro. Da quanto esposto, la potenza termica assorbita per unità di superficie potrà essere espressa come:

$$\varphi_a = A_c \cdot \varphi_T \cdot (\tau\alpha)_e$$

1.3 Potenza termica dispersa φ_p

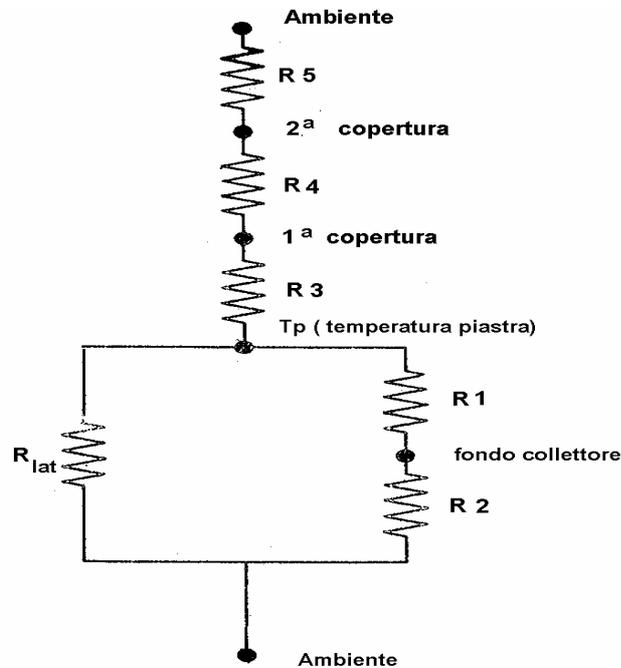
Per la valutazione delle perdite termiche, si consideri una rappresentazione schematica del collettore, composto da una piastra captante a temperatura uniforme, t_p , un sistema di coperture trasparenti ed uno strato isolante sul retro della piastra. Questa può scambiare calore con l'ambiente sia attraverso lo strato isolante, posto ai lati e posteriormente alla piastra, sia attraverso il sistema di coperture trasparenti.



Per quanto riguarda le coperture trasparenti si ha uno scambio termico per irraggiamento e convezione tra piastra e prima copertura. Un meccanismo analogo vale per lo scambio termico tra prima e seconda copertura e tra questa e l'esterno.

Il flusso termico, complessivamente disperso dal collettore, può essere espresso in

termini delle resistenze termiche totali: una resistenza termica posteriore (R'_p) e l'altra resistenza frontale (R'_f). Nella figura si riporta lo schema elettrico equivalente delle resistenze termiche posteriori e frontali. In particolare R'_3 , R'_4 e R'_5 sono in serie tra loro e sono a loro volta costituite da due resistenze in parallelo (una convettiva e una radiativa).



In definitiva, il disperdimento del collettore può essere così espresso:

$$\dot{\varphi}_p = -\frac{(t_a - t_p)}{R'_p} - \frac{(t_a - t_p)}{R'_f} = (t_p - t_a) \cdot \left(\frac{1}{R'_p} + \frac{1}{R'_f} \right) = \frac{(t_p - t_a)}{R'_c} = K_c \cdot (t_p - t_a)$$

Ove con $K_c = 1/R'_c$ si è indicata la trasmittanza termica del collettore (inverso della resistenza termica totale per unità di area). Ovviamente, $\dot{\varphi}_p$ risulta:

$$\dot{\varphi}_p = A_c K_c (t_p - t_a)$$

1.4 Retta di efficienza

Il flusso termico assorbito può ora essere riscritto nella forma:

$$\dot{\varphi}_u = A_c \cdot [\dot{\varphi}_T \cdot (\tau\alpha)_e - K_c (t_p - t_a)]$$

Il rendimento di un collettore, riferito all'unità di tempo (**rendimento istantaneo**), è quindi:

$$\eta = \frac{\dot{\varphi}_u}{A_c \cdot \dot{\varphi}_T} = \frac{\dot{\varphi}_T \cdot (\tau\alpha)_e A_c - K_c A_c \cdot (t_p - t_a)}{A_c \cdot \dot{\varphi}_T} = (\tau\alpha)_e - \frac{K_c \cdot (t_p - t_a)}{\dot{\varphi}_T}$$

Questa relazione mostra che l'efficienza diminuisce al crescere della temperatura media di funzionamento, e al diminuire del flusso solare incidente. Il suo valore massimo non è pari a 1 ma è pari al prodotto $(\tau\alpha)_e$, dato dalle caratteristiche ottiche di trasparenza della copertura e di assorbimento della piastra captante.

In alcuni casi si preferisce esprimere l'efficienza in funzione della temperatura di ingresso dell'acqua (t_{fi}) al collettore, poiché questo è un dato di progetto più facile da conoscere. In tal caso l'efficienza può essere espressa dalla relazione:

$$\eta = F_R \cdot (\tau\alpha)_e - \frac{F_R K_c (t_{fi} - t_a)}{\phi_T}$$

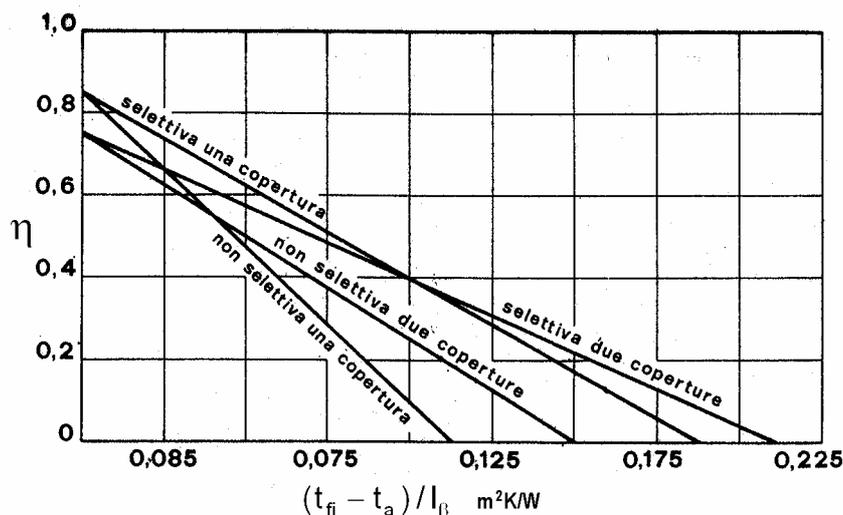
in cui F_R , **fattore di Whillier** o **fattore di rimozione**, dipende in modo abbastanza complesso dalla portata e dal calore specifico del fluido termovettore.

