

ALMA MATER STUDIORUM  
UNIVERSITA' DI BOLOGNA

SCUOLA DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA  
Sede di Forlì

Corso di Laurea in  
INGEGNERIA MECCANICA  
Classe LM-33

Tesi di Laurea Magistrale in  
Termofluidodinamica Avanzata

INTEGRAZIONE PANNELLI SOLARI FOTOVOLTAICI SU  
FACCIALE VENTILATE

CANDIDATO  
BOUNDJA NDJONDJI  
PATRICK HERVE

RELATORE  
Prof. Ing. Marco Lorenzini  
CORELATORE  
Ing. Cosimo Marinosci

Anno Accademico 2013/2014  
Sessione III

# INDICE

Introduzione	.pag1
1.1ELETTRICITA'FOTOVOLTAICA.	.pag5
1.1.1 irraggiamento extraterrestre	.pag.6
1.1.2 angoli caratteristici della volta celeste	.pag.6
1.1.3 posizione istantanea della volta celeste	.pag.8
1.1.4 potenza solare	.pag.9
1.1.5 irraggiamento solare al suolo in giornate serene	.pag.9
1.1.6 radiazione diretta	.pag.10
1.1.7 radiazione diffusa	.pag.13
1.1.8 radiazione globale istantanea incidente su una superficie	.pag.15
1.2 effetto fotovoltaico	.pag.16
1.2.1 energia di un fotone	.pag16
1.2.2 energia per liberare un fotone	.pag.17
1.2.3 caratteristica della cella fotovoltaica	.pag.18
1.3 funzionamento della cella fotovoltaica	.pag.20
1.3.1 perdite di efficienza della cella fotovoltaica	.pag.20
1.3.2 comportamento elettrico di un cella analizzato mediante circuito equivalente	.pag.21
1.3.3 curva caratteristica e parametri di qualità della cella	.pag.23
1.3.4 curva caratteristica in funzione della temperatura della cella e dell'irraggiamento solare	.pag.25
1.3.5 rendimento di massimo della cella	.pag.26
1.4 tipologia di celle in silicio monocristallino e policristallino	.pag.27
1.4.1 tecnologia di lavorazione delle celle fotovoltaiche in silicio Monocristallino e policristallino	.pag.28
1.4.2 tipologia di cella a giunzione multipla	.pag.29
1.4.3 le celle a film sottile	.pag.30
1.4.4 le celle in silicio amorfo	.pag.31

1.4.5 Le celle CIS (copper indium di selenide) al diseleniuro di rame ed indio	
.pag.32	
1.4.6 processo di produzione	.pag.33
1.5 moduli fotovoltaiche e tipologie	.pag.34
1.5.1 moduli standard	.pag.37
1.5.2 curva caratteristica V-I di una cella fotovoltaica e relativi parametri elettrici	.pag.38
1.5.3 rendimento	.pag.40
1.6 generatore fotovoltaico	.pag.41
1.7 accumulatore	.pag.43
1.7.1 grandezze caratteristiche delle batteria	.pag.43
1.8 regolatore di carico	.pag.44
1.9 inveter	.pag.45
1.9.1 convertitore grid connected	.pag.45
1.9.2 parametri elettrici del convertitore grid connected	.pag.46
1.9.3 convertitore grid stand alone	.pag.46
1.9.4 parametri elettrici del convertitore grid stand alone	.pag.46
2. FACCIATE VENTILATE	.pag.50
2.1 caratteristiche e requisiti	.pag.51
2.1.1 sicurezza e sollecitazioni fisiche	.pag.52
2.1.2 ben essere igrotermico	.pag.52
2.1.3 controllo della temperatura superficiale	.pag.53
2.1.4 controllo dell'inerzia	.pag.54
2.1.5 tenuta ad acqua	.pag.60
2.2 comportamento termoigrometrico	.pag.62
2.2.1 diffusione del vapore in un mezzo poroso	.pag.63

2.2.2 legge di fick	.pag.63
2.2.3 effetti dell'umidità	.pag.66
2.2.4 controllo del fenomeno di condensa	.pag.67
2.2.5 aspetti termoigrometrici e delle intercapedine d'aria	.pag.69
2.2.6 barriera al vapore	.pag.71
2.2.7 fattore di posizione del materiale	.pag.72
2.2.8 tipologie di rivestimenti	.pag.73
2.2.9 rivestimenti in pietra: marmi, graniti e pietra naturali	.pag.74
2.3.2 rivestimento in cotto	.pag.75
2.3.3 granito ceramico	.pag.76
2.3.4 rivestimento in zinco titanio	.pag.77
2.3.5 rivestimento in fibrocemento	.pag.78
2.3.6 struttura del sistema di rivestimento a " parete ventilata "	.pag.79
2.3.7 sotto struttura	.pag.80
2.3.8 isolamento termico	.pag.81
3 FACCIATE VENTILATE FOTOVOLTAICHE	.pag.83
3.1 sistemi d'integrazione fotovoltaico in facciata	.pag.84
3.2 tipologie di facciate	
3.2.1 facciate fredde	.pag.85
3.2.2 facciate calde	.pag.86
3.2.3 facciate doppie	.pag.88
3.3 moduli fotovoltaici per integrazione in architettura	.pag.88
3.3.1 moduli a doppio vetro e trasparenti	.pag.89
3.3.2 tegole fotovoltaiche	.pag.90
3.3.3 celle non trasparenti colorabili	.pag.91
3.4 impianti su facciata	.pag.91

3.4.1 moduli sovrapposti alla facciata	. pag.92
3.4.2 moduli integrati nella facciata	.pag.92
3.4.3 facciate con moduli standard	.pag.92
3.5 facciate continua e non continua	.pag.93
3.5.1 integrazione in facciata verticale continua	.pag.93
3.5.2 integrazione in facciata verticale non continua	.pag.95
3.6 facciata a doppia pelle	.pag.96
3.7 dimensionamento di un sistema fotovoltaico in facciata	.pag.99
3.7.1 valori medio annuo di irraggiamento	.pag.99
3.7.2 valori medio mensile di irraggiamento	.pag.99
3.7.3 valore di energia annua	.pag.100
3.7.4 perdite dovute ai componenti utilizzati	.pag.100
3.7.5 rendimento complessivo di conversione dell'impianto	.pag.102
3.7.6 dimensionamento fotovoltaico a facciata ventilata	.pag.104
3.7.7 rendimento termico	.pag.104
3.8 rappresentazione dei valori $g$ e $U$	.pag.108
3.8.1 applicazione della metodologia di raccolta	.pag.112
3.8.2 rappresentazione di una facciata come collettore	.pag.114
3.8.3 calcolo dell'energia prodotta annualmente su facciata ventilata	.pag.118
3.9 rendimento dell'impianto fotovoltaico	.pag.119
3.10 scelta della tensione del generatore fotovoltaico	.pag.121
3.11 scelta del convertitore	.pag.123
3.12 scelta del regolatore di carico e del sistema di accumulo	.pag.125

## BIBLIOGRAFIA

# INTRODUZIONE

La tecnologia fotovoltaico consente di trasformare l'energia solare in energia elettrica a partire da materiali semiconduttori. Si tratta di una tecnologia piuttosto recente. Tuttavia il suo sviluppo è stato rapidissimo, grazie in particolare all'alto gradimento pubblico di tale fonte energetica rispetto alle altre rinnovabili, all'alta affidabilità e ai ridotti costi di esercizio degli impianti per una vita operativa di oltre 25 anni.

L'attuale produzione fotovoltaica si basa per l'87% circa sulla cosiddetta “prima generazione” di dispositivi, a base di silicio mono e policristallino. La leadership del silicio è dovuta a una serie di vantaggi, quali l'abbondanza e compatibilità ambientale della materia prima, le buone proprietà elettroniche del materiale, la stabilità nel tempo dei dispositivi e la forte sinergia con le tecnologie della microelettronica, la restante parte del mercato è ripartita tra le varie tecnologie a film sottile, la cosiddetta “seconda generazione” del fotovoltaico, che utilizza come materiali tellurio di cadmio (CdTe), silicio amorfo e microcristallino (e leghe di tali materiali). Si tratta di tecnologie che si prestano a produzione su larga scala, in cui il modulo fotovoltaico anche di grandi dimensioni (fino ad oltre 5m<sup>2</sup>), è ottenuto direttamente al termine di un processo in linea e non tramite assemblaggio di celle, come accade invece nel caso di silicio mono e policristallino.

Il pannello fotovoltaico può svolgere un ruolo importante nel fornire ventilazione naturale nelle camere. In estate, il flusso d'aria che entra all'interno della camera può essere convogliato attraverso una cavità (intercapedine). In inverno, aria calda entra nell'edificio riducendo il problema del freddo. Fornire illuminazione diurna, è anche una funzione cruciale. In fine l'energia pulita viene fornita senza emissione di gas serra. Risulta pertanto chiaro che le prestazioni di una facciata fotovoltaica dovrebbe comprendere gli aspetti della produzione di energia elettrica, trasmissione del calore, ventilazione e illuminazione diurna per la corretta valutazione delle prestazioni integrato di una facciata fotovoltaica.

Pertanto, ci sono molti parametri che definiscono le prestazioni di una facciata fotovoltaica. La procedura di analisi è molto complessa, si sovrappongono diverse funzioni che

non riguardano solo la produzione di energia elettrica pulita, che si traduce in una parziale copertura del fabbisogno energetico dell'edificio, ma anche la compensazione dei flussi termici tra l'interno e l'esterno. Così, l'effetto di una facciata fotovoltaica sulle prestazioni dell'edificio e il rendimento elettrico dei moduli fotovoltaici deve essere considerata durante il processo di progettazione. Il concetto di efficacia di una facciata fotovoltaica comprende sia il guadagno di energia utile che il guadagno di energia termica.

Solo una parte solo del calore captato dai moduli viene infatti trasformata in energia elettrica, che varia in funzione del tipo di moduli utilizzati, l'altra parte del calore captato viene trasformata in energia termica attraverso sottrazione di calore dell'aria ai moduli fotovoltaici, per effetto camino nella cavità (intercapedine) col fluido che poi è immesso nelle stanze dell'edificio o scaricata in atmosfera.

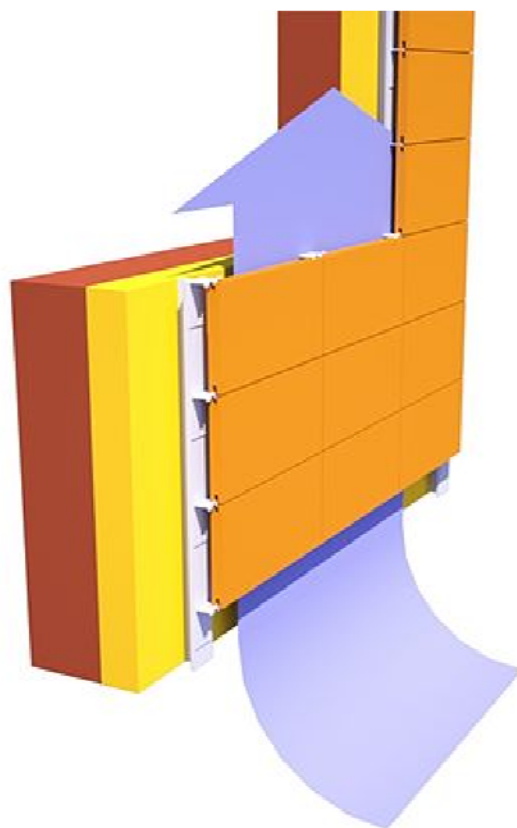
Lo strato d'aria che scorre nell'intercapedine svolge un'azione molteplice sui modi di trasmissione del calore irraggiato sulla superficie esterna.

La conduzione diretta attraverso un mezzo solido viene praticamente eliminata poiché l'interposizione dello strato d'aria la interrompe sostanzialmente sostituendovi l'elemento gassoso dotato di bassissima inerzia termica che vi svolge una funzione isolante. Per una efficace azione di inibizione della trasmissione di calore per conduzione diventa essenziale il controllo dei ponti termici che possono essere pericolosi in presenza di una cattiva progettazione degli strati isolanti se sono attraversati dalla sottostruttura metallica che fa da ossatura al sistema oppure da una scorretta posa in opera degli elementi di ancoraggio al supporto murario esistente.

Per convezione, l'effetto camino che si instaura tra la superficie dell'isolante termico e il paramento esterno costituisce la ragione d'essere dell'involucro a facciata ventilata. L'aumento di temperatura dell'involucro paramento si trasmette per contatto e per irraggiamento allo strato d'aria compreso nell'intercapedine, che si espande e diventa più leggero. Ma come nello spazio confinato dell'intercapedine è costretto all'unico movimento che gli è possibile: fluire verso l'alto per uscire dalla griglia di espulsione aperta. Intanto si crea una limitata depressione alla base dell'intercapedine stessa, in cui strati più freddi e pesanti d'aria atmosferica si inseriranno prendendo il posto lasciato libero dagli strati ascendenti.

L'aumento del calore trasmesso per convezione aumenta la velocità del flusso d'aria.

Si instaura così un flusso continuo che cresce spontaneamente al crescere dell'intensità dell'irraggiamento e si riduce al diminuire dello stesso; il tutto generato dal motore energetico della quantità di calore che viene assorbito dalla pelle esposta del sistema.



Un altro aspetto determinante è costituito dal controllo dello spessore dell'intercapedine, questo deve essere tale da instaurare l'equilibrio più favorevole tra libertà del flusso verticale dell'aria e la necessità di impedire il prodursi dell'indesiderata turbolenza tra le superficie affacciate dell'intercapedine: la faccia interna della parete esterna e la faccia esterna dell'isolante termico.

Il fenomeno d'irraggiamento solare che incide sulla superficie esterna del pannello fotovoltaico permane anche nelle facciate ventilate in quanto l'intercapedine d'aria risulta trasparente all'azione irraggiante del dorso della parete interna colpendo la superficie esposta dello strato di isolamento termico.

Tuttavia la composizione stessa dell'involucro ventilato offre opportunità e vantaggi per il controllo anche di questa forma di trasmissione di calore. Infatti l'interposizione



dell'intercapedine costituisce uno spazio vuoto (in realtà pieno solo d'aria ) su cui è possibile operare aggiungendo elementi tesi a limitare il più possibile l'intensità della radiazione indesiderata dal paramento esterno (come sottili strati riflettenti).

Nelle facciate ventilate notiamo che la superficie dell'isolante termico affacciata nell'intercapedine è sempre in ombra in più è separata dal contatto dall'elemento irraggiante dallo strato d'aria che può assumere ulteriori funzione di filtro alle radiazione con provvedimento qui non illustrati, oggetto di ricerca.

Nel seguito, saremo chiamati a fare un dimensionamento di pannello fotovoltaico su facciate ventilate.

# CAPITOLO 1

In questo capitolo forniremo prima gli elementi necessari per il calcolo dell'energia solare globale incidente su una superficie, il quale ci risulterà indispensabile nella progettazione di impianti fotovoltaici sia nella fase di dimensionamento del sistema che in quella finalizzata alla determinazione della resa energetica dell'impianto. In particolare risulta fondamentale la conoscenza di elementi analitici della fisica del sole; tale importanza va al di là del calcolo della radiazione su una superficie comunque inclinata, ottenibile per altro rapidamente con un software di calcolo, in quanto permette di comprendere il fenomeno fisico legato alle traiettorie e alla posizione istantanea del sole.

Negli impianti fotovoltaici la superficie di captazione è spesso inclinata rispetto all'orizzontale per aumentare l'energia incidente. È perciò indispensabile passare dalla radiazione incidente su una superficie orizzontale che è il dato solitamente conosciuto, alla radiazione incidente su una superficie inclinata comunque orientata.

In relazione alla disponibilità di dati relativi al sito, è possibile calcolare la radiazione solare su una superficie inclinata comunque orientata in vari modi. Nel presente capitolo verrà esposta la teoria fondamentale basata sulla norma UNI 10349, necessaria alla determinazione dell'irraggiamento globale e di come avviene la trasformazione dell'energia solare all'energia elettrica continua e alternata pronto all'uso per l'utente.

## IRRAGGIAMENTO EXTRATERRESTRE

Una volta nota la costante solare (che è la potenza raggiante per unità di superficie che incide su una superficie ortogonale ai raggi solari, posta all'esterno dell'atmosfera terrestre, quando la distanza terra-sole è pari al suo valore medio. Il valore più recente di  $I_{cs}$  misurato per mezzo di satelliti artificiali è risulta pari a  $1,367\text{W/m}^2$ ) è possibile stimare l'irraggiamento terrestre ( $\text{W/m}^2$ ) tenendo conto dell'effetto della variazione della distanza terra-sole, del  $\pm 1,7\%$  nel corso dell'anno dovuto alla ellitticità dell'orbita della terra attorno al sole. La formula di seguito permette di calcolare l'irraggiamento terrestre ( $\text{W/m}^2$ ) per ogni giorno dell'anno. Tale effetto produce una variazione dell'irraggiamento extraterrestre non estremamente significativa, ai nostri del  $\pm 3.3\%$

circa.

$$I_0(t) = I_{CS} \cdot (1 + 0,033 \cdot \cos(2 \cdot \pi \cdot n(t) \div 365)) \text{ (W/m}^2\text{)}$$

Dove:

$n(t)$  è il numero progressive del giorno nell'anno;

$I_{CS}$  è la costante solare ( $\text{W/m}^2$ ).

## ANGOLI CARATTERISTICI DELLA VOLTA CELESTE

Al fine di individuare ad un certo istante dell'anno la posizione del sole nel cielo in una determinata località, è necessario definire alcuni angoli caratteristici, visualizzabili sulla sfera celeste in figura.

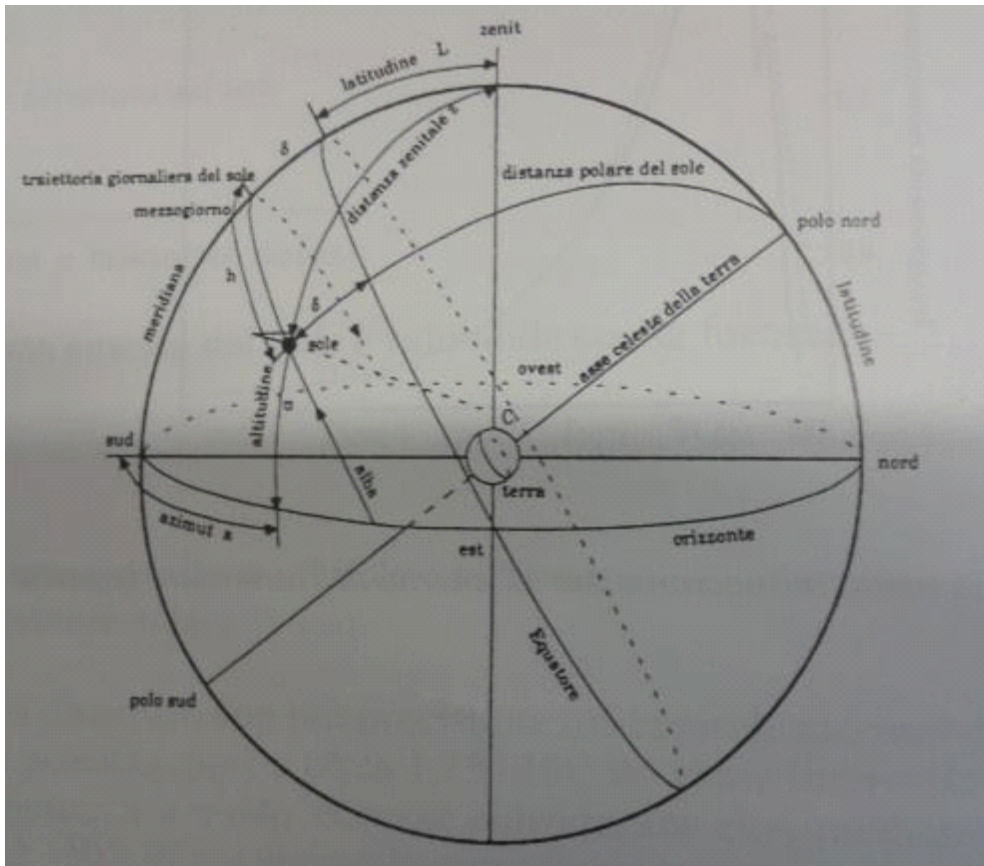


Figura 1 Sfera celeste e coordinate solari relativi ad un osservatore sulla terra nel punto c [1]

Questi angoli sono:

- Altezza solare  $\alpha$  : è l'angolo formato dalla direzione dei raggi solari col piano o-

rizzontale;

- Angolo zenitale  $\zeta$ : è complementare ad  $\alpha$ ;
- Azimut solare  $a$ : è l'angolo formato tra la proiezione sul piano orizzontale dei raggi solari e la direzione sud; è positivo se la proiezione cade verso est ed è negativo se la proiezione cade verso ovest;
- Latitudine  $L$ : è l'angolo che la retta passante per la località considerata il centro della terra forma con il piano dell'equatore; è positivo nell'emisfero settentrionale e negativo in quello meridionale;
- Angolo orario  $h$ : è la distanza angolare tra il sole e la sua posizione a mezzo giorno lungo la sua traiettoria apparente sulla volta celeste, tale angolo è nullo a mezzo giorno, positive nelle ore antimeridiane e negativo nelle ore meridiane. Esso risulta pari al numero di ore del mezzogiorno moltiplicato per 15;
- Declinazione solare  $\delta$ : l'angolo che la direzione dei raggi solari forma a mezzogiorno, sul meridiano considerato, col piano equatoriale; è  $>0$  quando il sole sta al di sopra al piano equatoriale ed è negativo quando è al di sotto. Essa può essere calcolata con la formula di Cooper:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin(360 \cdot (284 + n) \div 365)$$

dove  $n$  risulta essere l'ennesimo giorno dell'anno.

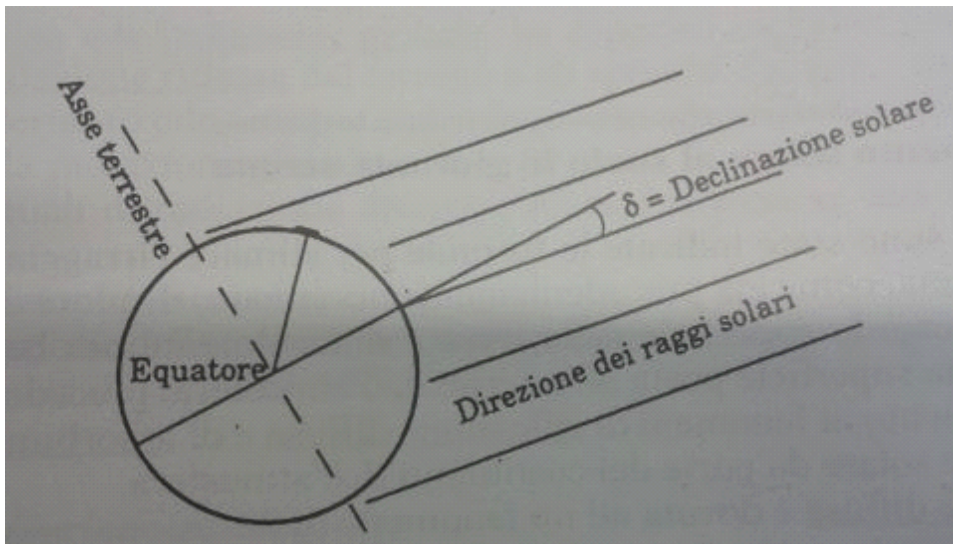


Figura 2 definizione della declinazione solare [1]

### 1.1.3) POSIZIONE ISTANTANEA DELLA VOLTA CELESTE

Mediante i valori sopra indicati  $L$  (latitudine),  $\delta$  (declinazione solare),  $h$  (angolo orario)

ed  $\alpha$  (altezza solare), è possibile individuare la posizione istantanea del sole mediante le due relazioni:

$$\alpha = \arcsen(\sen L \cdot \sen \delta + \cos L \cdot \cos \delta \cdot \cosh)$$

$$a = \arcsen(\cos \delta \cdot \sen h \div \cos \alpha)$$

per la correttezza dell'equazione deve essere verificata la condizione:

$$\sen \alpha \geq \sen \delta \div \sen L \quad \text{per } L \geq 0$$

$$\sen \alpha \leq \sen \delta \div \sen L \quad \text{per } L \leq 0$$

se tale condizione non risulta verificata, il valore corretto  $a_c$  dell'azimut solare risulta pari a :

$$a_c = \text{segno}(a) \cdot (180 - |a|)$$

#### 1.1.4) POTENZA SOLARE

La potenza emessa dal sole è valutabile con la formula:

$$P = 4 \cdot \pi \cdot d^2 \cdot I_{cs}$$

Dove:

$d$  è la distanza media tra sole e terra;

$I_{cs}$  è la costante solare  $W/m^2$ .

Solo una parte di questa potenza pari a circa  $1,73 \cdot 10^{17} W$ , viene intercettata dalla terra. Per valutare la potenza al suolo occorre considerare che, mediamente solo 1/3 del valore di  $1,73 \cdot 10^{17} W$  raggiunge la superficie terrestre e che di questa porzione, una percentuale pari a circa il 70% raggiunge gli oceani.

Tenuto conto di questo, la potenza intercettata dal suolo è pari a  $1,73 \cdot 10^{16} W$ .

#### 1.1.5) IRRAGGIAMENTO SOLARE AL SUOLO IN GIORNATE SERENE

Abbiamo indicato le formule per stimare l'irraggiamento solare, ma, come abbiamo detto precedentemente il valore della potenza solare che raggiunge la superficie terrestre è notevolmente più basso di quello incidente su una superficie posta all'esterno dell'atmosfera, ciò è dovuto ai fenomeni di riflessione diffusa e di assorbimento prodotti sulla radiazione solare da parte dei costituenti dell'atmosfera.

La riflessione diffusa è dovuto ad un fenomeno diffusione, appunto, in tutte le direzione,

denominata scattering, da parte delle molecole di  $O_2$ ,  $N_2$ ,  $H_2O$ . Questa diffusione consiste semplicemente nella riflessione di parte della radiazione in tutte le direzioni; pertanto una parte di energia solare di fatto non raggiunge la superficie atmosferica in quanto riflessa.

Sempre a causa della diffusione la superficie piana di misura viene influenzata da energia proveniente da molteplici direzioni.

L'assorbimento è dovuto ad un fenomeno di assorbimento della radiazione solare da parte delle molecole di  $CO_2$ ,  $H_2O$  e in particolare dell'ozono  $O_3$ .

Al fine di stimare l'irraggiamento solare al suolo in giornate serene è necessario definire tre tipologie di radiazione: la radiazione diretta, la radiazione diffusa, la radiazione globale.

Le superfici inclinate possono inoltre ricevere la radiazione riflessa dal terreno, o da specchi d'acqua, o da altre superfici orizzontali; pertanto tale termine andrà sommato alla radiazione diretta e diffusa per ottenere la radiazione globale.

La percentuale della radiazione diretta, diffusa, riflessa è funzione di:

- condizioni meteorologiche,
- inclinazione della superficie rispetto al piano orizzontale,
- presenza di superfici riflettenti.

#### 1.1.6) LA RADIAZIONE DIRETTA

La radiazione diretta è definita come la parte della radiazione che raggiunge la superficie della terra con un unico angolo di incidenza senza subire assorbimenti e di riflessioni.

Si definisce coefficiente di trasmissione della radiazione diretta  $\tau_b$  il rapporto tra l'irraggiamento diretto normale  $I_{bn}$  (l'irraggiamento diretto al suolo su superficie costantemente normale ai raggi solari) e l'irraggiamento extraterrestre  $I_0$ . Esso dipende sia dalle lunghezze d'onda della radiazione che dal percorso dei raggi solari nell'atmosfera stessa oltre che dalla composizione dell'atmosfera, fortemente variabile con le condizioni meteorologiche locali. Nel caso di giornate serene il coefficiente di trasmissione della radiazione diretta è definito dalla seguente formula:

$$\tau_b = I_{bn} \div I_0 = 0,5 \cdot (e^{(-0,65 \cdot m_{\alpha})} + e^{(-0,095 \cdot m_{\alpha})})$$

dove:

$I_{bn}$  irraggiamento diretto normale ( $W/m^2$ );

$I_0$  irraggiamento extraterrestre ( $W/m^2$ );

$$m_{\square\alpha} = ((1229 + (614 \cdot \text{sen}\alpha)^2)^{0,5} - 614 \cdot \text{sen}\alpha) \cdot p_{\square} / p_0$$

Il termine  $m_{\square\alpha}$  è denominato massa d'aria (air mass, AM) relativa ad una altitudine  $\square$  sopra il livello del mare, ed all'angolo  $\alpha$  che i raggi solari formano col piano orizzontale. È definito, considerando il sole allo zenit, come il rapporto tra la lunghezza del percorso effettivo dei raggi solari e la lunghezza del loro percorso minimo. Nella formula di cui sopra, che tiene conto della curvatura della terra e dell'atmosfera, compaiono i seguenti termini:

$p_{\square}$  pressione atmosferica alla quota  $\square$ ;

$p_0$  pressione atmosferica al livello del mare.

L'AM,  $m_{\square\alpha}$ , al livello del mare, può essere calcolata con la formula approssimata:

$$m_{0\square} = 1 / \text{sen}\alpha$$

Esempio:

con il sole allo zenit ( $\alpha = 90^\circ$ ) ed al livello del mare ( $\square = 0$ ),  $m_{\square\alpha} = 1$  (AM1).

Con il sole ad un'altezza di  $30^\circ$  ( $\alpha = 30^\circ$ ) ed al livello del mare ( $\square = 0$ ),  $m_{\square\alpha} = 2$  (AM2).

Per convenzione il valore AM0 è riferito alla radiazione extraterrestre.

L'irraggiamento diretto normale  $I_{bn}$  è quindi calcolabile con la formula:

$$I_{bn} = I_0 \cdot \tau_b (W/m^2)$$

Dove:

$I_0$  irraggiamento extraterrestre ( $W/m^2$ )

La formula  $I_{bn} = I_0 \cdot \tau_b (W/m^2)$  trasforma di fatto a mezzo del coefficiente di trasmissione della radiazione diretta un irraggiamento extraterrestre nell'irraggiamento diretto normale. Si tratta a questo punto, tenendo conto dell'inclinazione, di individuare il valore della radiazione diretta su una superficie. Essa è data dalla formula:

$$G_b = I_{bn} \cdot \text{cosi} (W/m^2)$$

i angolo di incidenza tra raggi solari e la normale alla superficie;

$I_{bn}$  irraggiamento diretto normale;

$$\text{cosi} = \cos(a - a_w) \cdot \text{cos}\alpha \cdot \text{sen}\beta + \text{sen}\alpha \cdot \text{cos}\beta$$

a angolo azimutale;

$a_w$  azimut della superficie;

$\alpha$  altezza solare;

$\beta$  angolo di inclinazione della superficie sul piano orizzontale.

La formula per calcolare la radiazione diretta istantanea su una superficie può essere espressa in questo modo:

$$G_b = I_{b0} \cdot R_b \text{ ( W/m}^2\text{)}$$

Con  $I_{b0}$  componente verticale dell'irraggiamento diretto normale espresso dalla formula:

$$I_{b0} = I_{bn} \cdot \text{sen}\alpha \text{ ( W/m}^2\text{)}$$

Ed  $R_b$  fattore di inclinazione della radiazione espresso dalla formula:

$$R_b = \text{cosi} \div \text{sen}\alpha$$

L'equazione precedente indica che la radiazione diretta  $G_b$  incidente su una superficie inclinata e comunque orientata è pari al prodotto della componente verticale dell'irraggiamento diretto normale per il fattore di inclinazione  $R_b$ .

Il fattore  $R_b$  ha una espressione analitica solo per le superficie esposte a sud .

$$R_b = ( \text{sen}( L-\beta)\text{sen}\delta + \text{cos}(L-\beta)\text{cos}\delta\text{cosh} ) \div ( \text{senLsen}\delta + \text{cosLcos}\delta\text{cosh} )$$

### 1.1.7) RADIAZIONE DIFFUSA

La radiazione diffusa è invece definita come quella parte di radiazione che, a causa dei fenomeni di scattering raggiunge la terra con vari angoli.

Si definisce coefficiente della trasmissione della radiazione diffusa  $\tau_d$  il rapporto tra l'irraggiamento diffuso sul piano orizzontale  $I_{d0}$  e l'irraggiamento extraterrestre sul piano orizzontale  $I_0 \cdot \text{sen}\alpha$ . Nel caso di giornate serene il coefficiente di trasmissione della radiazione diffusa  $\tau_d$  è definito dalla seguente formula elaborato da LUI e JORDAN:

$$\tau_d = I_{d0} \div ( I_0 \cdot \text{sen}\alpha ) = 0,2710 - 0,2939 \cdot \tau_b$$

dove:

$I_d$  l'irraggiamento diffuso sul piano orizzontale (W/m<sup>2</sup>);

$I_0 \cdot \text{sen}\alpha$  irraggiamento extraterrestre sul piano orizzontale (W/m<sup>2</sup>).

L'irraggiamento diffuso sul piano orizzontale:



L'irraggiamento diffuso sul piano orizzontale  $I_{d0}$  è quindi calcolabile dalla formula:

$$I_{d0} = I_0 \cdot \sin\alpha \cdot \tau_b \text{ (W/m}^2\text{)}$$

La radiazione diffusa istantanea su una superficie:

la relazione  $I_{d0} = I_0 \cdot \sin\alpha \cdot \tau_b \text{ (W/m}^2\text{)}$  trasforma di fatto anche a mezzo del coefficiente di trasmissione della radiazione diffusa, un irraggiamento extraterrestre sul piano orizzontale nell'irraggiamento diffuso sul piano orizzontale. Si tratta a questo punto, tenendo conto dell'angolo di inclinazione della superficie sul piano orizzontale e dell'altezza solare, di individuare il valore della radiazione diffusa su una superficie. La radiazione diffusa ha una componente diretta data dalla volta celeste ed una riflessa data dal terreno circostante, a sua volta dotata di componente diretta e diffusa. Nell'ipotesi che il cielo si comporti come una sorgente isotropa di radiazione diffusa, la componente diretta è calcolabile con la formula:

$$G_d = I_{d0} \cdot \cos^2(\beta \div 2) \text{ (W/m}^2\text{)}$$

$\beta$  angolo di inclinazione della superficie sul piano orizzontale.

La stessa formula per calcolare la radiazione diffusa diretta su una superficie può essere espressa in questo modo:

$$G_d = I_{d0} \cdot R_d \text{ (W/m}^2\text{)}$$

Con  $I_{d0}$  componente verticale dell'irraggiamento diffuso normale espresso dalla formula:

$$R_d = \cos^2(\beta \div 2)$$

Nell'ipotesi che il cielo si comporti come una sorgente isotropa di radiazione diffusa, la componente riflessa è calcolabile con la formula:

$$G_{dr} = (I_{bn} \cdot \sin\alpha + I_{d0}) \cdot \rho \cdot \sin^2(\beta \div 2) \text{ (W/m}^2\text{)}$$

$I_{bn}$  irraggiamento diretto normale;

$I_{d0}$  irraggiamento diffuso sul piano orizzontale (W/m<sup>2</sup>);

$\rho$  albedo o coefficiente di riflessione dell'ambiente circostante.

La stessa formula per calcolare la radiazione diffusa riflessa su una superficie può essere espressa in questo modo:

$$G_r = (I_{d0} + I_{b0}) \cdot R_r \text{ (W/m}^2\text{)}$$

Con  $R_r$  espresso dalla formula :

$$R_r = \rho \cdot \sin^2(\beta \div 2)$$

### 1.1.8) RADIAZIONE GLOBALE Istantanea INCIDENTE SU UNA SUPERFICIE

La radiazione globale al suolo è la somma della radiazione diretta  $G_b$ , di quella diffusa diretta  $G_d$  e della radiazione diffusa riflessa  $G_r$  come indicato nella formula.

$$G = G_b + G_r + G_d = I_{b0} \cdot R_b + I_{d0} \cdot R_d + (I_{b0} + I_{d0}) \cdot R_r$$

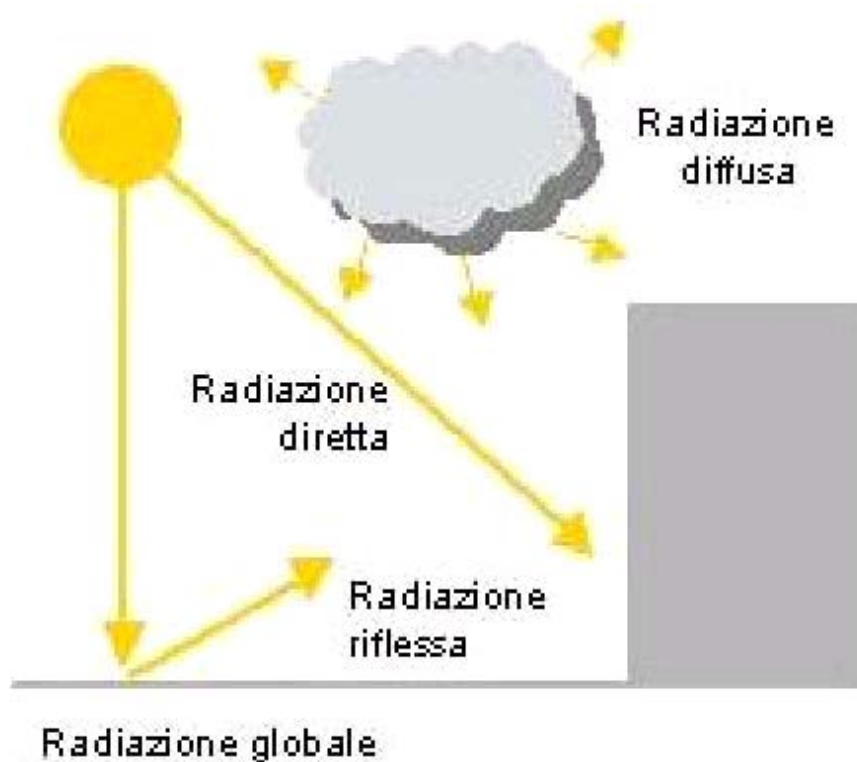


Figura 3 radiazione solare incidente su superficie verticale (3)

Il metodo che utilizza i concetti e i contenuti sopra descritti è ritenuto un sistema pratico semplificato utilizzabile nella dimensionamento degli impianti fotovoltaici. Delle norme UNI 10349 ( riscaldamento e raffreddamento degli edifici-dati climatici-aprile'94) e UNI 8477/1 ( calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia-valutazione dell'energia rag-  
giante ricevuto-maggio'83) vengono riportate le parti utili al fine della progettazione degli impianti fotovoltaici.

La norma UNI 8477/1 nel complesso delle sue parti ha lo scopo di effettuare valutazioni di massima dell'apporto energetico medio mensile dall'energia solare, la norma si basa sui valori giornalieri medi mensili derivati dalla conoscenza di dati climatologici locali. Nei prossimi paragrafi faremo uno studio dell'effetto fotovoltaico, il funzionamento di una cella fotovoltaica, modulo fotovoltaico e generatore, in quanto i sistemi fotovoltaici convertono l'energia solare in energia elettrica.

## EFFETTO FOTOVOLTAICO

La conversione di energia elettromagnetica radiazione solare in corrente continua nei dispositivi fotovoltaici, grazie ad un fenomeno noto come effetto fotovoltaico. Tale effetto si verifica nei materiali semiconduttori, come ad esempio il silicio, oggi il materiale estremamente diffuso per la realizzazione dei generatori fotovoltaici. Un semiconduttore in assenza di sollecitazioni esterne non è in grado di trasmettere elettricità, in quanto i suoi elettroni sono confinati nella banda di valenza. L'interazione di un fotone di sufficiente energia con un elettrone legato di valenza di un materiale solido, può liberare l'elettrone e portarlo nella banda di conduzione (principio base delle celle fotovoltaiche).

### 1.2.1) ENERGIA DI UN FOTONE:

L'energia  $\varepsilon$  di un fotone è dato da:

$$\varepsilon = h \cdot \nu \text{ ( J )}$$

dove .

$h = 6,625 \cdot 10^{-34}$  costante di Planck (J·s );

$\nu$  frequenza della radiazione data da:

$$\nu = c \div \lambda \text{ ( 1/sec)}$$

dove:

$c = 3 \cdot 10^8$  è la velocità della luce (m/s)

$\lambda$  lunghezza d'onda ( m)

l'espressione dell'energia di un fotone diventa.

$$\varepsilon = h \cdot c \div \lambda \text{ ( J )}$$

risulta che i fotoni con più bassa lunghezza d'onde hanno maggiore energia.

### 1.2.2) ENERGIA PER LIBERARE UN FOTONE:

Si chiama energia di gap  $\varepsilon_g$  l'energia richiesta per liberare un fotone e portarlo dalla banda di valenza nella banda di conduzione. I valori di  $\varepsilon_g$  per alcuni materiali utilizzati nelle celle fotovoltaici sono riportati nella tabella1

Tabella 1 :

Materiale		
Silicio ( Si )		1,12
Fosforo di indio InP		1,25
Arseniuro di gallio ( GaAs )		1,35
Tellurio di cadmio CdTe		1,45
Fosforo di gallio ( GaP )		2,25
Solfuro di cadmio ( Cds )		2,4

Volendo confrontare l'energia di un fotone  $\varepsilon$  e l'energia di gap  $\varepsilon_g$  si hanno i seguenti casi: (4)

- se l'energia del fotone è minore dell'energia di gap,  $\varepsilon < \varepsilon_g$  l'elettrone non può essere liberato e l'energia del fotone viene dissipata in calore;
- se invece l'energia del fotone è maggiore dell'energia di gap  $\varepsilon > \varepsilon_g$  allora l'elettrone può essere liberato e l'eccesso di energia viene dissipato in calore.

Massima lunghezza d'onde per ottenere l'effetto fotovoltaico:

attraverso la formula riportato di seguito è possibile calcolare la massima lunghezza d'onde alla quale la radiazione solare produce l'effetto fotovoltaico:

$$\lambda_{\max} = h \cdot c \div \varepsilon_g \text{ ( m )}$$

nel caso del silicio ( Si ) essendo  $eV = 1,6 \cdot 10^{-19} \text{ J}$  la massima lunghezza d'onde alla quale la radiazione solare produce l'effetto fotovoltaico è pari a  $1,11 \cdot 10^{-6} \text{ m}$  .

### 1.2.3) CARATTERICHE DELLA CELLA FOTOVOLTAICA

Le celle solari comunemente usate sono quelle al silicio. La fabbricazione di tali celle inizia da un cristallo cilindrico di silicio ottenuto da un bagno di silicio fuso. Tale cristallo viene drogato mediante una piccola concentrazione di impurità, per trasformarlo, tenuto conto della sua bassa conducibilità elettrica, in conduttore di elettricità. A seconda della natura delle impurità con cui viene drogato ( ad esempio il fosforo P ), il cristallo diventa conduttore di cariche negative “n” , “elettroni” , oppure ( mediante boro B) di cariche positive ( “P” ) . la zona del semiconduttore che viene drogato con fosforo “P”

risulta caricata negativamente ( zona n) perché il fosforo ha cinque elettroni di valenza mentre il silicio ne ha quattro, nella zona che viene drogato di boro (B), zona “p” che ha solo tre elettroni di valenza ( ovvero tre elettroni nell’orbita più esterna), ci sono vacanze di elettroni ( lacune).

Successivamente il cristallo cilindrico viene tagliato in fettine (“wafers”) sottilissime ( frazione di mm). A questo punto si deve ottenere la “ giunzione p-n”: se si usa un wafer di tipo “n”, viene diffuso ad alta temperatura dal boro nella sua superficie, in misura tale che un sottilissimo strato di tale superficie diventi di tipo “p”. il materiale di tipo “p” che è quello generalmente esposto alla radiazione solare ha spessore dell’ordine di tipo  $\mu\text{m}$ , mentre quello di tipo “n” ha spessore di circa  $200\mu\text{m}$ .

Quando un fotone della radiazione solare urta la regione della giunzione “p-n” , si produce una coppia elettrone-lacuna, e l’elettrone tende a migrare verso lo strato di silicio di tipo “p” .