Per collettori a liquido la tabella fornisce i valori orientativi per $F_R(\tau\alpha)_e$ e $F_R U_c = F_R K_c$.

	$F_R (\tau\alpha)_e$	$F_R U_c \text{ (Wm}^{-2}\text{K}^{-1}\text{)}$
piastra non selettiva, 1 vetro	0.85	7.5
piastra selettiva, 1 vetro	0.85	4.5
piastra non selettiva, 2 vetri	0.75	5.0
piastra selettiva, 2 vetri	0.75	3.5

L'ultima relazione evidenzia come η è con buona approssimazione funzione lineare di $(t_{fi} - t_a)/\phi_T$ con intercetta sull'asse delle ordinate $F_R(\tau\alpha)_e$ e pendenza il prodotto $F_R K_c$. In effetti, si ottengono andamenti lineari con una deviazione verso il basso alle temperature più elevate, a causa dell'aumento della trasmittanza termica del collettore K_c . La retta di efficienza è ottenuta sperimentalmente con angoli di incidenza prossimi alla normale.

A titolo di esempio, si riportano nella figura seguente rette di efficienza per collettori solari costituiti da una o più coperture trasparenti e piastre captanti grigie oppure selettive (in figura $(t_{fi} - t_a)/I_p = (t_{fi} - t_a)/\phi_T$). Un buon collettore solare generalmente ha un'efficienza ottica $F_R(\tau\alpha) > 0,8$ ed un valore $F_R K_c < 4,5$. Grazie alle condizioni climatiche particolarmente favorevoli in molte zone d'Italia, comunque, anche dispositivi con $F_R K_c$ più elevati forniscono buone prestazioni.



Il costo di un collettore solare piano è dell'ordine di 200-350 [€/m²] (escluso montaggio, fissaggio ed IVA) e la portata di fluido termovettore è di 30 – 50 [l/(h m²)]. Il collettore piano, al quale ci si è riferiti fino ad ora, è senza dubbio, il più diffuso tra le applicazioni per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) per utenze domestiche. Esso presenta i seguenti pregi:

- affidabile e richiede scarsa manutenzione;
- rapporto costo/prestazioni è buono.
- facilità di assemblaggio e costi di installazione contenuti.
- offre diverse possibilità di montaggio (ancoraggio sul tetto, integrazione nel tetto, montaggio su facciata ed installazione a terra).

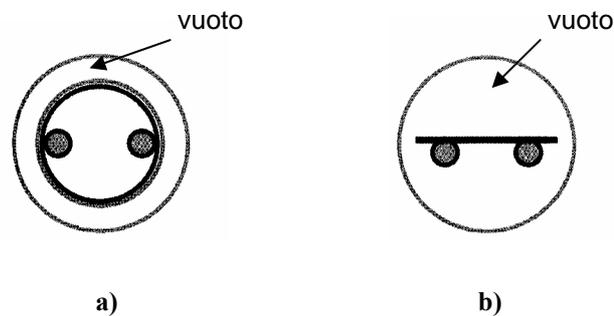
Per contro, i suoi limiti sono i seguenti:

- non è adatto per la produzione di calore a temperature elevate (ad es. generazione di vapore, fornitura di calore a macchine frigorifere ad assorbimento).
- è necessario un sistema di supporto per il montaggio su tetti piani (con ancoraggio o contrappesi).

● Collettori “sotto vuoto”

Senza volere entrare nelle varie realizzazioni costruttive dei collettori solari ad oggi in commercio, si vuole qui ricordare un dispositivo di captazione solare che attualmente si sta diffondendo grazie alle sue prestazioni superiori rispetto al collettore solare piano. Tale dispositivo si presenta solitamente sotto forma di tubi di vetro all'interno dei quali viene inserita la piastra captante con il relativo sistema di

scambio termico. Tra questi ultimi elementi ed il vetro viene realizzato il vuoto che annulla lo scambio termico convettivo. Il vetro, trovandosi in uno stato di sollecitazione di prevalente compressione risulta essere meno sensibile al fenomeno della propagazione della frattura, fenomeno che rende il vetro solitamente delicato a flessione. Per questo motivo è possibile realizzare tubi di vetro dallo spessore piuttosto contenuto a tutto vantaggio della trasmissione energetica all'interno del collettore. Una soluzione costruttiva consiste in un cilindro in rame con rivestimento selettivo che assorbe la radiazione e la trasmette al fluido che scorre nello scambiatore coassiale (fig. a); un'altra soluzione prevede due tubi saldati alla piastra captante (fig. b).



L'efficienza, proprio per l'assenza della convezione, risulta più elevata rispetto ai collettori solari piani. Il costo di un collettore solare a tubi evacuati è di circa 600-900 €/m² (esclusi montaggio, fissaggio ed IVA). I vantaggi di questo collettore consistono essenzialmente:

- in un'elevata efficienza anche in condizioni di irraggiamento contenuto (ad es. in inverno);
- nel riscaldamento del fluido di lavoro a elevate temperature per cui è utilizzabile negli impianti per il riscaldamento ed il condizionamento ambientale e anche per la produzione di vapore.