Se gli strati “p” e “n” sono connessi con fili conduttori avviene che la corrente elettrica prodotta può circolare in un circuito esterno di utilizzazione. Ogni cella irraggiata da luce solare , produce una tensione di 0,4-0,5 volt.

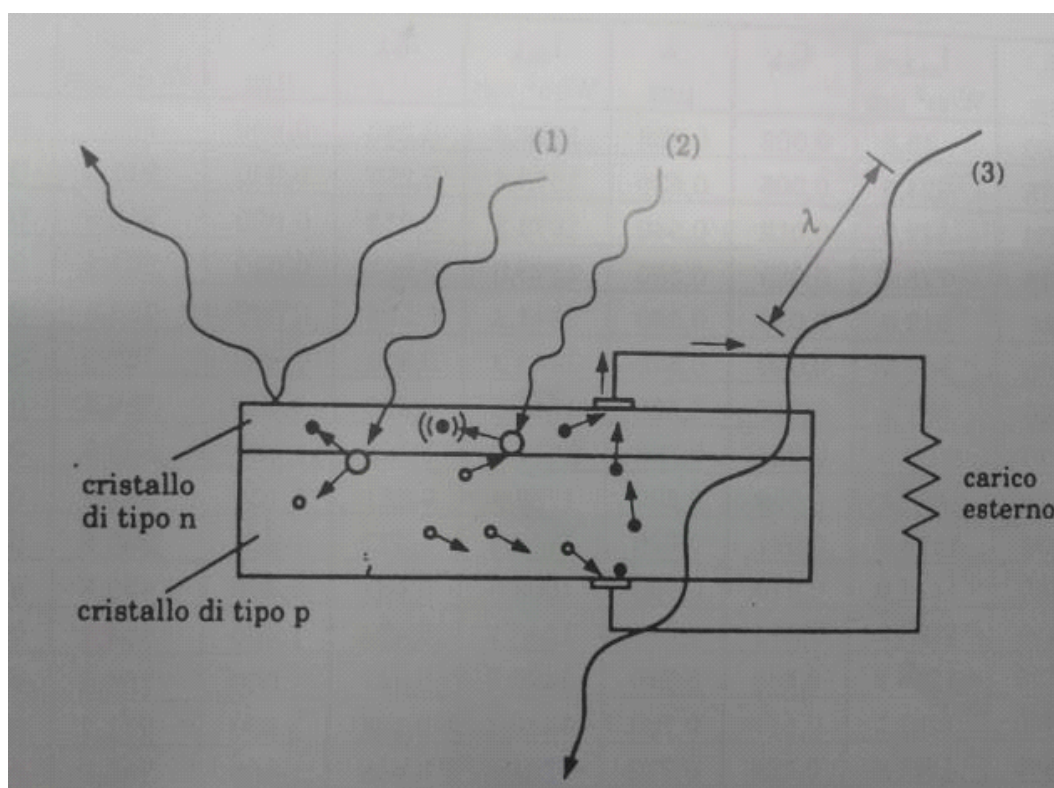


Figura 4 Diagramma schematico del processo fotovoltaico nel silicio (5)

Un fotone di appropriata lunghezza d'onda

(1) produce una coppia elettrone-lacuna; questi portatori di carica migrano verso i rispettivi elettrodi.

(2) produce una coppia elettrone-lacuna e calore, mentre i fotoni di lunghezza d'onde più grande passano attraverso la fotocellula.

(3) Ponendo in contatto i due strati di semiconduttore di tipo n e di tipo p, che costituiscono la cella, si viene a determinare, nella l'area di separazione tra le due zone p-n un campo elettrico (barriera di potenziale), debole ma permanente. Ciò è dovuto alla migrazione di elettroni degli elettroni liberi portati dagli atomi di fosforo dalla zona n alla zona p ad un trasferimento in direzione inversa delle lacune (cariche positive). La connessione elettrica tra le celle fotovoltaiche è ottenuta per mezzo di due contatti metallici di cui uno posto uno posto sulla faccia esposta alla radiazione solare e l'altro su quella opposta. Tali contatti sono normalmente ottenuti per evaporazione sottovuoto di metalli a bassa resistenza elettrica, ed effettuando successivi trattamenti termici al fine di assicurare la necessaria aderenza sulla superficie della celle.

### 1.3) FUNZIONAMENTO DELLA CELLA FOTOVOLTAICA

L'energia del fotone della radiazione solare nella giunzione "p-n" produce una coppia elettrone-lacuna, e l'elettrone tende a migrare verso lo strato di silicio di tipo "p".

Gli elettroni possono passare da p a n, ma non da n a p, producendo così un eccesso di elettroni nello strato n, che fluiscono nel conduttore esterno verso lo strato p, dove ci sono le lacune prodotte dai raggi solari, creando così una corrente elettrica. La cella è provvista di opportune griglie conduttrici per convogliare gli elettroni nel circuito esterno. I materiali impiegati nelle celle devono essere molto puri affinché i portatori di carica non siano eccessivamente ostacolati nel loro cammino; la presenza di cariche significherebbe urti e quindi energia dispersa in calore a tal punto che l'elettrone potrebbe non essere in grado di completare il suo percorso nel semiconduttore. L'efficienza massima raggiunta in prove di laboratorio per le celle al silicio è di circa il 18% contro un valore teorico di efficienza di 24%.

### 1.3.1) PERDITE DI EFFICIENZA DELLA CELLA FOTOVOLTAICA

Le perdite di efficienza di una cella fotovoltaica considerato come rapporto tra potenza incidente su  $m^2$  e potenza generata, sono dovute alle seguenti cause:

I fotoni con energia maggiore dell'energia di gap  $\epsilon > \epsilon_g$  quindi in grado di generare l'effetto fotovoltaico, cedono l'energia in eccesso dissipandola in calore, e causando anche il riscaldamento della cella;

I fotoni con energia minore di quella di gap quindi non in grado di generare l'effetto fotovoltaico, cedono la loro energia dissipandola in calore e causando anche il riscaldamento della cella;

Le coppie elettrone-lacuna generate lontano dalla giunzione si ricombinano e non producono corrente;

Parte della radiazione incidente sulla cella viene riflessa;

La griglia conduttrice posta sulla parte anteriore della cella intercetta alcuni fotoni così come la presenza di spazi vuoti tra celle;

Nel caso di celle al silicio policristallino, esiste un valore di resistenza elettrica che gli elettroni incontrano ai confini tra un grano e l'altro;

Nel caso di celle al silicio amorfo, esiste un valore di resistenza elettrica che gli elettroni incontrano ai confini tra un grano e l'altro, ed una resistenza dovuta all'orientamento casuale dei singoli atomi;

- Esiste un valore di resistenza elettrica dovuta ai contatti od alle griglie conduttrici.

### 1.3.2) IL COMPORTAMENTO ELETTRICO DI UNA CELLA ANALIZZATO MEDIANTE CIRCUITO ELETTRICO EQUIVALENTE

Risulta fondamentale analizzare il comportamento elettrico di una cella (o di un modulo o di un pannello o di un campo) mediante il circuito elettrico equivalente.

Tale analisi che viene estesa dalla cella al pannello ed al campo fotovoltaico, permette di individuare analiticamente le relazioni che esistono fra corrente prodotta e tensioni ai capi dei morsetti, nonché fra potenza prodotta e la stessa tensione. Gli andamenti costituiscono di fatto le curve caratteristiche della cella fotovoltaica, elementi fondamentali per la successiva fase di progettazione.

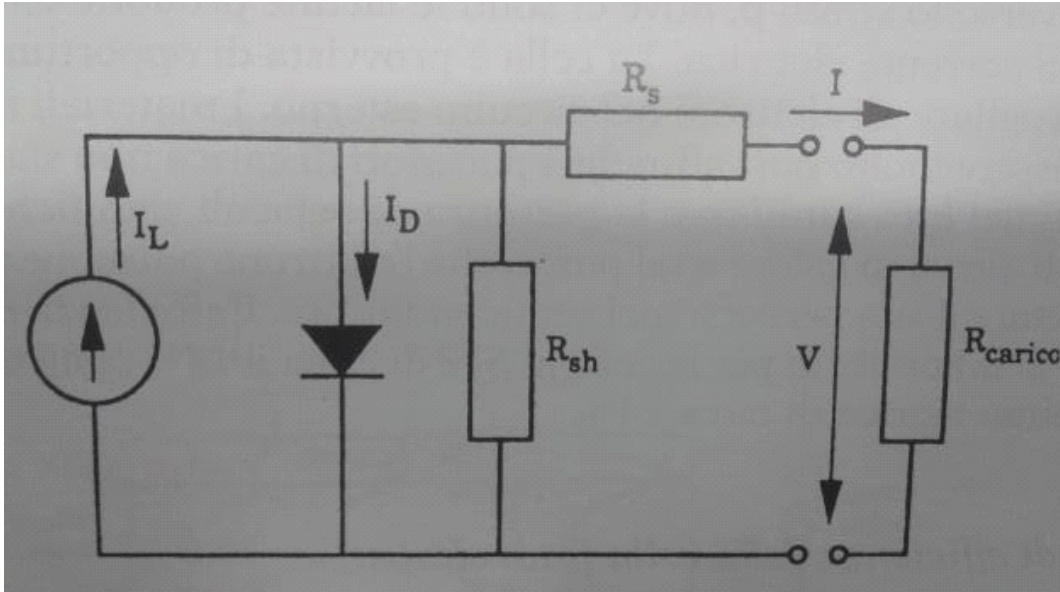


Figura 5 circuito equivalente di una cella fotovoltaica (6)

Come si evince dalla figura sono presenti, in parallelo:

- . un generatore di corrente, individuato da una corrente  $I_L$
- . un diodo, individuato da una corrente  $I_D$
- . una resistenza  $R_{sh}$  di shunt,

ed in serie:

- . una resistenza di carico  $R_{carico}$  che rappresenta il carico che la cella solare deve alimentare;
- . la resistenza  $R_s$  generalmente trascurabile, dovuto alla resistenza offerta dalle griglie conduttrici.

È possibile scrivere la seguente relazione, facendo riferimento al circuito precedente:

$$I = I_L + I_D + I_{sh}$$

$I_L$  corrente di luce ( A )

$I_D$  corrente di diodo ( A ) data dalla seguente relazione:

$$I_D = I_0 \cdot (e^{(V + I R_s) / (q A k_B T)} - 1)$$

$I_0$  corrente di saturazione inversa del diodo ( A );

$R_s$  resistenza in serie, principalmente delle griglie conduttrice (  $\Omega$  );

A costante di idealità del diodo;

$q = 1,6 \cdot 10^{-19}$  carica dell'elettrone ( C );



$k_B = 1,38 \cdot 10^{-23}$  costante di boltzman ( J/K);

T temperatura ( K).

La corrente di shunt è invece data da:

$$I_{sh} = ( V + I \cdot R_s ) \div R_{sh}$$

$R_{sh}$  resistenza di shunt.

Sostituendo i rispettivi valori di corrente si ricava la seguente relazione:

$$I = I_L - I_0 \cdot (e^{(V + I \cdot R_s) / (q \cdot (A \cdot k_B \cdot R_s))} - 1) - ( V + I \cdot R_s ) \div R_{sh}$$

Denominata curva caratteristica della cella.

### 1.3.3) CURVA CARATTERISTICA E PARAMETRI DI QUALITA' DELLA CELLA

Con una data temperatura della cella, un dato valore di irraggiamento solare e un dato valore di AM (air mass) l'andamento dell'equazione precedente è rappresentato dai grafici sotto seguito:

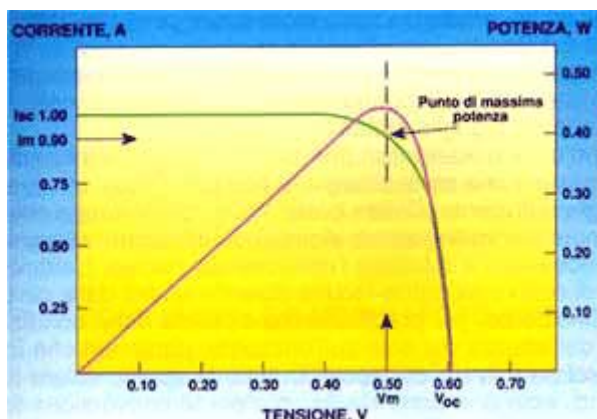


Figura 6 Caratteristica I-V e curva P-V di una cella fotovoltaica (7)

Dalla figura si evince che in condizione di corto circuito ( $V=0$ ) la corrente è massima ed è detta corrente di cortocircuito ( $I = I_{sc}$ ), quando invece il circuito è aperto non c'è passaggio di corrente e la differenza di potenziale è massima ( $V=V_{oc}$ ).

La potenza della cella fotovoltaica è nulla sia in ( $V=0, I_{sc}$ ) sia in ( $V_{oc}, I=0$ ), poiché nella relazione  $P = V \cdot I$  sarà nulla la corrente nel primo caso e la tensione nel secondo, ed è massima per la coppia di massimo prodotto  $W = I_m \cdot V_m$ . L'area individuata dal prodotto di  $V_m$  e  $I_m$  è detta potenza di punta della cella ed è misurata in watt di punta (Wp) in STC (standard test conditions).

Con riferimento alla figura, la qualità della cella è individuata da un parametro di giudizio denominato fattore di riempimento della cella o fill-factor

$$\text{Fill-factor} = (V_m \cdot I_m) \div V_{oc} \cdot I_{sc}$$

$V_m$  tensione massima della cella;

$I_m$  corrente massima della cella;

$V_{oc}$  tensione a circuito aperto;

$I_{sc}$  corrente di corto circuito.

Valori elevati di questo fattore indicano migliori prestazioni della cella in quanto a parità di  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$  si ha una potenza di punta  $W_p = I_m \cdot V_m$  maggiore. Se la curva I-V fosse un rettangolo di lati  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$  avremmo un valore del fattore di riempimento della cella o fill-factor pari ad 1.

Il fattore di riempimento per le celle al Si cristallino vale circa 0,75.

#### 1.3.4) CURVA CARATTERISTICA IN FUNZIONE DELLA TEMPERATURA DELLA CELLA E DELL' IRRAGGIAMENTO SOLARE

Dall'andamento della curva caratteristica di una cella in funzione della temperatura della cella, per un dato valore dell'irraggiamento solare e per un dato valore di AM, l'analisi dell'espressione dell'intensità di shunt (avendo ipotizzato costante il valore di irraggiamento e di AM e facendo variare la sola temperatura) ci fornisce un andamento qualitativo riportato nella figura 7. Come si può vedere, al crescere della temperatura si ha una riduzione della potenza di punta  $W_m = I_m V_m$  ottenibile. Questo problema che riguarda soprattutto le celle al silicio cristallino, evidenzia come gli impianti installati in zone con temperature esterne media mensile basse sono favoriti dalla bassa temperatura dell'aria per tutto l'anno.

Si osserva inoltre che la temperatura non ha un effetto significativo sul valore della corrente di corto circuito; al contrario la tensione a vuoto varia al variare della temperatura, diminuendo al crescere di quest'ultima.

Parimenti, l'andamento della curva caratteristica di una cella in funzione dell'irraggiamento ipotizzando costanti i valori della temperatura della cella e per un dato valore di AM fornisce un andamento qualitativo riportato nella figura seguente, come si vede dalla stessa, al crescere dei valori di irraggiamento si ha intuitivamente un aumento della potenza di punta  $W_m = I_m V_m$  ottenibile. Si osserva che l'intensità della radiazione solare non ha un effetto significativo sul valore della tensione a vuoto; viceversa l'intensità

della corrente di corto circuito varia al variare della intensità di irraggiamento, crescendo al crescere di quest'ultima. Pertanto l'area della cella non ha alcun effetto significativo sul valore della tensione; viceversa, al crescere dell'area della cella cresce la corrente generata.

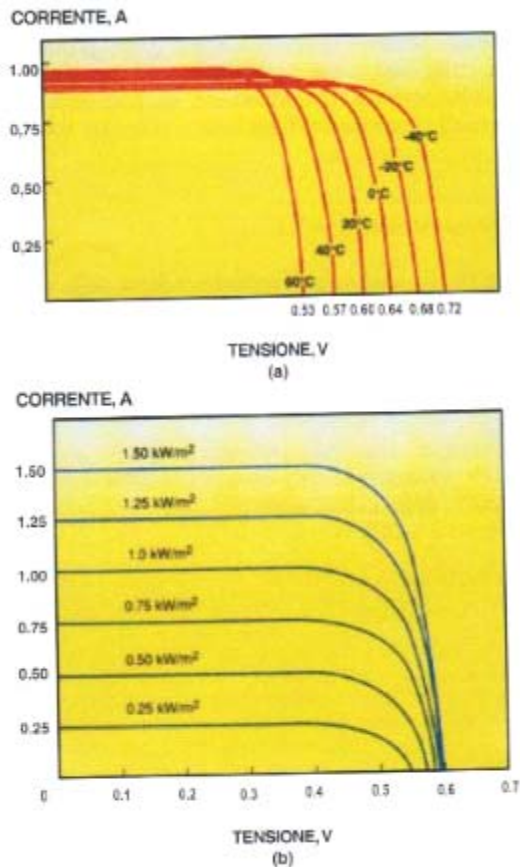


Figura 7 (a), 8 (b): andamento della caratteristica elettrica in funzione della temperatura della cella, per un dato valore dell'irraggiamento solare e per un dato valore di AM (a ); andamento della caratteristica in funzione dell'irraggiamento, per una data temperatura della cella e per un dato valore di AM (air mass ) (b ). (8)

### 1.3.5) RENDIMENTO DI MASSIMO DELLA CELLA

Nelle condizione STC (standard test conditions) cioè irraggiamento pari a 1 KW/m<sup>2</sup>, AM pari a 1,5; temperatura della cella pari a 25° C.

Il rendimento di massimo della cella vale:

$$\eta = (V_m \cdot I_m) \div (I \cdot A_{cel})$$

$V_m$  tensione in corrispondenza della potenza massima erogata dalla cella (V);

$I_m$  corrente in corrispondenza della potenza massima erogata dalla cella (A);

$A_{cel}$  superficie captante della cella ( $m^2$ );

I irraggiamento pari a  $1000W/m^2$ .

Nei prossimi paragrafi, faremo una descrizione breve degli stadi del processo di lavorazione delle celle in silicio e delle tipologie di celle e un confronto tra le tecnologie realizzative delle celle fotovoltaiche in silicio mono e policristallino con quelle a film sottili.

## TIPOLOGIA DI CELLE IN SILICIO MONOCRISTALLINO E POLICRISTALLINO

Il mercato mondiale dei sistemi fotovoltaico riguarda semiconduttori che utilizzano come materiali di base silicio cristallino. Esso si presenta in due stati:

- . monocristallino;
- . policristallino.

Le celle fotovoltaiche in silicio monocristallino hanno rendimento di conversione compresi tra 9-13,5% ; il silicio a cristallo singolo è ottenuto da un processo detto melting a partire da cristalli di silicio di elevata purezza che, una volta fusi, vengono fatti solidificare a contatto con un seme di cristallo. Durante il raffreddamento, il silicio gradualmente si solidifica nella forma di un lingotto cilindrico di monocristallo del diametro di 13-20 cm, con una lunghezza che può raggiungere i 200 cm. In un momento successivo , il lingotto viene tagliato con speciali seghe a filo, in fettine dette wafers con spessore di  $250 \div 350 \mu m$ .

Le celle fotovoltaiche in silicio policristallino hanno rendimento di conversione leggermente più bassi del monocristallino, a fronte di costi di produzione più contenuti; i cristalli si presentano ancora aggregati tra loro ma con forme e orientamenti differenti. Il miglioramento del processo produttivo delle celle di silicio policristallino consente ormai di realizzare celle con prestazioni elettriche solo di poco inferiore rispetto a quello

di silicio monocristallino.

Le celle a tecnologia cristallina hanno un degrado delle prestazioni elettriche molto contenuto, solo qualche punto percentuale nei 20-25 anni di vita utile.

Per la produzione di celle vengono utilizzati gli scarti del silicio dell'industria elettronica, anche se alcuni costruttori hanno cominciato a realizzare silicio più adatto alle applicazioni di fotovoltaico ovvero un silicio meno puro il cui costo è più basso.

#### 1.4.1) TECNOLOGIA DI LAVORAZIONE DELLE CELLE FOTOVOLTAICHE IN SILICIO MONCRISTALLINO E POLICRISTALLINO

Il processo di lavorazione delle celle in silicio, in fasi, prevede le seguenti fasi:

- gli scarti di silicio vengono fatti fondere in forno e poi fatti cristallizzare a contatto con un seme di cristallo, al fine di ottenere dei wafer ovvero dei lingotti di silicio.
- l'operazione successiva consiste nello squadrare e tagliare in fette di spessore pari a circa 300 $\mu$ m i wafer. Le dimensioni delle celle variano a seconda del costruttore; in generale le dimensioni dei lati sono comprese fra 2 e 20 cm.

Riguardo alla forma, come per le dimensioni, le celle variano a secondo del costruttore; le forme più ricorrenti sono: rettangolare, quadrata, trapezoidale, pseudo-quadrata, pseudo-rettangolare.

Prima di effettuare il drogaggio viene eseguito il processo di testurizzazione che produce delle microscopiche piramidi sulla superficie anteriore della cella; questa operazione abbassa il coefficiente di riflessione del silicio di circa un terzo, arrivando così al 10%.

Il cristallo viene drogato, mediante una piccola concentrazione di impurità per trasformarlo, tenuto conto della sua bassa conducibilità elettrica, in conduttore di elettricità. A secondo della natura delle impurità con cui viene drogato (ad esempio fosforo P), il cristallo diventa conduttore di cariche negative “n” “elettroni”, oppure (mediante boro B) di cariche positive (“p”), “lacune”. La zona del semiconduttore che viene drogato con fosforo risulta caricata negativamente (zona n), perché il fosforo ha cinque elettroni di valenza mentre il silicio ne ha quattro; nella zona che viene drogata con boro (zona p), che ha solo tre elettroni di valenza (ovvero tre elettroni nell'orbita più esterna), ci sono vacanze di elettroni (lacune).