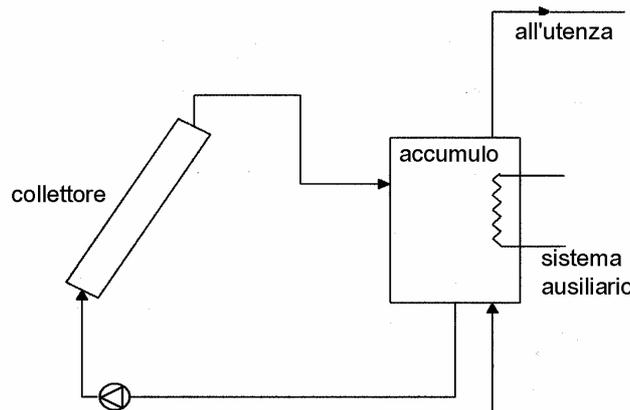
2. ULTERIORI CENNI SU IMPIANTO A COLLETTORI

2.1 Premessa

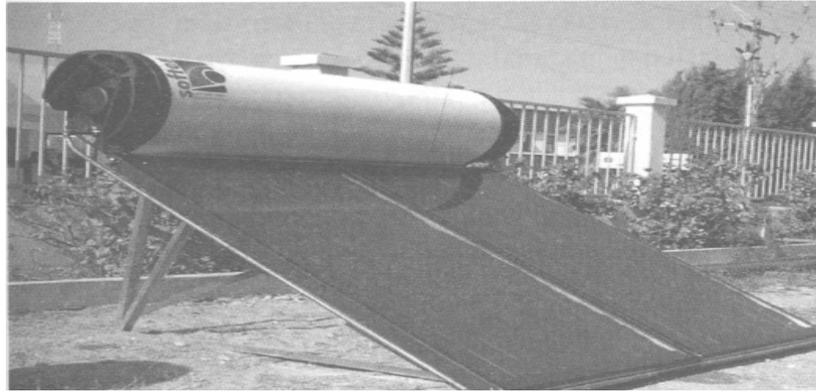
Come già osservato, un impianto a pannelli solari è costituito, oltre che dai collettori, anche dai seguenti componenti:

- serbatoio di accumulo: che ha la funzione di rendere disponibile l'acqua calda all'utenza a prescindere dall'ora della giornata o dalle condizioni meteorologiche in cui viene richiesta l'erogazione del servizio;
- sistema ausiliario⁽¹⁾: che si rende necessario per poter sopperire all'aleatorietà della fonte solare e alla minore disponibilità invernale senza dover sovradimensionare il sistema solare fino a renderlo antieconomico.

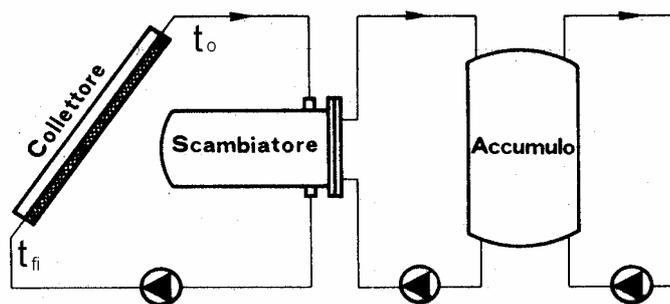
Negli impianti solari possono essere presenti uno oppure due circuiti. Nel primo caso (circuito aperto vedi figura sottostante) l'acqua che circola nel collettore è la stessa inviata all'utenza.



Il vantaggio dei sistemi a circuito aperto è dovuto alla semplicità di realizzazione del circuito idraulico e alla mancanza di scambiatori di calore. Gli svantaggi sono dovuti essenzialmente alla possibilità di solidificazione dell'acqua ($t_e \leq 0$ [°C]) e alla deposizione di calcare lungo le tubazioni interne al collettore. Il moto del fluido, in questo tipo di circuito, può avvenire per circolazione naturale che si stabilisce per l'aumento di temperatura dell'acqua nell'attraversare il collettore.



Nel secondo caso (circuito chiuso vedi schema seguente), il fluido termovettore è separato dall'acqua da riscaldare e la circolazione dell'acqua è mantenuta da una piccola pompa. Questa soluzione è senza dubbio la più diffusa ed affidabile: in questo caso fluido termovettore sottrae energia termica alla piastra captante e la trasferisce all'acqua da scaldare mediante lo scambiatore di calore.



ESEMPIO

Dimensionamento di massima di un impianto solare per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS)

Generalmente, il dimensionamento di un sistema solare termico per la produzione di ACS (ad uso domestico) ha l'obiettivo di coprire il 100% fabbisogno nei mesi più caldi (maggio - agosto). Nei mesi più freddi, il sistema solare offre la sua azione per il preriscaldamento dell'acqua, che viene poi portata alla temperatura d'utenza dal sistema di riscaldamento tradizionale. Si definisce fattore di copertura solare (**FS**) il rapporto fra l'energia utile ottenuta dall'impianto solare e la richiesta totale di energia termica per la produzione di ACS in un certo periodo di tempo (tipicamente un anno).

⁽¹⁾ tipicamente caldaia a metano o elettrica

$$FS = \frac{Q_{us}}{Q_{us} + Q_{tr}} \quad (7.17)$$

Q_{us} = energia termica utile da fonte solare [kWh];

Q_{tr} = energia termica utile da fonte convenzionale integrativa [kWh].

Solitamente ad una copertura completa del fabbisogno estivo (maggio – agosto), corrisponde un fattore complessivo annuo tra il 60% ed il 70% (a seconda delle condizioni climatiche e meteorologiche e dell'efficienza globale dell'impianto).

Superare l'intervallo di valori indicato non risulta consigliabile. Ad un'accresciuta superficie installata non corrisponde, infatti, un altrettanto significativo risparmio ed il tempo di ritorno dell'investimento aumenta considerevolmente. Per la valutazione della superficie captante si introduce il **rendimento medio dell'impianto** in un intervallo di tempo, definito come rapporto tra il valor medio dell'energia utilizzata e l'irradiazione media annuale \overline{Q}_T [kWh/m²]:

$$\eta_{\text{impianto}} = \frac{Q_{us}}{A_c \cdot \overline{Q}_T}$$

La superficie di collettori A_c necessaria è, quindi:

$$A_c = \frac{Q_{us}}{\overline{Q}_T \cdot \eta_{\text{impianto}}}$$

Il rendimento medio dell'impianto può essere stimato dal rendimento medio annuale del collettore $\overline{\eta}$ mediante la seguente relazione:

$$\eta_{\text{impianto}} = FC \cdot \eta_{d,r} \cdot \overline{\eta}$$

FC = fattore correttivo che tiene conto della diminuzione della superficie captante dovuta all'ombreggiamento della parte laterale del collettore sulla superficie captante e della non perfetta pulizia del vetro (solitamente **FC** = 0.9);

$\eta_{d,r}$ = rendimento di distribuzione/regolazione: tiene conto dei disperdimenti impianto e del rendimento del sistema di regolazione (un valore tipico è $\eta_{d,r}$ = 0.8).