Una volta effettuato il drogaggio si realizzano i contatti elettrici. Il disegno della griglia disposta sulla parte esposta della luce del sole (metalizzazione) deve rappresentare un

compromesso fra il valore di resistenza elettrica, che si vorrebbe fosse il più basso possibile, implicando però una elevata superficie metallizzata, ed una bassa riflessione della radiazione incidente ottenibile con una bassa estensione della superficie metallizzata. La connessione elettrica fra le celle fotovoltaiche è ottenuta per mezzo di due contatti metallici di cui uno posto sulla faccia esposta alla radiazione solare e l'altro su quella opposta. Tali contatti sono normalmente ottenuti per evaporazione sottovuoto di metalli a bassa resistenza elettrica, ed effettuando successivi trattamenti termici al fine di assicurare la necessaria aderenza sulla superficie della cella.

Successivamente, al fine di abbattere il coefficiente di riduzione, si deposita uno strato antiriflettente di ossido di titanio, in grado di ridurre circa 10 volte il coefficiente di riflessione; dallo spessore dello strato di ossido di titanio dipende la colorazione della cella (dal blu al nero), permettendo ai costruttori di ottenere colorazioni differenti in grado di integrarsi al meglio con la struttura sulla quale verranno installati i pannelli.

#### 1.4.2) TIPOLOGIA DI CELLA A GIUNZIONE MULTIPLA

Le celle a giunzione multipla sono state progettate al fine di ridurre l'energia dispersa in calore da parte dei fotoni, che hanno energia maggiore dell'energia di gap. Come già illustrato precedentemente se l'energia del fotone è maggiore dell'energia di gap, l'elettrone può essere liberato, ma l'eccesso di energia viene dissipata in calore. Le celle a giunzione multipla sono costituite in generale da due o tre strati di materiali semiconduttori diversi; ciascuno di questi strati risulta in grado di assorbire una frazione dello spettro solare, massimizzando il numero di fotoni utili alla conversione dell'energia radiante in elettrica.

#### 1.4.3) LE CELLE A FILM SOTTILE

Le celle a film sottile sono formate da strati sottili di semiconduttori applicati ad un substrato di altro materiale (spesso vetro o ceramiche).

La deposizione dello strato sottile può avvenire mediante un processo di vaporizzazione di spruzzamento catodico o tramite un bagno elettrico.

I semiconduttori più utilizzati sono silicio amorfo, di selenuro di rame e indio (CIS) e tellurio di cadmio (CdTe).

A causa dell'elevata capacità di assorbire calore da parte di queste sostanze, per le celle a film è richiesto l'impiego di un materiale fotosensibile molto ridotto: tale strato, teori-

camente, può arrivare ad avere uno spessore di 0,001 mm.

Gli aspetti che rendono questa tecnologia di particolare interesse in rapporto alle celle in silicio cristallino sono molteplici.

La temperatura di processo è compreso tra i 200 ° C e i 500 ° C inoltre il processo di produzione è altamente automatizzato e consente un grande risparmio di energia e di materiale.

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

Mentre ogni singola cella in silicio cristallino è collegata elettricamente ad una cella adiacente mediante una interconnessione esterna, le celle in silicio amorfo sono collegate tra loro in modo strutturale. Tra una cella e l'altra esiste un sottile interspazio trasparente solitamente impercettibile ad occhio nudo. Per esigenze architettoniche, le dimensioni di tale interspazio possono essere aumentate al fine di ottenere elementi strutturali semi-trasparenti alla luce. Se necessario, è anche possibile realizzare una copertura fotovoltaica caratterizzata da un reticolo semi-trasparente.

I contatti elettrici sul retro della cella consistono in una copertura metallica uniforme.

La superficie anteriore della cella è invece ricoperta da uno strato di ossido metallici altamente trasparenti, come ad esempio l'ossido di zinco (ZnO), ossido di stagno (SnO<sub>2</sub>) e ossido di titanio e indio (Indium Titanium Oxide ITO).

Il processo di produzione di un modulo prevede la deposizione di alcune strisce sottili di materiale semiconduttore su lastre di vetro. Le stringhe una volta collegate tra loro vengono ricoperte con un manto di materiale composito (EVA-Etilen-vinil-acetato), e protette con un secondo vetro.

Complessivamente, l'efficienza delle celle a film sottile è inferiore a quella delle celle in silicio cristallino; tuttavia, in certe condizioni, le prime garantiscono prestazioni migliori rispetto alle seconde.

Le celle a film sottile sono più sensibili alla radiazione diffusa, e lavorano bene anche con bassi valori dell'irraggiamento. Inoltre all'aumentare della temperatura di esercizio del generatore fotovoltaico, la resa di queste celle si mantiene elevata in rapporto a quella delle celle in silicio cristallino. In fine la tipologia costruttiva delle celle a film sottile

(strisce lunghe e strette) consente di ridurre le inefficienze dovute ad eventuali fenomeni di ombreggiamento.

#### 1.4.4) LE CELLE IN SILICIO AMORFO

Il processo di produzione di queste celle è descritto nel seguito.

Il silicio amorfo non ha una struttura reticolare regolare assimilabile a quella del silicio cristallino.

A causa di questa irregolarità, il silicio amorfo viene saturato con idrogeno fino a stabilizzarsi. Tale composto (silicio amorfo idrogenato, a-Si:H) è ottenibile a partire da un reattore a plasma, attraverso una deposizione chimica di vapore di silano ( $\text{SiH}_4$ ), ad una temperatura di processo di 200-250 ° C. Il drogaggio del silicio è realizzato a partire da composti gassosi contenenti boro e fosforo (ad esempio,  $\text{B}_2\text{H}_6$  per lo strato p e  $\text{PH}_3$  per lo strato n). Per aumentare la distanza di diffusione tra lo strato p e lo strato n viene depositato uno strato I (non drogato) che facilita la formazione di una corrente elettrica. A seconda che il materiale fotosensibile sia depositato sulla superficie anteriore o posteriore del substrato di supporto (ad esempio vetro, metallo o plastica), si avrà una struttura caratterizzata da una stratificazione di tipo pIn piuttosto che nIp.

Un limite delle celle in silicio amorfo risiede nei bassi valori di efficienza nominale, che peraltro in virtù dell'effetto dell'effetto Staebler-Wronski, tende a diminuire ulteriormente nell'arco dei primi 6-12 mesi di funzionamento.

Per contrastare questi fenomeni, e grazie all'esiguo spessore delle celle, sono state studiate delle celle a giunzione multipla costituite, di fatto da celle semplici sovrapposte (disposte in fila) (stacked solar cells): ogni stack può essere formato da una sequenza di due o tre stratificazioni di tipo PIN.

Questa soluzione consente di ottimizzare l'assorbimento della radiazione solare da parte della cella, e migliorarne l'efficienza globale, rendendo ogni strato fotosensibile alla luce in uno specifico intervallo di lunghezza d'onda.

L'efficienza è di 5-8% (a regime, ossia al netto delle perdite di efficienza dovute all'effetto Staebler-Wronski )

La forma è a scelta, moduli standard max è di  $0,77 \times 2,44\text{m}^2$  , lo spessore del substrato è di 1-3 mm (vetro non indurito, plastica, metallo) e lo spessore del silicio amorfo è di circa 0,001mm, con una struttura uniforme, coi colori che variano dal maronne al nero.



#### 1.4.5) LE CELLE CIS (COPPER INDIUM DISELENIDE ), AL DISELENUIRO DI RAME ED INDIO

Il processo di produzione è descritto nel seguito.

Il materiale semiconduttore nelle celle CIS è diseleniuro di rame ed indio in alternativa si ha cis anche con gallio (CIGS) e/o zolfo. Inizialmente, attraverso un processo catodico, la superficie posteriore del vetro che funge da substrato viene ricoperto da un sottile strato di molibdeno che svolge la funzione dei contatti analizzati nella sezione precedente.

Lo strato P viene prodotto in questa stessa fase attraverso un processo di vaporizzazione sottovuoto del rame, dell'indio e del selenio ad una temperatura di 500 ° C; i contatti frontali sono realizzati in ossido di zinco drogato con alluminio (ZnO:Al), trasparente alla radiazione solare.

Diversamente dalle celle in silicio amorfo, le celle CIS non subiscono alcun degrado a seguito dell'esposizione alla luce solare, ma sono sensibile al caldo e all'umidità. Per questo, è necessario che siano ben sigillate.

Se confrontate con le altre celle a film sottile, le CIS hanno efficienza più alta; inoltre, sfruttando adeguatamente le economie di scala derivanti da una produzione in serie si dovrebbero raggiungere costi di produzione inferiori a quelli per le celle in silicio cristallino.

Il pericolo derivante dall'impiego di selenio può essere trascurato in virtù del modesto contenuto di questo elemento nelle celle CIS.

L'efficienza varia tra 7.5-9.5% , la è a scelta le dimensioni modulo massimo 1.20 X 0.6 m<sup>2</sup> , di spessore 3 mm di substrato (vetro non indurito), 0.003mm di copertura di fotosensibile; la struttura è uniforme, e di colore nero.

#### 1.4.6) LE CELLE CdTe (telluriuro di cadmio )

Il processo di produzione di questo tipo di celle è descritto nel seguito.

Le celle CdTe hanno un substrato in vetro e i contatti frontali sono realizzati tramite uno strato trasparente solitamente in ossido di indio e titanio (ITO).

Il substrato viene quindi ricoperto da strato N molto sottile, e successivamente da uno strato P.

I processi produttivi impiegati in genere sono lo stampaggio, la deposizione galvanica e lo spruzzamento.

Nei processi sottovuoto, la deposizione dei due strati di CdTe e Cds avviene a circa 700 °C.

Attraverso un processo in atmosfera contenente cloro, il doppio strato Cds/CdTe viene reso attivo. Lo strato Cds assorbe solo una piccola parte della radiazione solare, lasciando che il resto penetri fino allo strato CdTe.

Come nel caso delle celle CIS, anche in questo caso esiste un margine considerevole per la riduzione dei costi di produzione. Un aspetto che potrebbe limitare l'affermarsi di questa tecnologia è la tossicità del cadmio allo stato gassoso. Il composto di cadmio e tellurio è molto stabile. Il cadmio si presenta in forma gassosa solo durante il processo di produzione delle celle ed è quindi durante questa fase che potrebbero manifestarsi delle criticità.

La sua efficienza varia tra 6-9%, la sua forma è a scelta, con uno spessore di 3 mm di substrato (vetro indurito); 0.008 mm di copertura di fotosensibile, dimensioni modulo massimo 1.2 X 0.6 m<sup>2</sup>, struttura è uniforme il colore varia da grigio a nero.

Per ottenere un modulo fotovoltaico generalmente si collega la singola cella, la cui potenza è molto bassa, in serie ad altre tramite saldatura dei contatti metallici. Le celle a silicio cristallino vengono collegati l'una all'altro in fase successiva alla produzione, mentre il collegamento elettrico delle celle a film-sottile è parte integrante del processo di realizzazione delle celle.

Una volta collegate, le celle vengono successivamente deposte all'interno di un materiale trasparente la cui funzione è quella di isolare elettricamente le celle, di proteggerle dagli stress meccanici, dagli agenti atmosferici e dall'umidità. Per ragioni di stabilità strutturale le celle opportunamente incapsulate vengono applicate ad un substrato che, nella maggior parte dei casi, è in vetro ma che può anche essere realizzato in plastica o in metallo a condizione che il lato delle celle esposto alla luce sia comunque caratterizzato da un elevato grado di trasparenza, in modo tale da lasciar filtrare la maggior parte della radiazione. Il vetro temperato resiste agli sbalzi termici e lascia passare il 91% della radiazione disponibile. Questo processo viene chiamato incapsulamento, si distingue in tre diversi tipi di incapsulamento: EVA, teflon, resina.

Senza fare un dettaglio dei processi di incapsulamento passeremo direttamente ai modu-

li fotovoltaici e alle loro tipologie.

## 1.5 MODULI FOTOVOLTAICI E TIPOLOGIE

Le celle solari costituiscono un prodotto intermedio dell'industria fotovoltaica, forniscono valori di tensione e corrente limitati in rapporto a quelli normalmente richiesti dagli apparecchi utilizzatori, sono estremamente fragili, elettricamente non isolate, prive di supporto meccanico; esse vengono quindi assemblate in modo opportuno a costituire un'unica struttura: il modulo fotovoltaico. Il modulo rappresenta di fatto il componente elementare dei sistemi fotovoltaici, una struttura robusta e maneggevole, in grado di garantire molti anni di funzionamento anche in condizioni ambientali difficili. Il processo di fabbricazione dei moduli è articolato in varie fasi: connessione elettrica, incapsulamento, montaggio della cornice e della scatola di giunzione. La connessione elettrica consiste nel collegare in serie-parallelo le singole celle per ottenere i valori di tensione e di corrente desiderati; al fine di ridurre le perdite per disaccoppiamento elettrico è necessario che le celle di uno stesso modulo abbiano caratteristiche elettriche simili tra loro. L'incapsulamento consiste nell'inglobare le celle fotovoltaiche tra una lastra di vetro e una di plastica, tramite laminazione a caldo di materiale polimerico. È importante che l'incapsulamento, oltre a proteggere le celle, sia trasparente alla radiazione solare, stabile ai raggi ultravioletti e alla temperatura, abbia capacità autopulenti e consenta di mantenere bassa la temperatura delle celle. In linea di principio la vita di una cella solare è infinita; è pertanto la durata dell'incapsulamento a determinare la durata di vita del modulo, oggi stimabile in 25-30 anni. Il montaggio della cornice conferisce al modulo maggiore robustezza e ne consente l'ancoraggio alle strutture di sostegno. I moduli in commercio attualmente più diffusi (con superficie attorno a  $0.5-2 \text{ m}^2$ ) utilizzano celle al silicio mono e policristallino e prevedono tipicamente 36 celle collegate elettricamente in serie. Il modulo così costituito ha una potenza che va da 50 a 200 Wp a seconda del tipo e dell'efficienza delle celle, e tensione di lavoro di circa 17 volt con corrente da 3 a 12 A. I moduli comunemente usati nelle applicazioni commerciali hanno un rendimento complessivo del 12-16%. È recentemente cresciuta la domanda di moduli di potenza superiore a 200 Wp, utili per l'integrazione di pannelli nella struttura di rivestimento di

edifici.

I moduli fotovoltaici possono essere classificati in base ai seguenti criteri.

- Tipologia di cella.
  - Si hanno:
    - moduli monocristallini
    - moduli policristallini
    - moduli a film-sottile (amorfi, CdTe).
- Materiale incapsulante.
  - Si hanno:
    - moduli in teflon
    - moduli con colata di resina
    - la distinzione dei moduli EVA non è generalmente usata.
- Tecnologia di incapsulamento:
  - laminazione ( con EVA o teflon).
- Substrato.
  - Si hanno:
    - moduli con pellicola
    - moduli con pellicola di vetro ( o di vetro tedlar)
    - modulo con foglio metallico
    - modulo in plastica
    - moduli vetro-vetro.
- Tipologia di cornice.
  - Si hanno:
    - moduli con cornice
    - moduli senza cornice
- Caratteristiche specifiche di costruzione.
  - Si hanno:
    - moduli con doppio vetro rinforzato
    - moduli con vetro di sicurezza laminato
    - moduli con vetro isolante
    - moduli con doppio vetro per applicazioni in lucernari

- moduli con vetro isolante calpestabile
- moduli con vetro laminato

In aggiunta ai precedenti criteri di classificazione è possibile distinguere i moduli anche in:

- standard
- speciali
- prodotti su richiesta.

Nel seguito verranno trattati moduli standard.

#### 1.5.1) MODULI STANDARD

I moduli standard sono realizzati con lo scopo di massimizzare l'energia raccolta per unità di superficie al minor costo possibile.

La maggior parte di questi moduli sono realizzati in EVA e vetro laminato, con o senza cornice e sono di dimensioni e potenza standard.

Un modulo standard è composto solitamente da 36 o 72 celle pari ad una potenza che varia tra i 50 ed i 140W<sub>p</sub> (silicio cristallino). Le celle generalmente sono collegate in serie a formare un rettangolo di dimensioni pari a 1.00m X 0.5m.

L'esigenza di risparmiare sul materiale, di semplificare le operazioni di montaggio e quella non trascurabile di rendere esteticamente più gradevoli i moduli, hanno portato al raggiungimento di potenze dell'ordine di 340W<sub>p</sub> (220 celle) e a dimensioni di 2.5m X 1.25 m

### 1.5.2) CURVA CARATTERISTICA V-I DI UN MODULO FOTOVOLTAICO E RELATIVI PARAMETRI ELETTRICI

La curva caratteristica tensione corrente (V-I) costituisce la carta d'identità del modulo e si trova sul retro dello stesso come visibile in figura 9; vengono replicate le STC (irraggiamento  $1000\text{W}/\text{m}^2$ , temperatura della cella  $25^\circ\text{C}$ , AM 1.5) applicando un carico variabile da zero a un certo valore e misurando le coppie ordinate (tensione, corrente) relative. In figura 10 viene riportato un esempio di curva V-I di un modulo fotovoltaico in silicio cristallino con le caratteristiche elettriche misurate per quattro differenti temperature delle celle.



Figura 9 vista posteriore di una porzione di generatore fotovoltaico costituito da moduli monocristallini. (9)

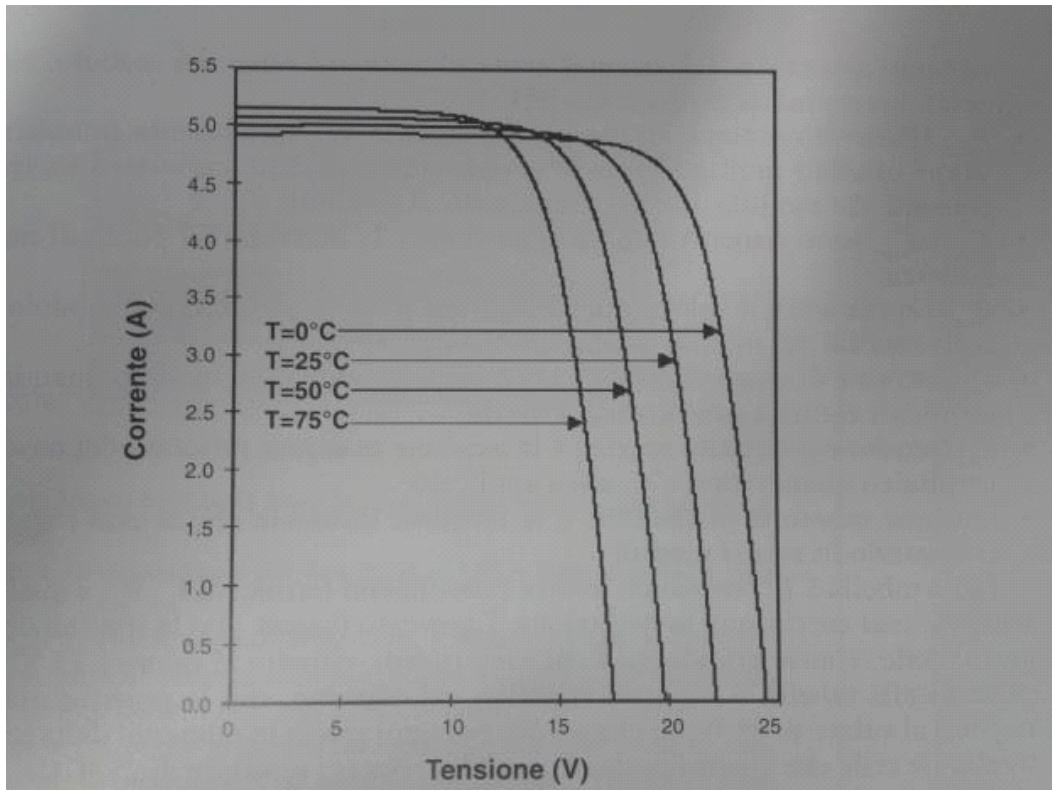


Figura 10 esempio di curva V-I riportata sulla documentazione tecnica di un modulo FV in silicio monocristallino (composto da 36 celle) per quattro diverse temperature con i relativi parametri elettrici caratteristici a STC. (10)

Accanto alla curva V-I, normalmente ubicata sul retro del modulo, vengono riportati i seguenti dati misurati a STC:

- $P_{max}$  (potenza nominale di picco), misurata in  $W_p$  rappresenta il massimo dei valori ottenuti moltiplicandole coppie ordinate della caratteristica tensione corrente del modulo, ovvero rappresenta il prodotto  $V_m \cdot I_{mp}$ ;
- $V_m$ ,  $I_{mp}$  sono rispettivamente la tensione e la corrente nel punto di massima potenza;
- $P_{min}$  rappresenta il valore minimo garantito della potenza del modulo in  $W_p$  nella totalità dei moduli prodotti;
- $I_{sc}$  (corrente di corto circuito) è la corrente prodotta dal modulo quando i suoi terminali elettrici sono cortocircuitati;
- $V_{oc}$  (tensione a circuito aperto) è la tensione massima prodotta dal modulo fotovoltaico quando non c'è carico applicato;

- tensione massima è la tensione che si può raggiungere collegando in serie i moduli.

### 1.5.3) RENDIMENTO

La qualità della cella è individuato da un parametro di giudizio denominato fattore di riempimento della cella o fill-factor:

$$\text{fill-factor} = (V_m \cdot I_m) \div (V_{oc} \cdot I_{sc})$$

- $V_m$  tensione massima della cella;
- $I_m$  corrente massima della cella;
- $V_{oc}$  tensione a circuito aperto;
- $I_{sc}$  corrente di corto circuito.

Il fattore di riempimento della cella o fill-factor indica, qualitativamente, di quanto la forma della curva V-I del modulo si avvicini ad un rettangolo ed è quindi indicativo della qualità del componente.

Il rendimento del modulo a STC, che esprime la quota di potenza solare incidente sulla superficie del modulo, che viene convertita in potenza elettrica, è invece dato da :

$$\eta_{\text{modulo}} = P_{\text{max}} \div (G \cdot A)$$

- $G$  irraggiamento ad STC 1000W/mq ( $W/m^2$ );
- $A$  area della superficie del modulo ( $m^2$ );
- $P_{\text{max}}$  potenza massima fornita dal modulo (W).

Tali formule risultano di fondamentale importanza per operare dei confronti tra moduli diversi.

I singoli moduli fotovoltaici vengono collegati in serie per formare delle stringhe e l'insieme delle stringhe collegate in parallelo formano il generatore fotovoltaico. Il numero di moduli dipende dalla tensione del modulo (nota una volta individuato il tipo di prodotto) e da quella dell'intera stringa.

Nei prossimi paragrafi faremo un breve studio del generatore fotovoltaico, dell'accumulatore, regolatore di carica e dell'inverter.



## 1.6 GENERATORE FOTOVOLTAICO

Un “campo fotovoltaico” è costituito da un insieme di stringhe di moduli fotovoltaici installati meccanicamente nella sede di funzionamento e connesse elettricamente tra loro. Dal punto di vista elettrico il campo FV costituisce il “generatore fotovoltaico” dell’impianto. Il campo FV poi, nel caso di potenze significative, è costituito da sub campi (collegamento elettrico in parallelo di un certo numero di stringhe). La potenza nominale (o massima, o di picco) del generatore fotovoltaico è la potenza determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massima, o di picco) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate alle condizioni standard (STC, Standard Test Conditions). Per Condizioni Standard (STC) si intendono le condizioni di riferimento per la misurazione dei moduli: irraggiamento pari a  $1000 \text{ W/m}^2$ ; spettro solare riferito ad un Air Mass di 1.5; temperatura di cella di  $25 \text{ }^\circ \text{C}$ . Tipicamente questa misura viene eseguita in laboratorio con un simulatore solare in quanto è molto difficile riprodurre queste condizioni in un ambiente esterno. Le caratteristiche del generatore fotovoltaico vengono in genere definite mediante due parametri elettrici: la potenza nominale  $P_{\text{nom}}$ , cioè la potenza erogata dal generatore FV in Condizioni Standard e la tensione nominale  $V_{\text{nom}}$ , ossia la tensione alla quale viene erogata la potenza nominale. Nella fase di progettazione di un campo fotovoltaico riveste una particolare importanza la scelta della tensione nominale di esercizio. Infatti, le elevate correnti che si manifestano per piccole tensioni comportano la necessità di adottare cavi di maggiore sezione e dispositivi di manovra più complessi; di contro elevate tensioni di lavoro richiedono adeguate e costose protezioni. Pertanto, un’opportuna scelta della configurazione serie/parallelo del campo fotovoltaico consente di limitare le perdite e di incrementare l’affidabilità del sistema. In parallelo ai singoli moduli vengono disposti diodi di by-pass ( $D_{\text{bp}}$ ) mentre un diodo di blocco ( $D_{\text{b}}$ ) è posto in serie a ciascuna stringa per impedire che gli squilibri di tensione tra le singole stringhe, nel caso di sbilanciamento nell’erogazione di potenza da parte delle stesse, possano dar luogo alla circolazione di una corrente inversa sulle stringhe a tensione minore. I diodi di blocco, dimensionati sulla base delle specifiche elettriche del campo fotovoltaico (corrente di cortocircuito del modulo  $I_{\text{sc}}$ , tensione a vuoto della stringa  $V_{\text{oc}}$ ), sono generalmente contenuti all’interno del quadro di parallelo stringhe il quale raccoglie il contributo elettrico fornito dalle singole stringhe. Il diodo di by-

pass consente, invece, di cortocircuitare e quindi isolare il singolo modulo, o parte di esso in presenza di due o più diodi per modulo, nel caso di un malfunzionamento, limitando in tal modo la brusca riduzione della potenza erogata dal modulo e/o dalla stringa che si manifesterebbe in sua assenza. Infine, è opportuno ricordare che l'energia prodotta da un generatore fotovoltaico è proporzionale alla quantità di radiazione solare raccolta sul piano dei moduli. Infatti questi ultimi, al fine di ottimizzare la produzione di energia elettrica, vengono orientati verso sud (angolo di azimut uguale a zero) con un'inclinazione rispetto al piano orizzontale (angolo di tilt) prossima alla latitudine del sito di installazione in modo tale da rendere massima l'energia solare raccolta sulla loro superficie.

### IL GENERATORE FOTOVOLTAICO

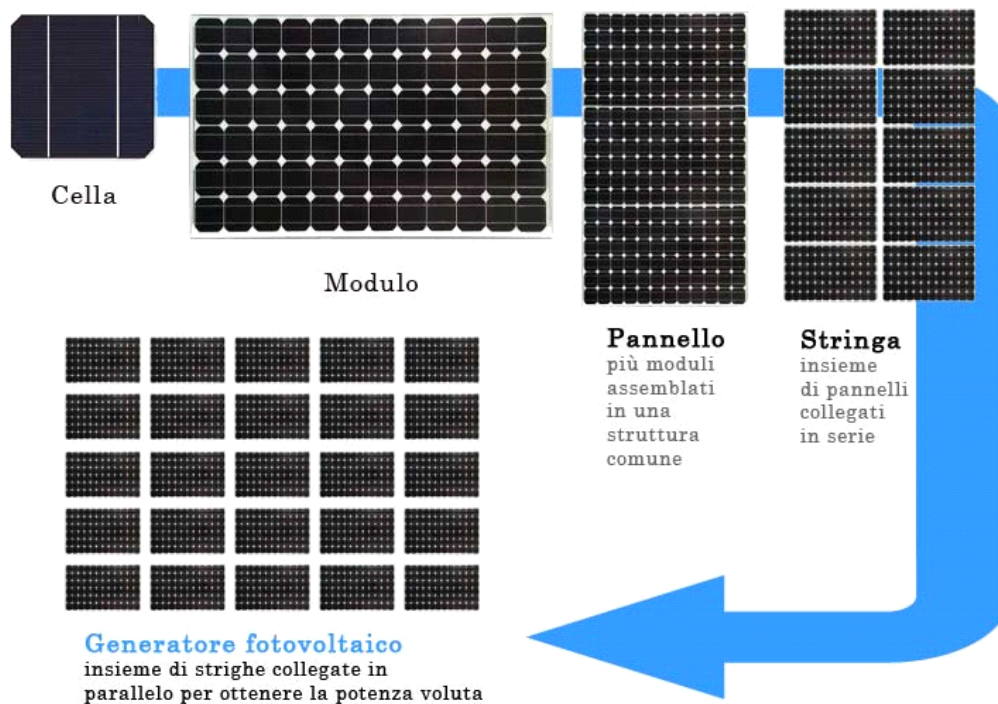


Figura 11 generatore fotovoltaico (11)

## 1.7 ACCUMULATORE

È un dispositivo costituito da apposite batterie di accumulatori, di tipo elettrochimico, è il sistema integrativo che supporta l'impianto fotovoltaico nei periodi di ridotta o assente insolazione.

Tali dispositivi che in genere utilizzano più accumulatori collegati in serie, da qui il nome batterie di accumulatori, sono in grado di convertire energia elettrica in chimica e viceversa. In una prima fase detta di carica sono utilizzati per accumulare energia elettrica e poi, in fase di scarica sarà immessa all'utilizzo.

#### 1.7.1 GRANDEZZE CARATTERISTICHE DELLE BATTERIE

Le principali grandezze caratterizzanti le batterie, presenti sulla targa, sono descritte di seguito a livello qualitativo:

- **TENSIONE NOMINALE:** la tensione nominale (V) di una batteria a vaso chiuso ermetica è in generale 12V intendendo con questo valore la somma delle tensioni delle singole celle che la compongono. Per tensione nominale di un accumulatore a vaso aperto si intende invece la somma delle tensioni nominali dei singoli elementi di accumulo che lo compongono.
- **CAPACITA':** la capacità (Ah) è la quantità di carica che può essere ottenuta scaricando un accumulatore ad un determinato regime di corrente di scarica, fino a una tensione prestabilita. la capacità nominale è riferita ad un regime di scarica di 10 ore, alla temperatura di 25 ° C e alla tensione 1.85V per elemento della batteria.
- **CORRENTE DI SCARICA RAPIDA A FREDDO:** la corrente di scarica rapida a freddo (A) è un parametro indicativo della potenza che è in grado di erogare la batteria. Il parametro si misura scaricando una batteria completamente carica a -18 ° C con corrente costante prestabilita.
- **RESISTENZA INTERNA:** la resistenza interna varia al variare dello stato di carica ed in particolare a scarica completata è circa 2.5 volte maggiore di quella a carica completa.
- **CORRENTE DI CORTO CIRCUITO:** la corrente di corto circuito può essere stimata per batterie di piccola taglia in circa 10 volte il valore di corrente di cui alla capacità nominale, mentre per le batterie di grossa taglia, in circa 20 volte il valore di corrente di cui alla capacità nominale.
- **TEMPERATURA DI FUNZIONAMENTO:** la temperatura di funzionamento in generale è compresa tra -30 ° C e 50 ° C;
- **UMIDITA' MASSIMA DI FUNZIONAMENTO:** l'umidità massima di funzio-

namento è il 100%

## 1.8 REGOLATORE DI CARICO

La finalità del regolatore di carico inserito in un impianto fotovoltaico isolato dalla rete è quello di prolungare il più possibile la vita utile delle batterie, realizzando un sistema di protezione da eccessi di carica o di scarica. Le funzioni operative di un regolatore di carica possono essere così riassunte:

- funzione di controllo dell'energia fornita dai moduli; nel caso in cui la batteria sia completamente carica, un ulteriore eccesso di energia da parte dei moduli fotovoltaici ha come conseguenza un surriscaldamento del sistema di accumulo e nel caso di sistema dotati di elettrolita liquido, la conseguente ebollizione dell'acqua. In tale caso si ottiene una veloce evaporazione dell'acqua nella batteria, con un danno irreversibile degli accumulatori. Il regolatore di carica interviene quindi interrompendo il contatto con i moduli;
- funzione di controllo dell'energia assorbita dal carico; nel caso in cui gli accumulatori contengono una quantità di energia troppo bassa, il regolatore interviene e blocca la fornitura di energia al carico. Ciò in virtù che un eccesso di scarica degli accumulatori porta a danni irreversibili;
- protezione contro sovraccariche e cortocircuito; tali protezioni elettroniche incorporate nel sistema, riducono il rischio di danni alle utenze, derivanti da sovraccarico, cortocircuito, inversione di polarità, eccessiva tensione alta temperatura, correnti inverse della batteria ai moduli, scariche atmosferiche, transitori di corrente e picchi di tensione;
- fornire informazione sullo stato generale del sistema: lo stato di carica della batteria può in alcuni regolatori essere visualizzato da led, mentre il controllo della corrente erogata dai moduli, della tensione della batteria e della corrente assorbita dal carico può essere visualizzato tramite monitor cristalli liquidi.

## 1.9 INVERTER

La corrente generata dai pannelli fotovoltaici è di tipo continuo; visto che la maggior parte delle apparecchiature elettriche richiede la corrente alternata si utilizza un disposit-

tivo denominato inverter; l'inverter è un convertitore statico, capace di trasformare l'energia elettrica continua in alternata.

### 1.9.1) CONVERTITORE GRID CONNECTED

Il convertitore grid connected (DC/AC) o inverter converte la corrente continua dal generatore FV in corrente alternata alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili.

Il funzionamento completamente automatico prevede che, non appena i moduli fotovoltaici ad esso collegati, generino sufficiente potenza (10-20W), l'unità di controllo comincia a monitorare la tensione di rete e la frequenza, così come la fornitura di energia. L'inverter è in grado di funzionare in modo da sfruttare la massima potenza del generatore FV a cui è collegato (MPPT).

La funzione MPPT (inseguimento della massima potenza) è una delle caratteristiche principali dell'inverter, che gli permette di individuare e inseguire istante per istante quel particolare punto sulla caratteristica corrente-tensione del generatore FV, per il quale risulta il trasferimento di potenza verso il carico posto a valle. L'inverter è quindi in grado di individuare la massima potenza  $P_{max}$  che rappresenta il massimo dei valori ottenuti moltiplicando i valori della caratteristica tensione-corrente  $V_{mp} \cdot I_{mp}$  che sono rispettivamente tensione e corrente nel punto di massima potenza. In assenza di energia solare, l'inverter interrompe automaticamente il collegamento e smette di funzionare (ciò in virtù del fatto che l'unità di controllo viene alimentata dal generatore FV) il convertitore è completamente spento durante la notte e quindi il suo consumo complessivo è bassissimo (assorbimento in stand-by).

### 1.9.2 PARAMETRI ELETTRICI DEL CONVERTITORE GRID CONNECTED

I parametri elettrici di ingresso che verranno utilizzati nella scelta di un convertitore sono:

- la massima corrente d'ingresso  $I_{DCmax}$ ;
- la massima tensione d'ingresso  $V_{DCmax}$ ;
- il range di tensione MPPT ( $V_{DC,MPPT,min}$ ;  $V_{DC,MPPT,max}$ );

I parametri elettrici di uscita sono:

- la potenza nominale  $P_{nom}$ ;

- la tensione nominale  $V_{Anom}$ ;
- la frequenza nominale  $f_{nom}$ ;
- la corrente massima di uscita  $I_{AC,max}$ ;
- il fattore di potenza della corrente immessa in rete.

### 1.9.3) CONVERTITORE GRID STAND ALONE

Il convertitore stand alone (DC/AC) o inverter trasforma la corrente in continua prodotta dal generatore fotovoltaico in corrente alterna ai carichi dell'utente, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili. Esistono convertitori che possono funzionare sia in isola che in parallelo alla rete; in tal modo se un impianto nato per funzionare in isola viene successivamente raggiunto e alimentato da una rete elettrica può continuare a funzionare senza spese aggiuntive o per il cambio del convertitore.

### 1.9.4 PARAMETRI ELETTRICI DEL CONVERTITORE STAND ALONE

I parametri elettrici di ingresso che verranno utilizzati per la scelta di un convertitore sono:

- il valore della tensione nominale;
- il range delle tensioni ammesse;
- la massima potenza raccomandata dal campo FV.

I parametri elettrici di uscita sono:

- la potenza nominale (KVA);
- la capacità di erogazione della potenza reattiva;
- il sovraccarico transitorio o cortocircuito in uscita;
- il sovraccarico ammissibile nel campo di funzionamento e la frequenza e tensione d'uscita;
- la forma d'onda d'uscita e la distorsione armonica

Altri parametri

- la potenza dissipata in assenza di carico;
- la potenza necessaria in stand-by;
- il range di temperatura a cui possono funzionare;
- il grado di protezione.

Anche i convertitori stand alone, con riferimento alle protezioni, hanno il controllo dell'isolamento lato continua, prevedono l'apertura lato continua per tensione minima di

ingresso ed hanno la protezione per l'inversione della polarità.

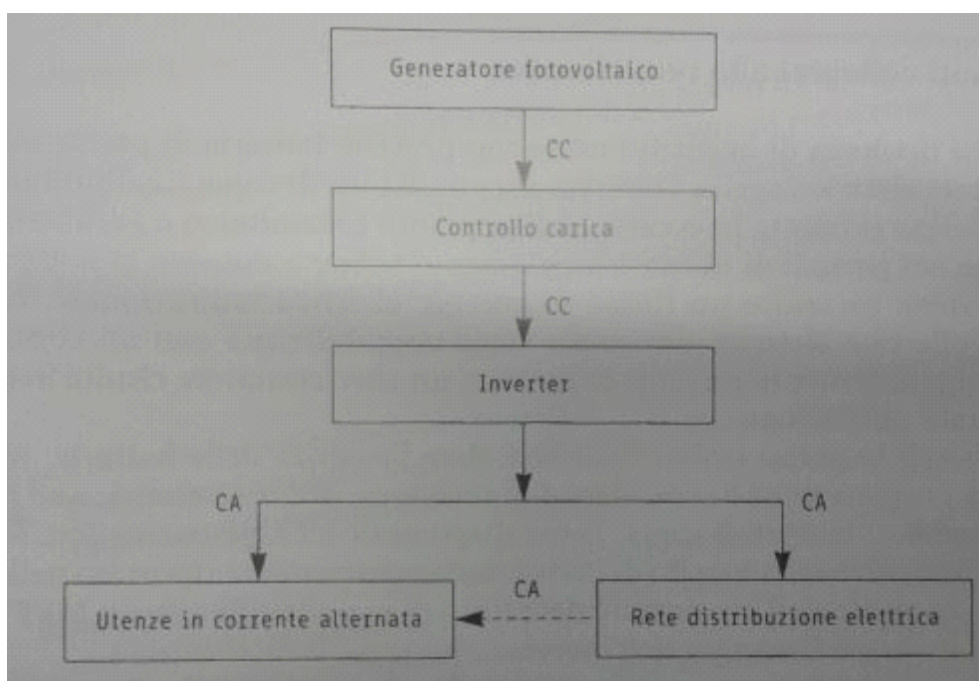


Figura 12 Schema a blocchi di un impianto fotovoltaico connesso in rete (12)

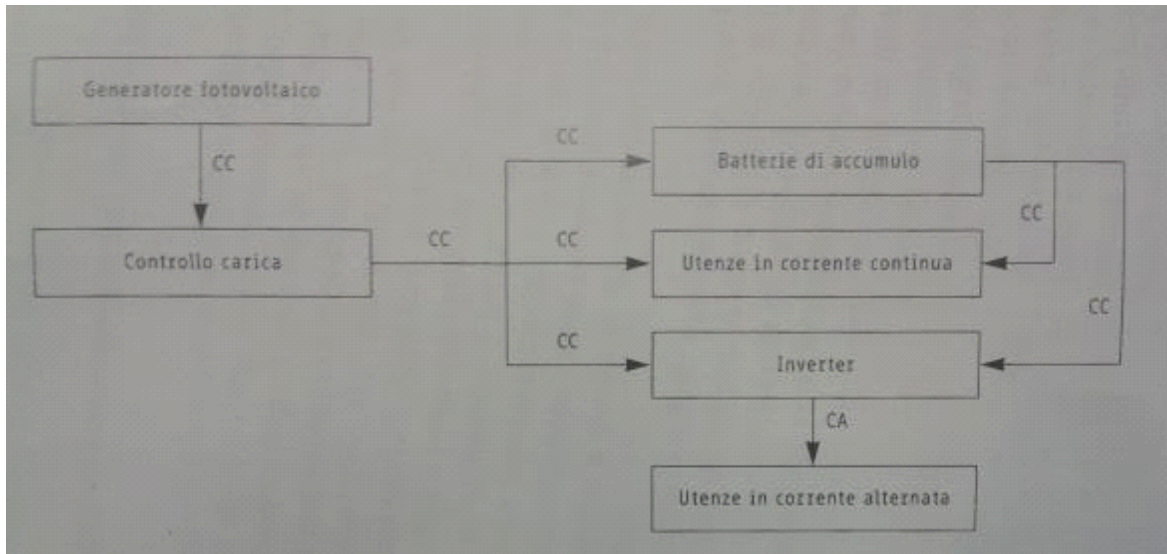


Figura 13 Schema a blocchi di un impianto fotovoltaico isolato dalla rete (13)

In conclusione, in questo capitolo abbiamo fatto uno studio degli stadi di trasformazione dell'energia solare in energia elettrica mediante pannelli fotovoltaici e le caratteristiche e tipi dei moduli fotovoltaici; sapendo che la massima energia l'abbiamo quando i raggi solare sono ortogonale alla superficie dei moduli, ci possiamo chiedere qual vantaggio si può avere per l'integrazione dei pannelli fotovoltaici su facciate verticale. Per questo motivo nel prossimo capitolo parleremo delle facciate ventilate, le caratteristiche e i requisiti.





## CAPITOLO 2

### FACCIAE VENTILATE

Oggi giorno l'utilizzo delle facciate ventilate è diventato una soluzione molto diffusa, a causa del risparmio energetico che ne deriva. Nel giugno 2002 in Italia la potenza richiesta al picco estivo era pari a quella richiesta al culmine dell'inverno, Per questo motivo le direttive suggeriscono di adottare strategie prioritarie che contribuiscono a migliorare il rendimento termico degli edifici durante il periodo estivo e invernale. Per esempio, tecniche di raffreddamento e riscaldamento passivo potrebbero essere sviluppati in misura maggiore, al fine di migliorare le condizioni climatiche interne e il microclima intorno agli edifici, inoltre un flusso d'aria controllato dietro la facciata PV porta a potenziali utilizzi dell'aria calda per l'inverno preriscaldamento e la circolazione d'aria dietro il pannello fotovoltaico abbassa la temperatura dei moduli e migliora quindi le prestazioni elettriche. Pareti ventilate, facciate e tetti, se ben progettati, possono contribuire a ridurre notevolmente i carichi termici estivi dovuti alla radiazione solare diretta. Le facciate ventilate possono essere utilizzati anche nei casi di ristrutturazione di edifici esistenti, per esempio, in mancanza di norme in materia di conservazione storica-architettonica.

Una completa analisi termoidraulica di un condotto di aria ventilata richiede una conoscenza accurata dei coefficienti di scambio termico, dei fattori di attrito e delle proprietà termofisiche dei materiali; la determinazione di tali quantità, purtroppo, non è così facile e i valori attualmente utilizzati per essi sono spesso molto incerti. In particolare, la conoscenza incerta dei coefficienti di scambio termico e la perdita di carico all'interno del condotto dell'aria può ridurre, in molti casi, l'affidabilità dell'uso di metodi di calcolo sofisticati e complessi, come quelli basati sulla dinamica dei fluidi. In questo capitolo, ci limiteremo a fornire elementi sulle le caratteristiche, requisiti delle facciate ventilate, comportamento igrometrico e tipologie di rivestimento.

## 2.1) CARATTERISTICHE E REQUISITI

Per approfondire l'analisi dei requisiti che una parete perimetrale verticale deve possedere è necessario fare riferimento alla norma UNI 7959 che definisce i requisiti e quindi le prestazioni alle quali le pareti perimetrali verticali devono rispondere. La norma è stata redatta allo scopo di costituirsi come uno strumento d'ausilio alla progettazione, produzione e messa in opera dei componenti facenti parte del sistema parete e come riferimento nella redazione di capitolati prestazionali, capitolati speciali di appalto e delle certificazioni dei controlli di qualità. In riferimento al sistema tecnologico, ovvero all'insieme degli elementi fisici che costituiscono il sistema edilizio, i requisiti rappresentano le condizioni qualitative da rispettare nei processi di produzione e di progettazione al fine di soddisfare le esigenze dell'utenza durante le diverse fasi del ciclo di vita dell'edificio: l'uso, la gestione, la manutenzione.