3. GENERAZIONE FOTOVOLTAICA (FV)

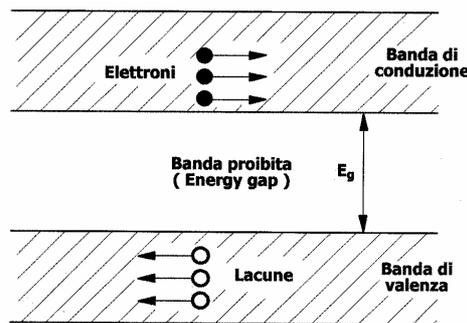
3.1 Approfondimenti sul fenomeno FV

Nei materiali cristallini gli orbitali atomici più esterni (contenenti gli elettroni di valenza) non possono più essere attribuiti ai singoli atomi ma si fondono in un insieme di bande caratterizzati da moltissimi livelli energetici assai vicini.

Tra le bande, in accordo con i principi della meccanica quantistica, si verificano degli intervalli di energia proibiti agli elettroni del cristallo (banda proibita).

Se la banda a energie inferiori (di valenza) è completamente piena (elettroni occupano tutti i livelli disponibili), quando viene applicata dall'esterno una differenza di potenziale elettrico gli elettroni non potranno acquistare energia cinetica essendo proibiti valori immediatamente superiori di energia e il materiale non sarà un conduttore elettrico (isolante).

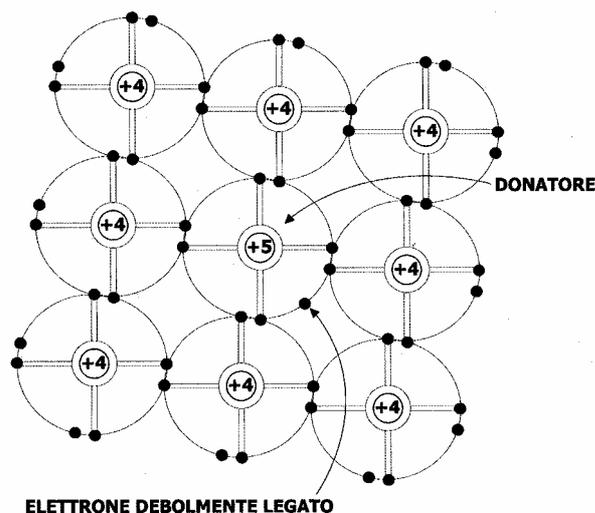
Nei conduttori la banda di valenza o non è completamente riempita oppure è in parte sovrapposta ad una successiva banda ove esistono livelli energetici permessi agli elettroni vuoti e accessibili (banda di conduzione). Un materiale con banda di valenza completamente piena potrà condurre corrente elettrica solo se alcuni elettroni verranno fatti "saltare" al di sopra della banda proibita in nella banda di conduzione grazie alla fornitura di quanti di energia sufficiente a superare il relativo salto energetico (energy-gap E_g) come rappresentato in figura.



Nei materiali semiconduttori E_g è molto più piccolo degli isolanti per cui è sufficiente l'arrivo di un quanto elettromagnetico (fotone) per consentire il salto di elettroni tra la banda di valenza e la banda di conduzione. Perché il salto si verifichi è necessario che l'energia del fotone incidente E_f sia uguale o superiore a E_g :

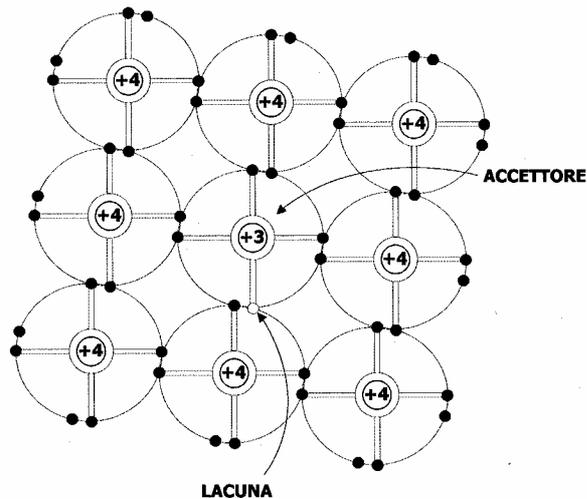
$$E_f = h\nu \geq E_g$$

In un cristallo di silicio la banda di conduzione è separata da quella di valenza da un gap energetico pari a $E_g = 1.1$ [eV]. Un elettrone sbalzato su questa banda lascerà, però, nella banda di valenza una mancanza o lacuna. In altre parole, si è generata nel semiconduttore una coppia elettrone-lacuna. Per produrre un effetto utile, dal punto di vista elettrico, è necessaria la presenza all'interno del cristallo stesso, di un campo elettrico che sia in grado di fornire un orientamento preferenziale al movimento degli elettroni. Ciò è ottenuto mediante il processo di “**drogaggio**” che consiste nell'immissione controllata, all'interno della struttura, di un semiconduttore di sostanze (impurità) in grado di modificare la concentrazione delle cariche mobili. I semiconduttori appartenenti al IV gruppo del sistema periodico degli elementi, Ge e Si, vengono drogati mediante sostanze trivalenti denominate **accettrici**, oppure con sostanze pentavalenti denominate donatrici. Introducendo dosi controllate di fosforo nella struttura cristallina del silicio si ottiene un elettrone libero per ogni atomo di fosforo immesso come illustrato in figura.



Un atomo di **fosforo** ha 5 elettroni esterni di valenza, di cui quattro occupano la banda di valenza analogamente a quanto farebbe un atomo di **Si** mentre il quinto elettrone (in eccesso) rispetto ai livelli energetici disponibili nel cristallo si posizionerà nella banda di conduzione e quindi potrà muoversi all'interno del reticolo cristallino. In tale configurazione le cariche negative risultano maggioritarie rispetto al caso di **Si** puro e quindi il semiconduttore così drogato prende il nome di semiconduttore di **tipo n**. Se si introducono dosi controllate di **boro** nella struttura cristallina del silicio si ottiene una lacuna per ogni atomo di boro immesso, come

rappresentato nella seguente figura.