I requisiti sono quindi le richieste rivolte all'insieme di elementi tecnici, o ad un particolare elemento tecnico, di possedere caratteristiche di funzionamento tali da soddisfare le esigenze degli utenti. Tali caratteristiche sono funzionali e quindi indipendenti dai materiali con cui l'elemento tecnico è realizzato. Le "risposte" quantitative date dai componenti o dai sistemi tecnologici, affinché i requisiti siano soddisfatti sono invece le prestazioni che esprimono quindi i comportamenti degli elementi tecnici al loro impiego. Ogni materiale, componente e sistema tecnologico avrà quindi le proprie intrinseche specifiche di prestazione che, valutate sia singolarmente che nelle loro diverse correlazioni, permetteranno di determinare gli effetti ottenuti in rapporto alle tecnologie utilizzate. La valenza di alcuni tipi di materiale sono valorizzati dalla installazione di facciate ventilate, con frangisole in gres e rivestimenti in cotto.

A partire da ciò si può ben intuire come, proprio per il loro particolare ruolo di interfaccia fra ambiente esterno ed ambiente interno, le partizioni perimetrali verticali contribuiscono a soddisfare molte esigenze che possono essere raggruppate in classi di esigenze definibili come:

- sicurezza;

- benessere igrometrico;
- resistenza termica;
- purezza dell'aria;
- isolamento acustico;
- aspetto;
- tatto;
- durabilità;
- disponibilità a sostenere carichi appesi;
- sicurezza durante la messa in opera;
- risparmio di energia.

### 2.1.1) SICUREZZA E SOLECITAZIONE FISICHE:

In quanto riguarda la sicurezza e sollecitazioni fisiche si vuole intendere la stabilità della struttura meccanica di sostenimento del pannello che richiede non solo un buon ancoraggio ma anche la qualità del materiale, al fine di assicurare una resistenza anche dalle azione sismiche, resistenza ai pesi propri, al vento e agli urti.

### 2.1.2) BENESSERE IGROTERMICO

Le pareti ventilate, sono il perfetto esempio di architettura bioclimatica ed ecosostenibile. Il sistema della facciata ventilata permette un' elevata qualità estetica e notevoli vantaggi di isolamento termo-acustico, esso rappresenta infatti, la migliore soluzione tecnica per le crescenti esigenze termiche ed acustiche, sia nelle nuove costruzioni che nelle ristrutturazioni di edifici esistenti, soprattutto in caso di edifici che si sviluppano in altezza, isolati o fortemente esposti. Questo sistema rende possibile la protezione di un edificio contro l'azione del vento e della di pioggia annullando gli effetti dell'acqua battente sulla parete, poiché ne mantiene asciutta la struttura sottostante.

La facciata ventilata o parete ventilata costituisce, nel campo dell'architettura, un sistema di costruzione complesso ed innovativo, caratterizzato da uno strato isolante fissato sulla struttura portante e da uno strato di rivestimento applicato all'edificio tramite dei sistemi di ancoraggio. Tutto ciò permette che, tra lo strato isolante e quello di rivestimento, si venga a creare una intercapedine d'aria che favorisce una efficace ventilazione naturale

Con l'allontanamento del rivestimento dalla struttura muraria e quindi dagli spazi abita-

tivi, la struttura primaria viene protetta dalla radiazione solare, ma anche dall'acqua piovana. L'acqua piovana ed il ghiaccio sono tra le cause principali di degrado degli edifici, oltre ai gas presenti nell'aria e l'azione battente del vento.

La parete ventilata può essere vista come una struttura a sbalzo in quanto il paramento esterno viene fissato alla struttura principale tramite apposite staffe e sistemi di ancoraggio creando la cosiddetta intercapedine che permette appunto la ventilazione che raggiunge il suo massimo grado di efficienza a seguito di un' accurata

### 2.1.3) CONTROLLO DELLA TEMPERATURA SUPERFICIALE:

La temperatura raggiunta dalla superficie di un elemento di involucro opaco esposto al sole determina la quantità di calore che potrà successivamente entrare all'interno dell'edificio. Pertanto è necessario in estate ridurre il più possibile questa temperatura, agendo sulla finitura della superficie esterna (tipo di materiale, colore, rugosità) e utilizzando sistemi schermanti nei confronti della radiazione solare.

In particolare, occorre tener conto di due parametri termofisici:

- coefficiente di assorbimento della radiazione solare ( $\alpha$ ): indica l'attitudine del materiale ad assorbire l'energia radiante che incide su di esso; in genere superfici scure e rugose si scaldano più di quelle chiare e lisce.
- emissività ( $\epsilon$ ): indica l'attitudine del materiale a disperdere l'energia radiante che incide su di esso; in genere superfici scure e rugose dissipano più calore di quelle chiare e lisce.

Se ne deduce che è consigliabile utilizzare materiali con basso valore di  $\alpha$  ed alto valore di  $\epsilon$ . Nella tabella in basso sono riportati valori tipici di  $\alpha$  e  $\epsilon$  per alcuni materiali di rivestimento.

Tabella 2 :

SUPERFICIE	$\epsilon$	$\alpha$
ALLUMINIO LUCIDO	0,03	0,09
CALCESTRUZZO	0,88	0,6
MARMO BIANCO	0,95	0,46
LATERIO ROSSO	0,93	0,63
VERNICE BIANCA	0,93	0,14

CA		
VERNICE NERA	0,97	0,97

Nella tabella 2 sono riportati valori tipici di  $\alpha$  e  $\epsilon$  per alcuni materiali di rivestimento (14)

#### 2.1.4) CONTROLLO DELL'INERZIA TERMICA

D'estate le condizioni climatiche esterne possono subire variazioni sensibili, sia in termini di temperatura che di radiazione solare, ben maggiori di quelle rilevabili d'inverno. Pertanto, il comportamento termico di un elemento opaco esposto al sole deve essere necessariamente valutato in condizioni dinamiche.

Il controllo dell'inerzia termica può essere attuato attraverso la valutazione di due caratteristiche:

- Sfasamento: capacità di ritardare l'effetto del flusso termico proveniente dall'esterno
- Attenuazione: capacità di ridurre l'entità di questo effetto

Ad esempio, se alle ore 14 di un giorno sereno di luglio su di una superficie esposta al sole incide un certo flusso termico dovuto alla radiazione solare, ebbene quel flusso termico farà sentire il suo effetto all'interno dell'ambiente con un certo ritardo temporale (sfasamento) e con una intensità ridotta (attenuazione), in funzione delle caratteristiche termofisiche dell'elemento di involucro esposto al sole. Resta ora da capire su quali parametri della parete agire, e quali valori di sfasamento e attenuazione garantire per avere un effetto soddisfacente.

I parametri da cui dipendono sfasamento e attenuazione sono:

- spessore, conduttività, densità e calore specifico dei materiali che costituiscono l'involucro;
- disposizione degli strati all'interno degli elementi di involucro.

In particolare, gioca un ruolo importante l'isolante termico, sia per le sue proprietà che per la sua posizione. Si ricorda che invece d'inverno ci si preoccupa essenzialmente solo della trasmittanza (U) degli elementi di involucro, la quale dipende solo da spessore e conduttività termica (in particolare dell'isolante termico).

Esistono diverse fonti in letteratura che forniscono valori di riferimento per una progettazione ottimale degli elementi di involucro.

Valori tipicamente suggeriti per un buon elemento di involucro sono:

- sfasamento di almeno 9-10 ore,
- attenuazione pari ad almeno il 35%.

In generale, è sufficiente che un elemento di involucro presenti sfasamento di almeno 9 ore per avere un buon comportamento estivo. Tale valore è sufficiente a fare in modo che il picco di calore che si è avuto nelle prime ore del pomeriggio, arrivi all'interno nelle ore più fresche (di notte), quando può essere più facilmente dissipato attraverso la ventilazione degli ambienti. Valori di sfasamento superiori alle 10 ore risultano poco migliorativi, se non superflui. Anche l'attenuazione è importante (si suggeriscono valori inferiori al 35%), ma essa è correlata allo sfasamento, per cui una parete con sfasamento di 9-10 ore avrà con molta probabilità un'attenuazione sufficiente.

Tuttavia, è necessario evidenziare che dal 2009 è in vigore il DPR 59/09, attuativo del DLgs 192/05, che ha introdotto in normativa una nuova grandezza vincolante per il comportamento estivo di un edificio. Si tratta della cosiddetta “trasmissione termica periodica” (YIE), parametro che valuta la capacità di una parete opaca di sfasare ed attenuare il flusso termico che la attraversa nell'arco delle 24 ore, definita e determinata secondo la norma UNI EN ISO 13786:2008. In sostanza è un parametro che ingloba in sé sfasamento e attenuazione.

In modo semplificato, si può dire che la trasmissione termica periodica YIE rappresenta l'“equivalente estivo” della trasmissione termica  $U$  utilizzata d'inverno, nel senso che la YIE viene utilizzata come parametro rappresentativo del comportamento di un elemento di involucro nel periodo estivo. La sua determinazione analitica è comunque molto più laboriosa rispetto alla  $U$ , infatti entrano in gioco numeri complessi. Si ricorre di solito a specifici programmi di calcolo.

La norma impone che per le località nelle quale il valore medio mensile dell'irradianza sul piano orizzontale nel mese di massima insolazione estiva  $I_{ms}$  sia maggiore o uguale a  $290\text{W/m}^2$ , relativamente a tutte le strutture verticali opache con l'eccezione di quelle comprese nel quadrante, nord-ovest/nord/nord-est, inoltre che il valore della massa superficiale sia superiore a  $203\text{ kg/m}^2$  e il valore del modulo della trasmissione termica periodica “YIE” sia inferiore a  $0.12\text{W/m}^2\text{K}$ . Relativamente a tutte le strutture opache e inclinate occorre verificare che il valore del modulo di trasmissione termica periodica “YIE” sia inferiore a  $0.20\text{W/m}^2\text{K}$ .

Gli effetti positivi che si ottengono con il rispetto del valore della massa superficiale e della trasmittanza termica periodica delle strutture opache possono essere raggiunti in alternativa con l'utilizzo di tecniche e materiali anche innovativi, che permettono di ottenere oscillazioni di temperatura in funzione dell'andamento dell'irraggiamento solare. Nei casi in cui non è necessaria la verifica, cioè dove  $I_{m,s}$ , risulta inferiore a  $290 \text{ W/m}^2$  (ad esempio in molti comuni del Nord Italia), sarà compito del progettista decidere a quali valori attenersi, nel rispetto delle regole di benessere, risparmio e deontologia professionale.

E' interessante comunque fornire un confronto tra i parametri finora descritti, in particolare massa superficiale, trasmittanza termica periodica, sfasamento attenuazione. Ci si può chiedere infatti se tutti questi parametri sono ugualmente importanti, o invece qualcuno di essi è più significativo degli altri. Per dare una risposta è necessario considerare delle pareti di diverse caratteristiche, e valutarne il comportamento. Nella tabella in basso sono riportati i risultati di un confronto tra strutture tipiche.

Tabella 3

	<b>Tipo di struttura</b>	<b>spessore (cm)</b>	<b>U (W/m<sup>2</sup>K)</b>	<b>Ms (kg/m<sup>2</sup>)</b>	<b>YIE (W/m<sup>2</sup>K)</b>	<b>sfasam. (h)</b>	<b>attenuaz. (%)</b>
1	Laterizio forato	22	1,1	240	0,49	7,6	45
2	Laterizio forato	30	0,85	326	0,21	10,8	25
3	Roccia (tufo)	50	2,15	1150	0,11	15,9	5
4	Laterizio + isolam. esterno	31	0,31	269	0,05	10,8	18
5	Laterizio + isolam. intermedio	31	0,31	269	0,08	11,2	27
6	Laterizio + isolam. interno	31	0,31	269	0,06	10,5	21
7	Strati alternati massa/isolante/massa	24	0,20	68	0,08	9,5	38
8	Tetto in legno isolato con fibra di legno	30	0,30	30	0,17	7,2	58
9	Tetto in legno isolato con poliuretano	28	0,22	15	0,19	2,9	

Nella tabella 3 sono riportati i risultati di un confronto tra strutture tipiche. (15)



Osservando i valori in tabella si possono trarre le seguenti conclusioni:

- la massa superficiale non è un buon indicatore del comportamento estivo di un elemento di involucro, visto che il rispetto del limite di  $230 \text{ kg/m}^2$  non garantisce di per sé efficaci valori di sfasamento/attenuazione (vedi riga 1). Tuttavia, aumentando lo spessore, e quindi la massa, si può migliorare il comportamento (riga 2), ma occorre introdurre un isolante per poter rispettare la verifica invernale (U).
- Una struttura che verifica sia la massa superficiale sia la YIE, non è detto che si possa utilizzare; lo dimostra la parete in roccia (riga 3), che è inaccettabile d'inverno per la sua elevatissima trasmittanza U.
- Una struttura che non verifica la massa superficiale, non è detto che non si comporti bene d'estate (riga 7). E' il caso tipico delle strutture a secco, molto leggere, ma efficaci.
- L'introduzione di un materiale isolante comporta un miglioramento in termini di attenuazione e di sfasamento.
- L'isolante collocato all'esterno comporta il valore minore (quindi migliore) di YIE e di attenuazione, mentre lo sfasamento più alto si ottiene con isolamento in posizione intermedia, cioè compreso tra due elementi massivi (es. laterizi), come osservabile nei casi 5, 6, 7.
- Nel caso dei tetti, particolarmente interessati dall'irraggiamento estivo, il rispetto della YIE non garantisce automaticamente buone caratteristiche di sfasamento e attenuazione (riga 9). Tuttavia, l'isolamento con fibra di legno (riga 8) offre un comportamento estivo decisamente migliore rispetto ai comuni isolanti sintetici (EPS, poliuretano, ecc.), in virtù di una maggiore inerzia.

Uno dei principi che si può dedurre è che lo sfasamento migliora alternando strati di massa a strati di isolante termico, anche se l'attenuazione subisce un leggero peggioramento, a meno che non si aumenti il numero di strati alternati. Ogni alternanza isolante/massa ha come effetto di attenuare l'onda termica che proviene dall'esterno, oltre che sfasarla.

Inoltre, è il caso di aggiungere che gli isolanti che meglio si prestano alla funzione di

migliorare il controllo termico estivo, sono quelli dotati di valori maggiori di densità e calore specifico (es. fibre di legno, lane minerali ad alta densità).

Si tratta di casi esemplari, ma utili per comprendere alcuni principi di un fenomeno piuttosto complesso, regolato da molti parametri termofisici e geometrici.

Infine, si può dire che la trasmittanza periodica YIE, parametro di legge, non sempre è ben rappresentativo del comportamento estivo di una struttura. Sarebbe buona regola verificare che anche sfasamento ed attenuazione raggiungano valori soddisfacenti, in particolare nel caso delle coperture. (16)

#### 2.1.5) IMPERMEABILITA'

I sistemi di parete ventilate possiedono una naturale propensione a proteggere efficacemente l'edificio dall'azione combinata di pioggia e vento. Questo grazie alla presenza dei giunti tra gli elementi di rivestimento sia di una netta discontinuità fisica tra il rivestimento esterno e la retrostante muratura cieca realizzata da un intercapedine che all'uopo ovunque non inferiore a 2-3 cm (17)

In caso di eventi meteorici prolungati o di eccezionale intensità, ciò impedisce che la pioggia possa giungere a bagnare in modo significativo lo strato isolante, solitamente posato sulla facciata esterna del tamponamento murario, o di addirittura la massa della muratura evitando in tale modo che vi sia il temporaneo incremento della trasmittanza termica o l'innescò di fenomeni di degrado della parete.

Per garantire l'effetto sopra descritto l'intercapedine deve essere continua e non soggetta sotto l'azione del vento, ad una pressione sensibilmente inferiore a quella presente sulla facciata esterna del rivestimento.

In caso contrario sotto l'azione di pioggia e vento, verrebbe facilmente richiamata acqua in quantità nell'intercapedine.

Funzionale e utile l'equalizzazione della pressione dell'aria tra la facciata esterna e quella interna del rivestimento è di conseguenza la non sigillatura dei suoi giunti verticali o orizzontali tra elemento e elemento.

Non tamponando o sigillando i giunti tra lastre è possibile che, nel corso di eventi meteorici di una certa intensità (accompagnati da stravento), una modesta quota parte dell'acqua battente e di ruscellamento si infiltri nell'intercapedine ed una sua ulteriore frazione minima riesca a raggiungere la faccia esterna dell'intercapedine. Tuttavia, se lo

strato coibente è continuo non vi saranno apprezzabili conseguenze né per questo né per la parete retrostante. Al massimo potrà esservi un lieve temporaneo calo di prestazionale che cesserà non appena l'acqua o l'umidità assorbita rievaporeranno.

Vari sono i materiali termoisolanti impiegabili nei sistemi a parete ventilata in forma di pannelli rigidi/semirigidi oppure in materassini, la cui forma e dimensioni dipendono dalle caratteristiche fisico-meccaniche del materiale dalle modalità di trasporto, movimentazione e messa in opera del medesimo e dal valore di trasmittanza termica da assegnare alla parete. Tra essi gli isolanti in lana di roccia hanno dimostrato una più che buona propensione all'impiego in sistemi a parete ventilata. Al riguardo merita segnalare che fra i più interessanti prodotti in lana di roccia in commercio vi sono i pannelli a doppia densità disponibile anche con rivestimento superficiale in velo minerale di colore nero.

Rispetto ai più convenzionali pannelli in monostrato omogeneo, di ben note e apprezzate caratteristiche termoisolante e fonoassorbenti, questa nuova varietà di prodotto presenta migliore varietà acustiche, una maggiore consistenza meccanica ed una molto minore bagnabilità in superficie, che ne accresce ancora di più la propensione all'impiego in rivestimenti a parete ventilata.

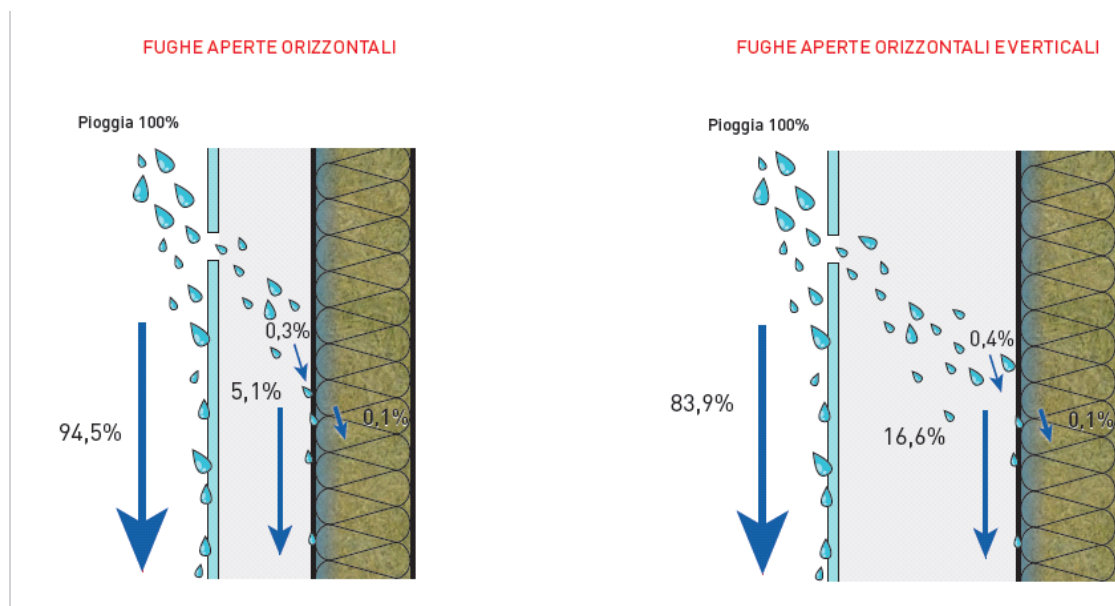


Figura 14 Rappresentazione del quantitativo d'acqua che può bagnare l'isolante termi-

co in una parete microventilata con fughe aperte solo orizzontali e orizzontale e verticali (18)

In termini prestazionale le pareti verticali esprimono una sensibilità all'acqua battente nettamente inferiore in confronto con pareti mono o multistrato convenzionali. Ciò le rende particolarmente indicate per essere installate anche in contesti ove vi sia forte esposizione a sollecitazione combinate di pioggia e vento, tipico caso ad esempio degli edifici alti e isolati, a prescindere della loro ubicazione in contesto urbano o extraurbano. La possibilità di misurare e valutare le prestazioni di una parete esterna relativamente ai requisiti sopra descritti, permette quindi di ottenere il sistema delle specifiche di prestazione della parete. La progettazione di un sistema di parete dovrà avere così come obiettivo il raggiungimento dei parametri minimi imposti dalle normative, dalle regole dell'arte ma anche dal buon senso.

## 2.2) COMPORTAMENTO TERMOIGROMETRICO

Lo scopo degli impianti di climatizzazione ed illuminazione è di realizzare condizioni termoigrometriche e visive confortevoli.

### 2.2.1 DIFFUSIONE DEL VAPORE IN UN MEZZO POROSO

I materiali da costruzione sono generalmente porosi. Al loro interno, pertanto, sono presenti dei vuoti che possono essere comunicanti con l'esterno e/o interconnessi tra loro, oppure completamente isolati.

. L'esistenza di interconnessioni è condizione necessaria per l'esistenza di fenomeni di diffusione di vapore all'interno dei materiali.

. I fenomeni igroscopici (pur essendo strettamente connessi a quelli termici) presentano uno sviluppo temporale molto più lento (mesi stagioni) rispetto a quelli termici (ore-giorni).

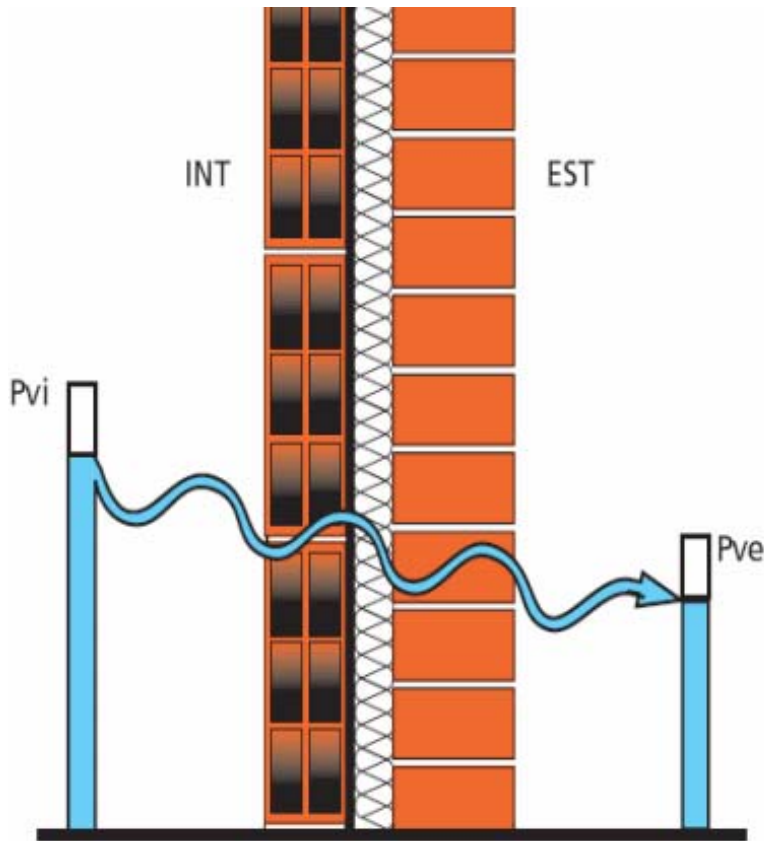


Figura 15 (19)

### 2.2.2 LEGGE DI FICK

Per diffusione di vapore si intende un trasferimento di massa di vapore in un mezzo o tra più mezzi in contatto fisico, a causa di una non uniforme distribuzione della pressione parziale.

$$g = \delta_p \cdot \frac{\Delta p}{\Delta x} = \frac{\delta_0}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{\Delta x} = \delta_0 \cdot \frac{\Delta p}{sd}$$

$g$ =vettore di vapore, massa di vapore che fluisce nell'unità di tempo per area unitaria di superficie isobarica nelle direzioni decrescenti delle pressioni parziali [kg/s m<sup>2</sup>].

$\delta_0$ =permeabilità al vapore dell'aria  $\rightarrow 1.87 \cdot 10^{-10}$  kg/(m s Pa)

$sd$ =spessore equivalente di aria per la diffusione al vapore

$\delta_p$ =permeabilità al vapore del mezzo kg/(s m Pa)  $\rightarrow$  g/(h m mmHg)

$\mu$ =permeabilità relativa al vapore del mezzo  $\rightarrow \mu = \frac{\delta_0}{\delta_p} = \frac{sd}{\Delta x}$

La permeabilità  $\delta$  rappresenta la quantità di vapore che attraversa una parete piana di superficie unitaria e spessore unitario, per effetto di una differenza di pressione di 1 Pa.

La permeabilità relativa  $\mu$  rappresenta il rapporto tra la permeabilità dell'aria e la permeabilità del materiale (numero adimensionale sempre maggiore di 1). In altre parole, indica quanto la resistenza al passaggio del vapore di un certo materiale è superiore a quella dell'aria a parità di spessore e di temperatura.

Allo stesso modo, nelle ipotesi di regime stazionario e moto monodimensionale è possibile esprimere il flusso del vapor d'acqua con una equazione derivata dalla legge di Fick.

. Essa fornisce la densità di flusso di vapore trasmesso per diffusione attraverso una parete composta da strati di materiale ognuno dei quali si comporta rispetto al vapore come una membrana semipermeabile

$$(g) = \frac{P_i - P_e}{Z_{tot}}$$

$$Z_{si} + \sum_{j=1}^n Z_j + Z_{se} = \frac{1}{\frac{1}{\delta p_i} + \frac{S_1}{\delta p_1} + \dots + \frac{S_n}{\delta p_n} + \frac{1}{\delta p_e}}$$

$\frac{1}{\delta p_i}$  e  $\frac{1}{\delta p_e}$  = resistenze di trasporto di massa convettivo trascurabili a fronte della resistenza offerta dagli altri componenti edilizi, pertanto la pressione parziale del vapore sulle facce interna ed esterna del componente si assumono eguali alla pressione parziale del vapore dell'aria a contatto della superficie.

E' possibile ottenere i valori della pressione parziale del vapor d'acqua ad ogni interfaccia e descrivere dunque l'andamento delle pressioni parziali all'interno della parete.

$$(p_{j+1}) = (p_j) - \frac{Z_j}{Z_{tot}} \cdot (p_i - p_e)$$

## VALORI DI PERMEABILITA' AL VAPORE DI ALCUNI MATERIALI

Materiale	$\mu$ mg/mhPa	kg/msPa*1012
<b>INTONACI</b>		
malta di calce, malta di calce e cemento	0.043	12
malta di calce, malta di calce e cemento e gesso	0.065	18
<b>ELEMENTI DA COSTRUZIONE PORTANTI</b>		
calcestruzzo normale struttura chiusa 2000 kg/m <sup>3</sup>	0.007	2
calcestruzzo struttura aperta con argille espanse 1000 kg/m <sup>3</sup>	0.09	25
<b>PANNELLI DA COSTRUZIONE</b>		
pannelli di cartongesso	0.083	23
pannelli in cemento armato	0.0315	8.75
<b>MURATURE</b>		
mattoni forati, leggero, ad alta resistenza mecc.	0.108	30
muro di pietra d'arenaria calcarea o mattoni pieni 1000 kg/m <sup>3</sup>	0.128	35.42
<b>ISOLANTI TERMICI</b>		
isolanti a fibra minerale e vegetale	0.54	150
isolanti in sughero	0.0638	17.72
polistirolo espanso: 15 kg/m <sup>3</sup>	0.032	9
20 kg/m <sup>3</sup>	0.022	6
30 kg/m <sup>3</sup>	0.016	4.5
poliuretano 30 kg/m <sup>3</sup>	0.007	2
pannelli in legno truciolari	0.013	3.6
<b>LEGNO E MATERIALI IN LEGNO</b>		
quercia, faggio, abete rosso, pino perp. alle fibre	0.016	4.5
pannelli in legno compensato	0.036	10
pannelli in legno pressati	0.013	3.6
<b>VARIE</b>		
rivestimento murario esterno di mosaico di vetro ceramica	0.0032	0.86
intonaco ad isolamento termico	0.1275	35.42
aria	0.695	193
gesso	0.065	18
guaine	0.0000075	0.0021
<b>Permeanze utili</b>	mg/(hm <sup>2</sup> Pa)	kg/m <sup>2</sup> sPa *1012
carta Kraft impregnata in bitume:	0.015	04:17:00
polietilene 100 $\mu$ m	0.042	11.67
polietilene 300 $\mu$ m	0.0105	2.92
foglio alluminio da 25 $\mu$ m	0.0000075	0

Tabella 4 (20)

### 2.2.3 EFFETTI DELL'UMIDITA'

L'umidità porta a diverse conseguenze:

- degrado di intonaci;
- marcescenza delle strutture;
- formazione di muffe;
- migrazione di sali,
- formazione di efflorescenze;

- presenza di acqua sulla superficie ed all'interno delle pareti;
- riduzione del grado di isolamento termico dell'involucro ;
- variazione dimensionale e danneggiamento di manufatti (fessurazioni e deformazioni) in seguito all'aumento di volume dell'acqua (se la temperatura scende sotto lo zero)



Figura 16 (21)

#### 2.2.4) CONTROLLO DEL FENOMENO DI CONDENZA

Il procedimento di Glaser:

il vapore acqueo presente in un ambiente tende a spostarsi da una zona in cui la pressione di vapore è più elevata ad un'altra in cui tale pressione è più bassa. La verifica della condensa interstiziale può essere effettuata mediante il metodo di Glaser, confrontando la curva delle pressioni parziali e quella delle pressioni di saturazione all'interno del componente dell'involucro in esame. È necessario conoscere:



- la temperatura all'interno di ogni singolo strato;
- la pressione parziale all'interno di ogni strato;
- la pressione di saturazione alle varie temperature;
- le caratteristiche termiche del materiale.

Confrontando la curva delle pressioni parziali e quella delle pressioni di saturazioni all'interno dei vari strati del muro, possono verificarsi tre casi:

-

La formazione di condensa nel periodo invernale è da evitare quanto possibile, ed è anche vero che può essere consentita purché venga la quantità di vapore acqueo condensata nel periodo invernale, venga allontanata dal componente edilizio nel periodo estivo.

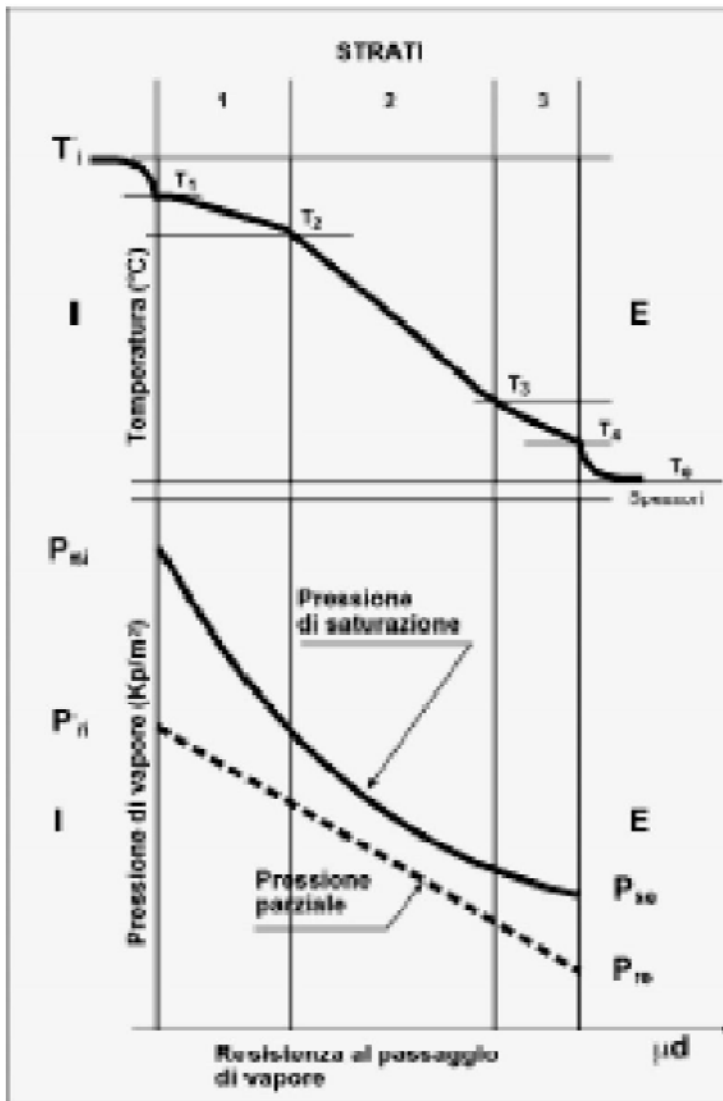


Figura 17 (22)

### 2.2.5 ASPETTI TERMOIGROMETRICE DELLE INTERCAPEDINE D'ARIA

Infine una nota sugli aspetti termoigrometrici delle intercapedini d'aria poste all'interno delle murature perimetrali. Tale scelta oggi non procura apprezzabili vantaggi poiché l'intercapedine incrementa in modo marginale la resistenza termica delle pareti, che attualmente deve essere elevata per garantire il rispetto delle norme sul risparmio energetico. Anche nel caso di pareti prive di isolamento termico la resistenza termica della parete varia poco se il confronto è fatto a parità di volume occupato dalla parete, cioè se si sostituisce un dato spessore di laterizio con una intercapedine d'aria chiusa di eguale spessore. Ad esempio un forato da 8 cm ha una resistenza termica  $RT = 0,20 [(m^2 \cdot K)/W]$ , un forato da 12 cm ha resistenza termica  $RT = 0,31 [(m^2 \cdot K)/W]$  una intercapedine d'aria chiusa da 4 cm ha resistenza  $RT = 0,16 [(m^2 \cdot K)/W]$ . A parità di spessore della parete si può sostituire un forato da 12 cm con un forato da 8 cm ed una intercapedine d'aria da 4 cm. Il vantaggio della soluzione con intercapedine è:  $\Delta RT = (0,20+0,16)-0,31 = 0,05 [(m^2 \cdot K)/W]$ , pari a circa il 7% della resistenza totale di una parete non isolata in forati da 26 cm, la cui resistenza è  $\approx 0,7 [(m^2 \cdot K)/W]$  e pari a circa il 3% della resistenza di una parete composta da due forati da 12 cm e da 4 cm di materiale isolante che vale circa  $1,7 [(m^2 \cdot K)/W]$ . Il precedente vantaggio si annulla (o diventa negativo) se l'intercapedine viene ventilata praticando sul tamponamento esterno una fila di fori di piccolo diametro ( $2 \div 3$  cm), in alto ed in basso, per garantire l'uscita del vapore dall'intercapedine e l'ingresso di aria dall'esterno; infatti la presenza di un flusso d'aria fredda che attraversa il tamponamento esterno introduce una nuova via di passaggio del calore uscente dalla parete e quindi riduce drasticamente l'effetto coibente del forato che forma l'ultimo strato. Ne consegue che, una parete costituita da forato (8 cm) + isolante (5 cm) + forato (12 cm) ha resistenza maggiore della stessa parete avente una intercapedine d'aria ventilata, da 4 cm, posta tra lo strato isolante e il tamponamento esterno, ridotto a 8 cm per mantenere costante lo spessore. Un vantaggio, dal punto di vista igrometrico, è costituito dal fatto che la parete con l'intercapedine ventilata non ha bisogno della barriera al vapore mentre la parete senza intercapedine ventilata deve averla. Questa conclusione porta alcuni progettisti a preferire la soluzione con intercapedine ventilata in base al fatto che la muratura risulta più permeabile al vapore ("la casa respira di più"); tuttavia l'entità dei flussi di vapore prodotti in un giorno in un alloggio medio è così grande (par. 15.2.3) che la quota parte di vapore prodotto che può uscire

attraversando l'involucro edilizio, è del tutto trascurabile anche se tutto l'involucro è costituito di materiali molto permeabili (laterizi). Pertanto la presenza o l'assenza di barriere al vapore non “regola” affatto il comportamento igrometrico dell'alloggio. (23)

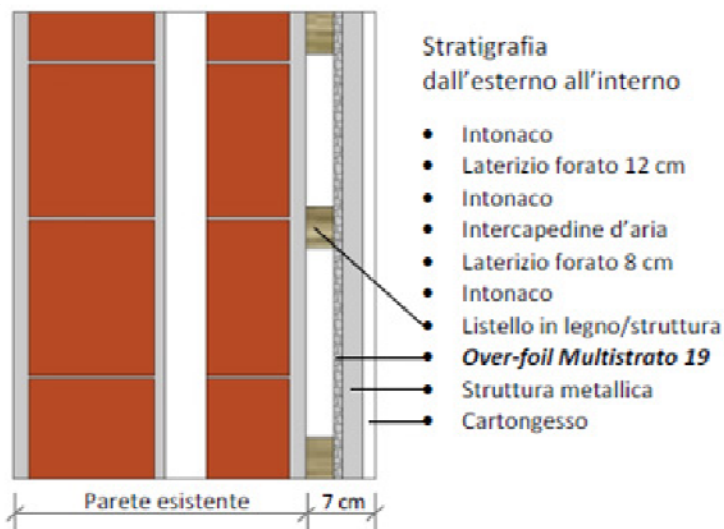


Figura 18 Esempio di isolamento di parete esistente - Parete in laterizi forati 12 + 8 cm

## 2.2.6) BARRIERA AL VAPORE

Per eliminare il fenomeno della condensa all'interno della parete occorre inserire prima del punto di inizio della condensazione un materiale avente elevata resistenza al passaggio del vapore. Per questo fine si utilizzano sottili fogli di materiali come la carta trattata con bitume, fogli di materia plastica oppure fogli di alluminio, che sono quasi impermeabili al vapore; questo strato prende il nome di barriera al vapore. Questo provvedimento risulta efficace solo se la barriera è situata nella parte calda della parete prima del punto di inizio della condensazione (ad esempio sulla faccia calda dell'isolante) e se la resistenza della barriera al vapore è “sufficientemente elevata”. Si noti che lo spessore delle barriere al vapore è un dato caratteristico di ogni prodotto commerciale, pertanto l'utente non può scegliere liberamente, all'interno di una data produzione, lo spessore e

quindi la resistenza al vapore necessaria, poiché il valore richiesto per quest'ultima potrebbe essere maggiore del massimo realizzabile con quel materiale e con gli spessori disponibili. E' in ogni caso essenziale osservare che l'introduzione di una barriera al vapore deve essere fatta in sede di progetto in quanto è impossibile inserirla quando la parete è già costruita. Questo fatto mostra di per sé la responsabilità che il progettista si assume e l'importanza di eseguire una verifica del comportamento termoigrometrico della parete in sede progettuale.

### 2.2.7 FATTORE DI POSIZIONE DEL MATERIALE

Il prodotto  $\mu \cdot \lambda$  tra il fattore di resistenza al vapore e la conduttività termica del materiale è chiamato fattore di posizione del materiale. (24) dove la conducibilità termica “ $\lambda$ ” è data da :

$$R = s/\lambda$$

s : spessore dello strato;

R : resistenza termica dello strato.

possiamo dedurre la seguente regola per la disposizione degli strati di materiali in una parete: condizione necessaria e sufficiente per evitare la condensazione interstiziale è che la sequenza dei fattori di posizione degli strati sia costante o decrescente, nel verso del flusso del vapore.

Nel caso delle intercapedini d'aria in comunicazione con l'ambiente esterno (intercapedini ventilate) il fattore di posizione dello strato finale esterno è zero perché il vapore non deve attraversare questo strato, quindi la sua resistenza al vapore è nulla.

ESEMPIO Consideriamo una struttura di tamponamento perimetrale composta dagli strati sotto elencati e troviamo la loro disposizione corretta, dal punto di vista termoigrometrico:

Descrizione dello strato	$\mu$	$\lambda$	$\mu \cdot \lambda$
1 - mattone pieno	8	0.8	6.4
2 - forato da 8 cm	5	0.4	2
3 - intercapedine d'aria da 4 cm	1	0.252	0.25
4 - strato di intonaco cementizio	20	0.9	18
5 - strato di malta di cls leggero a struttura aperta (intonaco isolante)	6	0.15	0.9

(25)

Una sequenza che rispetta le prestazioni funzionali dei materiali e che minimizza i problemi di condensazione è (partendo dall'interno): 4 - 1 - 3 - 2 - 5. Tale sequenza non è completamente accettabile perché l'intercapedine d'aria ha un fattore  $\mu \cdot \lambda$  che non è compatibile con nessuna posizione interna, è vero che per rimediare, due degli metodi potrebbe essere eliminare l'intercapedine oppure ventilarla oppure verificare.

## 2.2.8) TIPOLOGIE DI RIVESTIMENTI

I rivestimenti di facciata di tipo ventilato nascono con lo scopo di rispondere, con caratteristiche di elevata qualità estetica ed indiscussi vantaggi di isolamento termo-acustico, alla protezione di un edificio contro l'azione combinata di pioggia e vento neutralizzando gli effetti d'acqua battente sulla parete, mantenendone asciutta la struttura muraria.

Tra i rivestimenti i più diffusi sono:

- ceramica
- cotto
- leghe metalliche
- calcestruzzo e fibrocemento
- materiali compositi e di sintesi
- laminati e resine di sintesi
- pietre naturali
- polimerici.

## 2.2.9) RIVESTIMENTI IN PIETRA

Dal punto di vista architettonico, non v'è dubbio che le facciate in pietra siano le più prestigiose.

La disomogeneità delle venature ed anche cromatica che normalmente si riscontra nei vari blocchi conferisce a queste facciate un fascino particolare, mentre le possibilità di accostamenti sono infinite. Né si può trascurare il fascino del tempo: marmi e graniti, da un punto di vista architettonico, costituiscono certamente un rispetto della tradizione e, spesso, delle risorse locali, ma non si può negare come il loro continuo utilizzo sia legato al gusto ed al fascino del naturale, la cui bellezza, nel caso, è indiscutibile.

Dal punto di vista tecnico, riteniamo utile una descrizione delle varie pietre, che ai fini di una classificazione di tipo geologico si dividono in:

- rocce di origine eruttiva, divise a loro volta in intrusive (quali graniti, dioriti ecc.) ed effusive (quali trachiti, basalti ecc.)
- rocce di carattere sedimentario, quali arenarie, calcaree, brecce, travertini, alabastri ecc.
- rocce di carattere metamorfico, quindi connotate da profonde trasformazioni nel tempo, quali marmi, ardesie, serpentini, lavagne ecc.