Il **Boro** ha 3 elettroni esterni di valenza per cui introducendo dosi controllate di tale elemento nella struttura cristallina del silicio si otterrà nella banda di valenza del cristallo una lacuna (carica +) per ogni atomo di **Boro** immesso che potrà muoversi all'interno del reticolo cristallino. In questo caso il semiconduttore così drogato prende il nome di semiconduttore di **tipo p**. Per generare un campo elettrico e, quindi, una corrente elettrica ordinata, occorre l'intimo contatto di due strati di silicio p e n (**giunzione p-n**). In genere, lo spessore dei due strati di una cella fotovoltaica può variare da pochi μm a circa 300-400 [μm].

3.2 Struttura di una cella e tipologie

Si consideri ora una superficie fotovoltaica esposta ad un flusso energetico

$$\Phi_T = \int_0^{\infty} \Phi_{\lambda}' \cdot d\lambda.$$

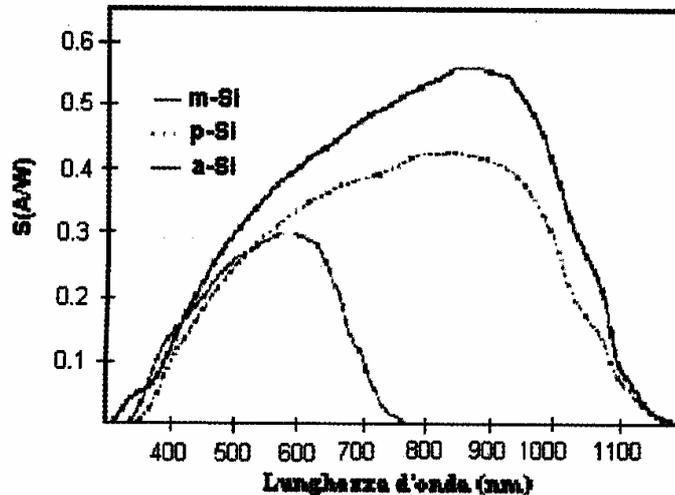
Si può osservare che soltanto i fotoni di energia superiore a quella necessaria per passare dalla banda di valenza a quella di conduzione e cioè $E_f = h\nu \geq E_g$ possono fornire un contributo in corrente elettrica. In generale quindi l'intensità di corrente fotovoltaica i_f per unità di area di superficie FV è esprimibile:

$$i_f = \int \Phi_{\lambda}' \cdot S(\lambda) \cdot d\lambda$$

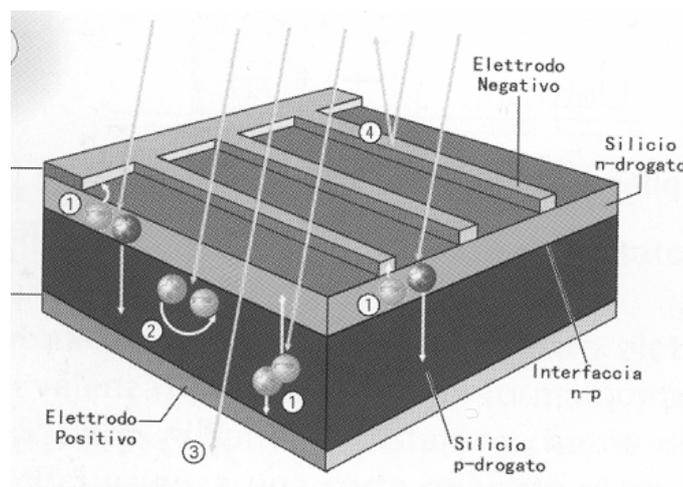
ove:

$S(\lambda)$ = risposta spettrale superficie fotovoltaica alla radiazione solare [A/W].

In figura si riportano le risposte spettrali per superfici **FV** di silicio monocristallino (m-Si), silicio policristallino (p-Si) e silicio amorfo (a-Si). Si può osservare come la densità di corrente per il m-Si è più elevata di quella p-Si ed anche di quella a-Si.

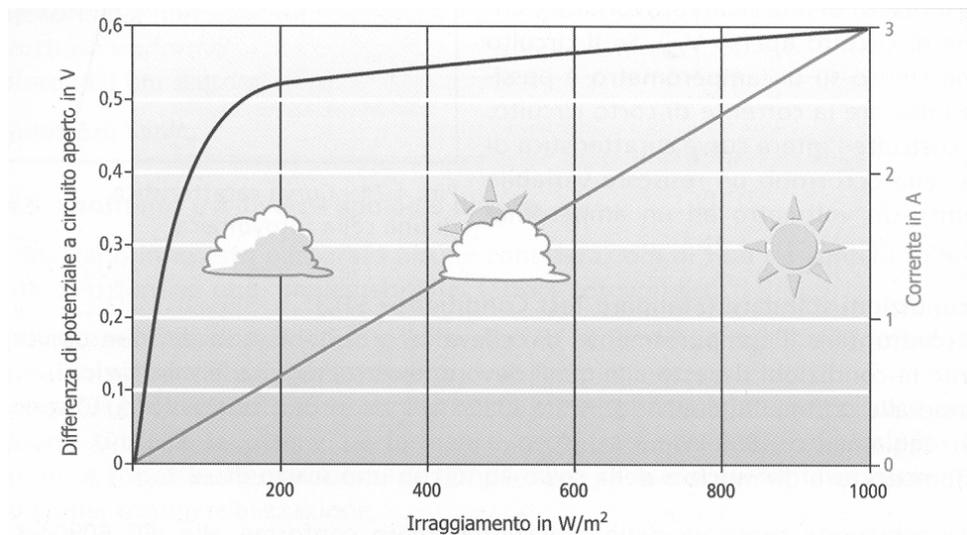


Per realizzare una cella **FV** occorre raccogliere il flusso di elettroni con opportuni contatti metallici realizzati su lati anteriore e posteriore della giunzione fotovoltaica; in genere, quello sul lato posteriore viene esteso a tutta la cella, mentre quello frontale, esposto alla luce, viene disposto a forma di griglia o con sottili ramificazioni per garantire una sufficiente trasparenza alla luce.



La tensione effettiva che può generare una cella FV è molto minore del gap E_g caratterizzante lo specifico semiconduttore; si può, tuttavia, affermare che i semiconduttori con E_g maggiore generano una più elevata tensione reale (0,8 [V] per (a-Si) e 0,6 [V] per (m-Si)), a prezzo però di un minore limite di risposta spettrale (0,75 per (a-Si) contro 1,13 [μm] per (m-Si) in figura precedente) e di una minore densità di corrente (13 [mA/cm^2] per (a-Si) e 32 [mA/cm^2] per (m-Si)).

La figura riporta un tipico andamento della forza elettromotrice di una cella a silicio cristallino.



Nelle celle FV le risposte al variare della potenza incidente avvengono in tempi pressochè istantanei (costanti di tempo che, per le celle al silicio, sono dell'ordine di $10+20$ [μs]). La prestazione di una cella FV dipende anche dalla temperatura che ostacola il passaggio degli elettroni nel semiconduttore provocando un decadimento delle prestazioni elettriche del dispositivo fotovoltaico. La diminuzione globale della potenza massima generabile di circa $-0,5$ [$\%/^{\circ}\text{C}$] per il silicio cristallino e valori minori per il silicio amorfo.

Da un punto di vista energetico globale la conversione FV della potenza incidente in potenza elettrica risente anche di perdite dovute ai seguenti fattori:

- riflessione e mascheramento della superficie della cella ($\sim 10\%$): per ridurre al minimo tali effetti si utilizzano trattamenti antiriflesso e si minimizza la superficie della grigliatura;

- eccesso di energia dei fotoni incidenti (~30%). una parte dei fotoni possiede un'energia superiore a quella necessaria per generare lacuna con conseguente generazione di calore;
- difetto di energia dei fotoni incidenti (~20%): non tutti i fotoni incidenti possiedono energia sufficiente per generare una coppia elettrone-lacuna, pertanto quelli con energia inferiore a una determinata soglia vengo assorbiti sotto forma di energia termica;
- fattore di ricombinazione (~2%). non tutte le coppie elettrone-lacuna vengono mantenute separate dal campo elettrico di giunzione, ma una parte di esse si ricombina cedendo la propria energia sotto forma termica. L' entità di questa perdita dipende dalle impurità e dai difetti del materiale;
- fattore di forma (~20%). Non tutta l'energia elettrica prodotta viene ceduta al circuito esterno ma parte di essa viene dissipata.

3.3 Prestazioni di moduli FV

Il confronto tra le prestazioni di diversi pannelli viene effettuato nelle seguenti condizioni standard (STC) di riferimento:

- Irradianza: 1000 [W/m²]; Temperatura cella: 25[°C]; Spettro solare: AM 1,5.

In queste condizioni la potenza ottenuta dalla cella fotovoltaica è detta potenza di picco (W_p) e viene utilizzata come riferimento. Poiché sulle schede tecniche dei moduli fotovoltaici ci si riferisce alle condizioni STC, il rendimento è così esprimibile:

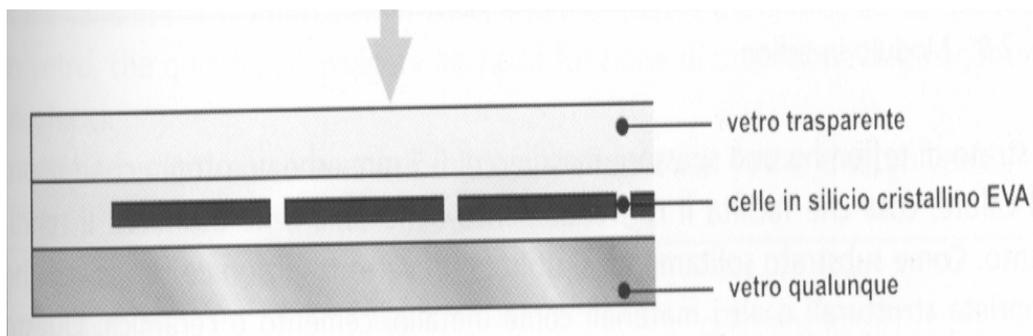
$$\eta_{STC} = \frac{W_p}{1000 \cdot A} \quad (7.24)$$

L'efficienza di conversione per celle commerciali in silicio monocristallino arriva anche al 19%, mentre per il silicio policristallino non supera il 14%. A livello di laboratorio si realizzano celle ad efficienza molto più alta: attorno al 24% per il silicio monocristallino e superiore al 37% per l'arsenuro di gallio.

Le celle FV forniscono valori di tensione e corrente limitati in rapporto a quelli normalmente richiesti dagli apparecchi utilizzatori, sono estremamente fragili, elettricamente non isolate e prive di supporto meccanico. Esse vengono assemblate in modo da costituire un'unica struttura (modulo fotovoltaico) in grado di garantire molti anni di funzionamento.

I moduli in commercio attualmente più diffusi (con superficie media pari a circa 0.6-0.8 [m²]), che utilizzano celle al silicio mono e policristallino, prevedono solitamente 36 celle collegate in serie ed hanno una potenza variabile tra i 50 e i 100 [W] a seconda del tipo e dell'efficienza delle celle, e tensione di lavoro di circa 12-17 [V]. In figura si riporta la schematizzazione di un modulo in silicio cristallino che è così costituito:

- lastra di vetro temperato (spessore 4 mm): deve assicurare una buona trasmissività e resistenza meccanica;
- le singole celle FV sono incapsulate in un sigillante (EVA acetato vinilileno) con un processo di laminazione sotto vuoto che consente di ottenere un'ottima tenuta agli agenti esterni e un buon isolamento dielettrico;
- lastra posteriore: può essere in vetro, per favorire lo scambio termico e consentire una parziale trasparenza del modulo, o in un materiale isolante.



Il tempo di funzionamento della cella FV è limitato a 25 -30 anni a causa del degrado dei materiali protettivi esterni, anche se questo termine è suscettibile di essere prolungato. Le principali tipologie di celle fotovoltaiche sono le seguenti:

- **Silicio monocristallino cristallino:** presentano il grado di maggiore purezza del materiale e garantiscono le migliori prestazioni in termini di efficienza, a fronte però del prezzo più elevato. Quelle attualmente in commercio hanno un'efficienza variabile tra il 14 e il 19%, ma le loro prestazioni hanno grandi prospettive di miglioramento. Si presentano come celle circolari, ottagonali o quadrate di 0.3 [mm] di spessore.

- **Silicio policristallino:** sono ottenute dal riutilizzo del materiale scartato dalla produzione di componentistica elettronica, rifuso per ottenere barre cristalline compatte. L'efficienza è di circa 11 - 14%.

Le celle presentano spessore e dimensioni analoghi alle precedenti, ma la struttura policristallina conferisce loro un caratteristico colore blu intenso cangiante. Il costo leggermente inferiore rispetto al monocristallino e la gradevolezza estetica del colore rende questo materiale il più usato nelle integrazioni architettoniche.

Il mercato del policristallino si sta muovendo verso una progressiva differenziazione e specializzazione della produzione di moduli in silicio policristallino per le applicazioni architettoniche, dal momento che in questi interventi la componente estetica è fondamentale.

Si possono realizzare ad esempio moduli con copertura in vetro sui due lati che consentono il passaggio parziale della luce, con grande impatto estetico soprattutto per la realizzazione di lucernari.

Recentemente sono comparse sul mercato celle colorate. L'efficienza, in questo caso, è leggermente ridotta, soprattutto per i colori chiari che comportano una maggiore riflessione, in compenso però si prestano alla realizzazioni di elevate superfici di grande impatto visivo, la cui estensione compensa largamente il calo di rendimento.

- **Silicio amorfo:** rappresenta l'elemento della tecnologia fotovoltaica di nuova generazione. Consiste nella deposizione di uno strato sottilissimo di silicio cristallino (1-2 [μm]) su superfici di altro materiale, ad esempio il vetro o supporti plastici.

L'efficienza è di circa il 5-7% ed è soggetta a un decadimento consistente (-30%) delle proprie prestazioni nel primo mese di funzionamento. Inoltre è di circa 10 anni.

Vi sono, comunque, diversi fattori che rendono interessante questa tecnologia quali ad esempio:

- risparmio di materiale pregiato: in considerazioni dei piccoli spessori;
- costi ridotti: ciò sarà possibile quando il processo produttivo avrà raggiunto economie di scala consistenti;

- soluzioni originali: la deposizione del silicio può essere realizzata ad esempio su vetro originando superfici traslucide o su superfici polimeriche flessibili.

- **Celle a film sottile** : sono formate da strati sottili (1 μm) di semiconduttori applicati ad un substrato di altro materiale (spesso vetro o ceramica).

Per quanto riguarda la forma delle celle, non esistono particolari vincoli poiché il substrato può essere facilmente sagomato. Diversamente, la porzione di cella attiva deve avere una forma quanto più possibile regolare (rettangolare) per agevolare l'interconnessione in serie con altre celle.

Complessivamente l'efficienza delle celle a film sottile è di circa il 5% anche se sono in previsione aumenti anche consistenti nel prossimo futuro.

4. DIMENSIONAMENTO DEI SISTEMI FOTOVOLTAICI

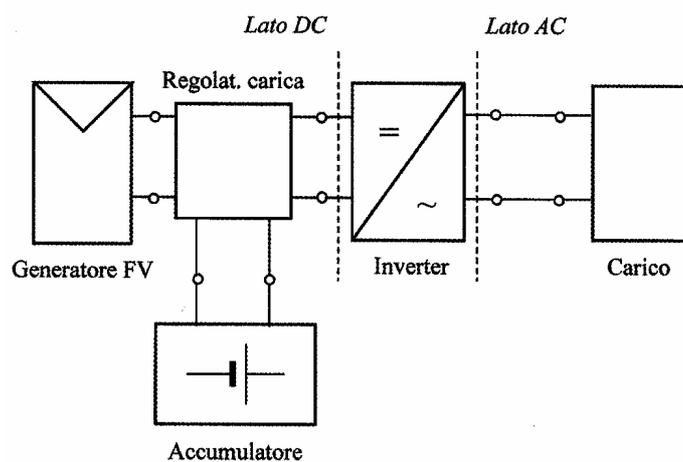
4.1 Cenni

Come già osservato, il dimensionamento dei sistemi FV può riguardare utenze isolate ovvero utenze che prevedono un rapporto di interscambio con la rete distributiva.

- **Utenze isolate**

Applicazione tra le più consolidate grazie all'autonomia ed alla capacità di generare energia elettrica nel luogo in cui serve. In moltissimi casi, laddove il collegamento alla rete elettrica risulti problematico dal punto di vista economico, ambientale, logistico o paesaggistico (rifugi montani, le stazioni rilevamento meteorologico, piccole isole), i sistemi isolati si propongono come una brillante soluzione. Gli interventi maggiormente affermati riguardano i, etc. I sistemi isolati sono impianti FV dimensionati in modo da poter soddisfare in completa autonomia la domanda energetica dell'utenza, in qualsiasi condizione di luminosità (giornate sfavorevoli e ore notturne). Tali sistemi, come riportato nello schema seguente, sono costituiti:

- dal generatore FV (superficie fotovoltaica composta dall'insieme dei moduli fotovoltaici esposti alla radiazione solare);
- da un parco di batterie con funzione di accumulo;
- da un regolatore di carica;
- da un dispositivo di conversione della corrente continua in alternata (inverter)
- sistema accumulatore.



La presenza di un sistema di accumulo costituisce il suo elemento più critico poiché la durata delle batterie è limitata (in media da 2 a 5 anni). Il regolatore di carica è un dispositivo che serve per preservare la vita dell'accumulatore, evitando scariche e

cariche eccessive. In particolare, esso disattiva il carico quando lo stato di carica della batteria è troppo basso e disattiva il generatore FV quando lo stato di carica è troppo alto. L'accumulatore ha la funzione di integrare la potenza erogata dal sistema fotovoltaico qualora questa venga superata dalla domanda del carico (giornate sfavorevoli) e quello di alimentare direttamente il carico durante la notte. Quando la potenza fornita dalla superficie fotovoltaica supera la richiesta del carico, la quota eccedente viene assorbita dall'accumulo (ricarica). Per evitare compromissioni della capacità di carica, a causa di un processo degenerativo (solfatazione degli elettrodi), il parco batterie deve essere dimensionato in modo da mantenere sempre un livello minimo di carica, anche nel periodo invernale più sfavorevole. Devono essere evitati quindi episodi di scarica profonda, che possono danneggiare sia il carico, sia gli stessi accumulatori, fissando una soglia massima di scarica. Esiste anche una soglia limitativa per la fase di carica degli accumulatori. Nei mesi estivi infatti la produzione maggiorata di energia da parte della superficie fotovoltaica può portare a cicli di sovraccarica per gli accumulatori, particolarmente dannosi in quanto in grado di provocare lo sviluppo di gas all'interno delle batterie, con relativa compromissione delle loro prestazioni. Per scongiurare questo fenomeno la carica solitamente non viene spinta oltre il 90-95% della capacità nominale. La gestione corretta dei cicli di carica e scarica e la rispondenza ai valori di soglia è gestita nell'impianto del regolatore di carica, che ha quindi una funzione di controllo e di monitoraggio del sistema molto importante. Per dimensionare la superficie del modulo FV si individua il mese peggiore ai fini dell'energia solare incidente e si impone energia prodotta dall'impianto FV eguagli la richiesta dell'utenza.

La capacità elettrica di accumulo E_{acc} [Wh] deve garantire la continuità dell'alimentazione per un determinato numero di giorni (N_g), in cui condizioni meteorologiche avverse potrebbero compromettere la captazione da parte della superficie fotovoltaica. Il numero di giorni deve essere stabilito in base alla posizione geografica ed alle condizioni climatiche della località di installazione. Solitamente alle nostre latitudini vengono considerati opportuni $N_g = 3-5$ giorni di autonomia.

- **Utenze connesse alla rete**

In questo caso i sistemi FV producono energia elettrica per l'utenza e cedono la quantità prodotta in eccedenza alla rete elettrica durante il giorno, mentre nelle ore

notturne (generatore fotovoltaico inattivo) si alimentano le richieste dell'utenza tramite l'allacciamento alla rete elettrica nazionale. Il sistema se sovradimensionato può essere in grado di garantire un saldo attivo per l'utenza nella maggior parte dell'anno; nel caso di installazioni in condizioni climatiche particolarmente favorevoli il guadagno è decisamente consistente e una superficie fotovoltaica può di fatto diventare una forma di investimento. Appartengono a questa categoria i sistemi integrati in architettura realizzati in contesti urbanizzati, dove una corretta pianificazione in fase di progetto della struttura consente di contenere i costi, sia in termini di risparmio di materiali da costruzione, sia in termini di ottimizzazione dell'installazione. Affinchè il sistema possa essere utilizzato al massimo della sua efficienza potenziale i moduli FV devono essere esposti a Sud (azimut 0°) tollerando deviazioni angolari dell'azimut di $\pm 45^\circ$. Oltre tali limiti la perdita in termini di efficienza è di circa il 5-10%. Nel caso di utilizzo annuale dell'impianto, il rendimento maggiore si ottiene inclinando la superficie fotovoltaica rispetto al piano orizzontale di un angolo χ pari alla latitudine della località. In questo modo il sistema viene dimensionato per garantire il fabbisogno elettrico richiesto nelle stagioni intermedie, e il surplus estivo compensa il deficit invernale, garantendo il migliore possibile livello di produzione media annuale.

4.2 Esercizi ed esempi

1) Si valuti la superficie di un sistema di collettori per produzione di ACS di un nucleo abitativo composta da 4 persone (consumo medio di 60 litri a persona al giorno, oltre 16 litri per usi vari). Si supponga di dover produrre acqua calda a $t_c = 47$ [°C] a partire da acqua fredda a $t_f = 12$ [°C]. Si supponga un'irradiazione media annuale $\overline{Q'_r} = 1600$ [kWh/m²]; FS = 0.65, $\overline{\eta} = 0.7$.

Il consumo giornaliero si stima essere $C_u = (4 \times 60) + 16 = 256$ [litri] pari, cioè, a circa 256 [kg/giorno]. A tale consumo corrisponde un fabbisogno giornaliero di energia termica Q :

$$Q = C_u \cdot c \cdot (t_c - t_f) = 256 \cdot 4186 \cdot 35 / 3.6 \cdot 10^6 = 10.4 \text{ [kWh/giorno]}$$

ove:

c = calore specifico dell'acqua (4186 [J/kg °C]).

Nell'ipotesi di un fattore di copertura solare ($FS = 0.65$) il fabbisogno giornaliero coperto dall'impianto solare è:

$$Q_u = 10.4 \cdot 0.65 = 6.76 \text{ [kWh/giorno]}$$

Si ha, allora:

$$Q_{us} = Q_u \cdot 365$$

$$\eta_{\text{impianto}} = FC \cdot \eta_{d,r} \cdot \eta = 0.9 \cdot 0.8 \cdot 0.7 = 0.5$$

La superficie di collettori A_c necessaria è data da :

$$A_c = \frac{Q_{us}}{Q_T \cdot \eta_{\text{impianto}}} = \frac{6.76 \cdot 365}{1600 \cdot 0.5} = 3 \text{ [m}^2\text{]}$$

Si può ricordare che l'impianto richiede la presenza di un serbatoio di accumulo dell'acqua calda; indicativamente il volume necessario è dell'ordine di $80 \text{ [litri/m}^2\text{]}$ di superficie di collettore. In tale ipotesi si ottiene:

$$V_{\text{acc}} = 80 \cdot 3 = 240 \text{ [litri]}$$

2) Si valuti quale parte dello spettro solare potrà essere convertita in energia elettrica con una cella di silicio monocristallino caratterizzata da $E_g = 1.1 \text{ [eV]}$.

Si ricorda che soltanto i fotoni di energia superiore a quella necessaria per passare dalla banda di valenza a quella di conduzione e cioè $E_f = h\nu \geq E_g$ possono essere utilizzati per la conversione fotovoltaica.,

In altre parole, valendo per le onde elettromagnetiche la relazione $c = \lambda \cdot \nu$ risulterà a convertibile solo la porzione con lunghezza d'onda:

$$h\nu = \frac{h \cdot c}{\lambda} \geq E_g$$

$$\lambda \leq \frac{h \cdot c}{E_g} = \frac{h \cdot c}{q_e \cdot \Delta V} = \frac{6.626 \cdot 10^{-34} \cdot 3 \cdot 10^8}{1.6 \cdot 10^{-19} \cdot 1.1} = 1.13 \text{ [\mu m]}$$

ove:

$q_e = 1.6 \cdot 10^{-19} \text{ [Coulomb]}$ carica elettrone;

$h = 6.626 \cdot 10^{-34} \text{ [Js]}$ costante di Plank..