La scelta dell'una o dell'altra è basata innanzi tutto sull'effetto cromatico e sulla caratteristica superficiale (levigatura, bocciardatura, lucidatura ecc.), ma non può prescindere da valutazioni anche di carattere squisitamente tecnico. Il formato di questi rivestimenti non è vincolato a standard produttivi e si può definire in fase di progettazione

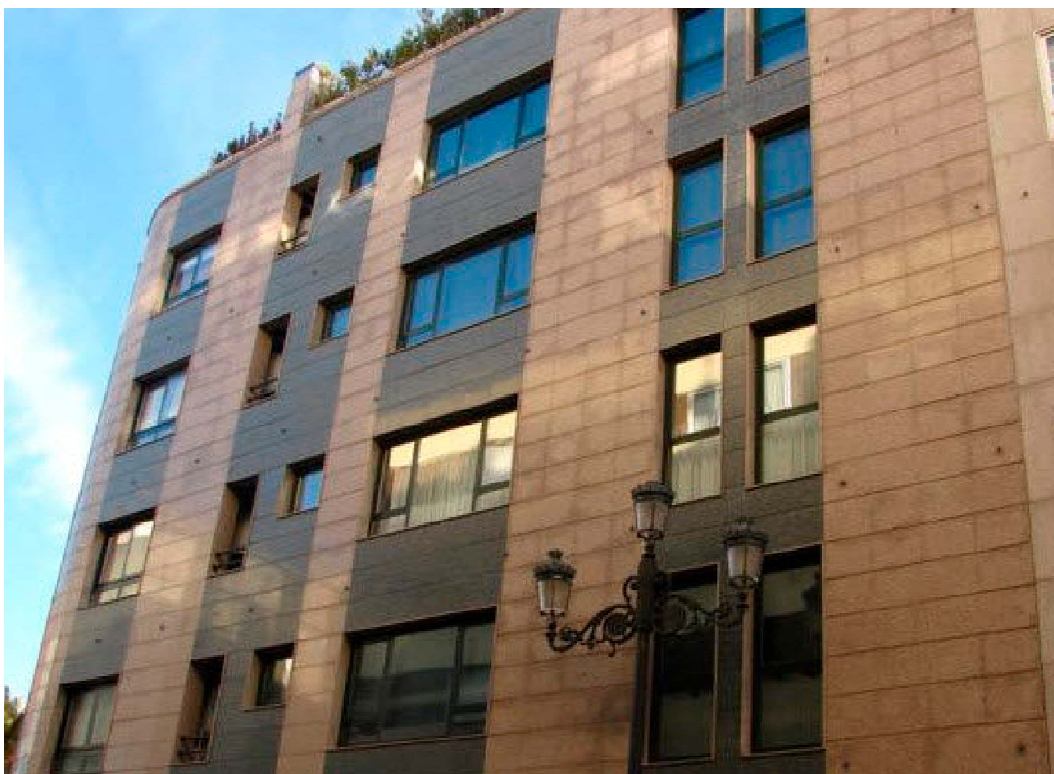


Figura 19 (26) Rivestimento di facciata in pietra naturale / in granito

### 2.3.2) Rivestimento in cotto

Se le facciate in pietra esprimono il “colore” della natura, quelle in cotto esprimono decisamente il “calore” della terra. Affacciatosi abbastanza recentemente nel settore dei rivestimenti ventilati, il cotto si è dimostrato un materiale certamente idoneo dal punto di vista della resistenza, oltre che dal punto di vista estetico. Derivato dell’argilla, il cotto ritrova il suo DNA ai tempi dell’antica Etruria ed il suo splendore nell’epoca rinascimentale. Se il classico mattone può arrogarsi a ragione il titolo di portatore del passato e della tradizione, il cotto, dal punto di vista architettonico, ne rappresenta la degna evoluzione, l’evoluzione funzionale da muro portante a vero e proprio scudo esterno.

Si è detto, riteniamo giustamente, che l’architettura del cotto opera in direzione della enfaticizzazione delle superfici, sostituendo la tradizione (ed aggiungerei la cultura) del muro con l’idea dello schermo, dello scudo protettivo, contrastando l’appiattimento espressivo con l’esaltazione della geometria. In questo senso, la peculiare modellabilità dell’argilla, nel contesto di una tecnologia industriale avanzata, ben si presta all’esaltazione delle forme e dei volumi architettonici.

Così come per le pietre naturali, anche per il cotto lo spessore in facciata è importante,

ma esistono anche soluzioni rinforzate a spessore ridotto.

Per l'impiego in facciata, l'attuale tecnologia di produzione garantisce manufatti di assoluto interesse in senso qualitativo e prestazionale, nonché formati e forme di ottimo livello architettonico.

Ottimo l'accostamento con altri materiali, quali le pietre naturali.



Figura 20 rivestimento in terra cotta (27)

### 2.3.3) Il granito ceramico

Le facciate in granito ceramico, per quanto ci è stato dato di valutare, costituiscono una splendida alternativa alle facciate in pietra naturale, cui la produzione si ispira.

Per chi la richieda, trattandosi di prodotto industriale, il prodotto garantisce una assoluta uniformità cromatica. Inoltre, proprio perché trattasi di prodotto industriale, ne è possibile una produzione anche in grandi formati. Come il gres porcellanato è caratterizzato da spessori ridotti, ma può essere fornito anche di spessore 24 e 33mm.

Al di sotto di un certo spessore, pertanto, appartiene anch'esso alla categoria dei rivestimenti leggeri (pur avendo un notevole peso specifico), per la cui posa devono essere



utilizzati sistemi appositamente studiati. Caratteristiche tecniche

- resistenza alla flessione: 57,3 N/mm<sup>2</sup>
- coefficiente di imbibizione: 0,04%
- coefficiente di dilatazione termica lineare:  
 $a = 6,7 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ \text{C}^{-1}$
- inalterabilità nel tempo delle superfici lucide e maggiore resistenza agli agenti chimici ed atmosferici, agli sbalzi termici ed alla gelività.

#### 2.3.4) Rivestimento in zinco titanio

.Il sistema prevede l'utilizzo di doghe in zinco titanio. I componenti della lega sono: zinco 99,99%, rame 0,08% e titanio 0,06%.

L'unione di questi tre metalli ha consentito alla produzione di realizzare lamiere molto lunghe. Ciò ha favorito una maggiore versatilità nell'impiego di questo rivestimento per la realizzazione delle facciate. L'utilizzo dello zinco in edilizia si attesta da oltre 150 anni per le coperture degli edifici, in particolare nell'Europa del Nord.

Le prestazioni, come la modellabilità e l'adattabilità a linee curve, la resistenza alle deformazioni nel tempo e la durezza ne fanno un materiale molto affidabile. Se esposto agli agenti atmosferici lo zinco titanio forma una patina naturale che ne preserva le caratteristiche tecniche nel corso degli anni, in sostanza si autoprottegge. La sua durata, stimata fino a 100 anni e più, ne consente l'utilizzo in ogni tipo di ambiente e sito. La lega è conforme alle norme Europee EN 1179 e EN 988.



Figura 21 Rivestimento di facciata ventilata in metallo – Zinco Titanio VM ZINC a Villa d'Ogna (BG) » spigoli aggraffati (28)

### 2.3.5) Rivestimento in fibrocemento

Le lastre in fibrocemento trovano largo impiego in particolare nell'edilizia convenzionata e nella riqualificazione di edifici .

Si tratta di lastre piane silicocalcaree rinforzate con fibre mineralizzate di cellulosa e totalmente esenti da amianto.

Questa tipologia di rivestimento viene proposta con un sistema di fissaggio alla parete esistente in acciaio zincato o in alluminio. L'ancoraggio alla sottostruttura può essere risolto con aggancio a vista o tramite incollaggio, come illustrato nei disegni.

La gamma dei colori comprende: grigio, verde, giallo e bianco. Altri colori si ottengono mediante verniciatura. Le lastre sono prodotte in conformità alla norma UNI EN 12467/2002



Figura 22 Rivestimento di facciata in fibrocemento / per facciate ventilate UFFICI MEDIASET PIZ srl (29)

### 2.3.6) Struttura del sistema di rivestimento a “Parete Ventilata”

- Composizione:
- Rivestimento esterno
- Sottostruttura
- Intercapedine ventilata
- Isolamento termico esterno continuo
- Paramento murario e finiture

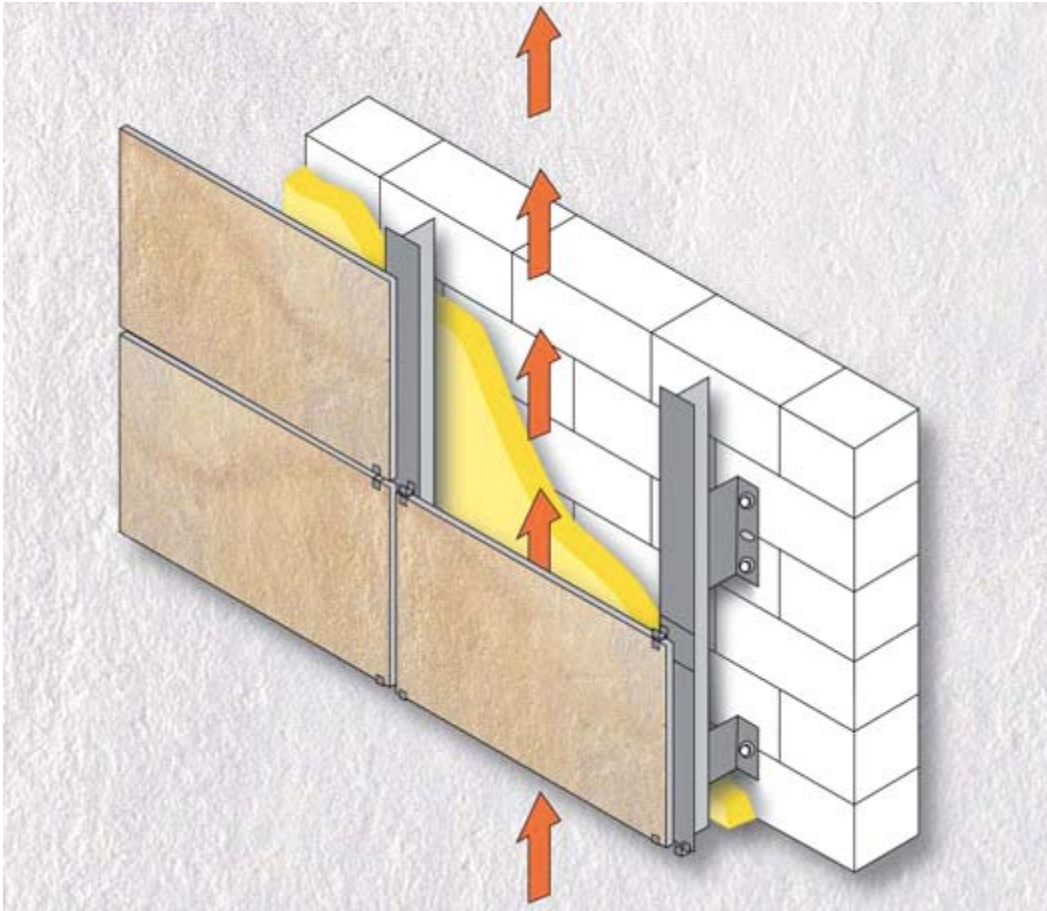


Figura 23 struttura di una facciata ventilate (30)

### 2.3.7) SOTTOSTRUTTURA

La sottostruttura collega, con vincolo meccanico, il rivestimento alla struttura dell'edificio, assorbe le tolleranze di costruzione e facilita la posa dell'isolante in genere è costituita da profili e telai in lega di alluminio oppure . acciaio inox con schema di vario tipo: montanti, traversi, montanti e traversi, ecc., e maglia modulare di ridotta dimensione Può essere costituita da speciali apparecchi puntuali dotati di opportuna regolazione nelle tre direzioni spaziali

### 2.3.8) ISOLAMENTO TERMICO

L'isolamento termico separa, dall'esterno e in continuo, le murature perimetrali ed anche le altre masse interne dell'edificio; è opportuno sia costituito da pannelli o materassini .coesi e stabili nelle dimensioni, idrorepellenti oppure dotati di basso assorbimento di acqua e umidità, protetti e confinati da un freno all'acqua, in foglio o telo, avente

buona permeabilità al vapore di spessore adeguato al valore U di progetto della parete, ben accostati uno all'altro e fissati alla muratura.

### 2.3.9) INTERCAPEDINE

È una sottile cavità dimensionata per garantire microventilazione utile a mantenere l'isolante termico asciutto con qualsiasi tempo oppure efficiente ventilazione utile a ridurre il carico termico estivo sull'edificio ed a mantenere l'isolante termico asciutto in ogni stagione e con qualsiasi tempo (tramite un flusso d'aria ascendente per effetto camino garantito da idonee aperture di presa e scarico aria poste alla base e alla sommità della parete).

In conclusione a questo capitolo abbiamo visto che il paramento esterno "allontana" dalla parete muraria e quindi dagli spazi abitativi sia l'energia trasportata dalla radiazione solare, sia l'acqua piovana incidente, evitando il contatto diretto sul muro perimetrale. Inoltre la parete ventilata tende a favorire la riflessione dei rumori esterni, grazie alla sua costruzione a strati di paramento, intercapedine ed isolante che determinano un certo assorbimento acustico. Ciò dipende ovviamente dalle caratteristiche, assorbimento riflessione e trasmissione acustica dei materiali impiegati. Nel prossimo capitolo, ci dedicheremo a studiare le facciate ventilate fotovoltaiche e la loro integrazione in architettura.

## CAPITOLO 3

### FACCIAE VENTILATE FOTOVOLTAICHE

I sistemi fotovoltaici presentano oggi enormi potenzialità estetiche e tecnologiche che li rendono idonei ad essere integrati nelle strutture edilizie. A carattere generale tale tipologia di integrazione presenta i seguenti vantaggi:

- possibilità di utilizzazione di superficie già in uso per altri scopi, per la produzione di energia elettrica;
- risparmio di materiali di rivestimento convenzionali dell'edificio e di energia, con conseguente riduzione dei costi totali del sistema;
- produzione dell'energia elettrica nel luogo in cui è consumato, con conseguente bassissime perdite di distribuzione;
- riduzione dei picchi di domanda;
- possibilità di utilizzazione multifunzionali dei pannelli. È il caso dei sistemi fotovoltaici frangisole, che agiscono sia come sistema solare passivo (ombreggiamento di una superficie vetrata) sia come sistema solare attivo;
- possibilità di recupero dell'energia termica prodotta dai pannelli, ottenibile con raffreddamento forzato mediante scorrimento forzato od in circolazione naturale di un fluido in un'intercapedine a contatto con la parte posteriore dei moduli.

Il calore raccolto dal fluido viene utilizzato per riscaldare gli ambienti in inverno, e per il preriscaldamento dell'acqua sanitaria in tutte le stagioni. (31) In estate, l'aria calda viene espulsa all'esterno. Si sfrutta così quantità di energia che andrebbe persa, e contemporaneamente si abbassa la temperatura del modulo fotovoltaico aumentandone l'efficienza. Ad oggi, ci sono molti prodotti fotovoltaici studiati espressamente per una perfetta integrazione architettonica ed anche la cultura progettuale d'integrazione deve ancora crescere. Nella seguente trattazione, il nostro scopo sarà di fare uno studio sulle tipologie di facciate ventilate, la loro integrazione in architettura e fare un dimensionamento di un sistema fotovoltaico in facciata.

#### 3.1) SISTEMI DI INTEGRAZIONE FOTOVOLTAICO SU FACCIAA

La tipologia di integrazione fotovoltaico sulle facciate prevede due distinte categorie:

- facciate verticali;
- facciate inclinate.

La tipologia di intervento su facciate verticale o su facciate inclinate consiste nell'integrare i moduli fotovoltaici, sovrapponendo la superficie fotovoltaica sull'involucro dell'edificio esistente, prevedendo una intercapedine per la retroventilazione dei moduli, indispensabile per i motivi precedentemente esposti.

I moduli vengono alloggiati su strutture di supporto generalmente realizzate in acciaio zincato a caldo o alluminio anodizzato, di cui esistono diverse versioni standard, quale ad esempio nella figura sottostante

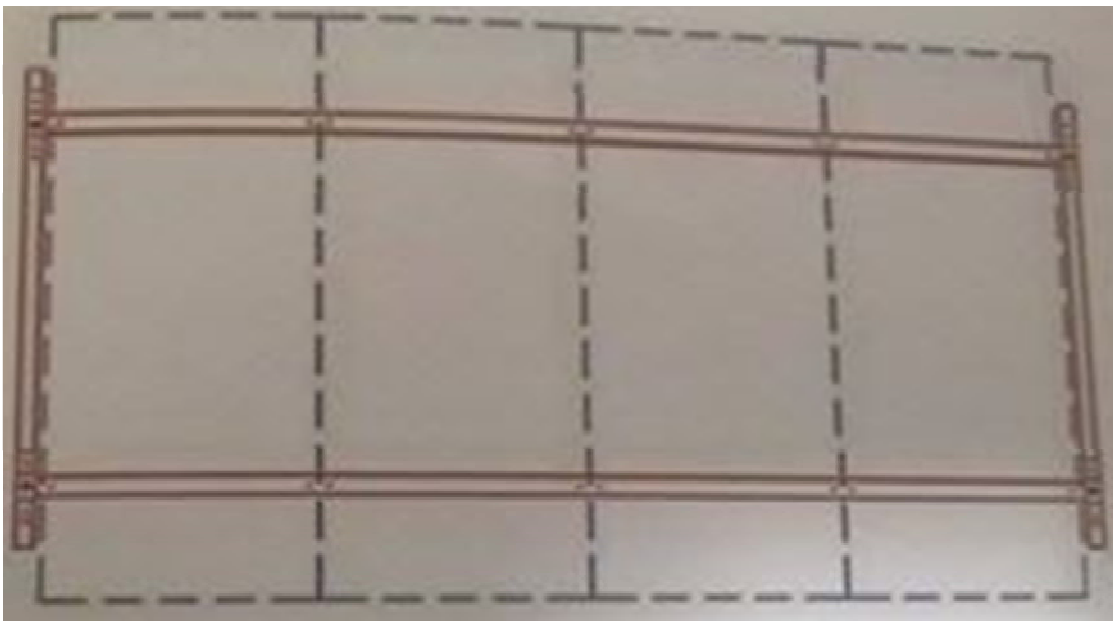


Figura 24 (32)

Tali strutture, fissate alla facciata dell'edificio, hanno la possibilità di essere pressoché nascoste alla vista o comunque di essere a basso impatto visivi. Il fissaggio dei moduli alla struttura di supporto può avvenire a mezzo di opportuni morsetti o grappe.

Un caso che renderebbe semplice l'installazione di tale tipologia è quello degli edifici che hanno il vano scale a vetri ubicato su pareti sud, sud-est, sud-ovest. In tal caso sarebbe possibile prevedere pareti vetrate del vano scala, nel caso di nuova installazione con moduli a doppio vetro, di opportuna trasparenza, in modo tale da mantenere l'illuminazione naturale del vano. Le restanti porzioni del vano, non destinate ad illuminazione, potrebbe essere ricoperte, anche per garantire una uniformità architettonica con moduli standard, ad esempio con retro in tedlar. Nel caso di edifici condominiale ogni

appartamento potrebbe essere dotato del proprio inverter, per la quota di potenza spettante, in grado di aumentare il valore economico di tutti gli appartamenti. I moduli fotovoltaici in questo caso a doppio vetro, possono essere ancorati meccanicamente, con serraggio interno o esterno all'edificio, mediante profili metallici dotati di sistemi di guarnizione a tenuta agli agenti atmosferici. In generale tale tipologia di intervento oltre a costituire una fonte di energia elettrica, può ottimizzare se adeguatamente progettata l'uso della luce diurna nell'edificio, schermare parzialmente i raggi solari, ed al contempo consentire il controllo del surriscaldamento interno nel corso dei mesi estivi. Quest'ultima caratteristica come per gli altri casi, è realizzabile installando una struttura vetro camera sul retro dei moduli, lasciando un vuoto tra i moduli ed il vetro camera di opportuna larghezza.

Anche in questo caso gli interventi possono interessare parzialmente o totalmente l'edificio.

Il fatto che le facciate di un edificio siano generalmente verticali o inclinate e con un proprio orientamento impone al progettista dei vincoli in termini di potenza ottenibile dall'impianto.

Comunque abbiamo anche i sistemi d'integrazione del fotovoltaico su frangisole, su pensiline o tettoie di cui non abbiamo parlato non essendo l'argomento centrale della nostra trattazione.

## 3.2) TIPOLOGIE DI FACCIATE

### 3.2.1 FACCIATE FREDDE

Nelle facciate cosiddette fredde, lo strato esterno che protegge l'interno dagli agenti atmosferici e conferisce all'edificio l'aspetto che lo caratterizza è generalmente realizzato in muratura, mentre lo strato retrostante, fornito di isolamento termico, provvede a sopportare i carichi strutturali.

Tra i due strati è lasciata un'intercapedine in cui è garantito il passaggio d'aria per favorire il disperdersi dell'umidità e del vapore acqueo; questo tipo di costruzione, quindi, grazie all'intercapedine, ben si presta per la ventilazione di moduli fotovoltaici equipaggiati di scatola di giunzione sul retro.



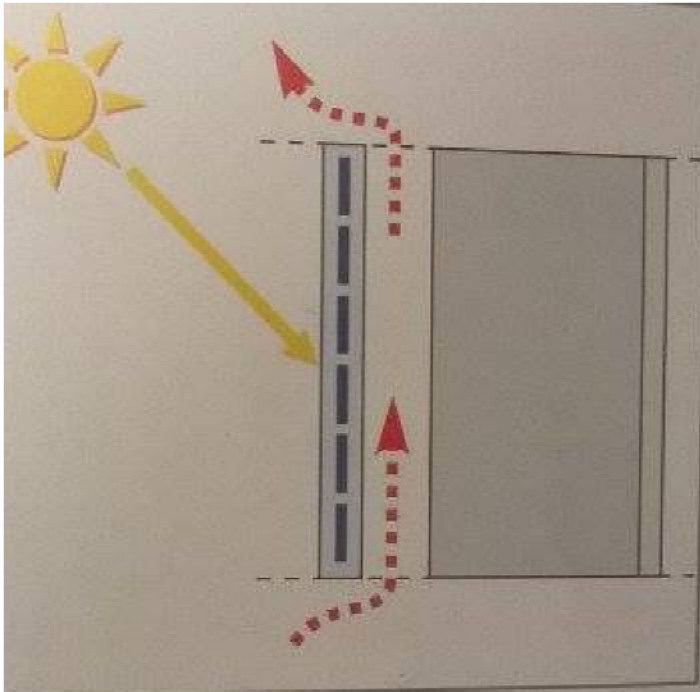


Figura 25 (33) Facciata fredda

### 3.2.2 FACCIATE CALDE

Le facciate calde, a differenza delle precedenti, assolvono sia la funzione di protezione dall'esterno, sia la funzione di isolamento termico ed acustico, oltre a sopportare a volte anche il carico strutturale dell'edificio; questo tipo di facciata però non gode di alcun tipo di ventilazione.

In costruzioni simili è possibile sostituire vetri isolanti tradizionali con moduli fotovoltaici in vetro per le aree trasparenti o semitrasparenti, o usare moduli non trasparenti per le sezioni opache.

Generalmente il cablaggio non è raccolto nella scatola di giunzione singola posta sul retro dei moduli, ma viene fatto uscire lateralmente dai moduli ed a volte protetto da un'apposita canaletta; per permettere l'installazione del diodo di bypass, particolarmente importante nelle integrazioni di facciate, si realizza una piccola scatola di giunzione sul profilo della facciata con lo stesso spessore dei moduli ( in impianti di piccola potenza ). In alternativa, con una spesa maggiore si rende possibile l'utilizzo di una scatola di giunzione di modulo esterna e facilmente accessibile.

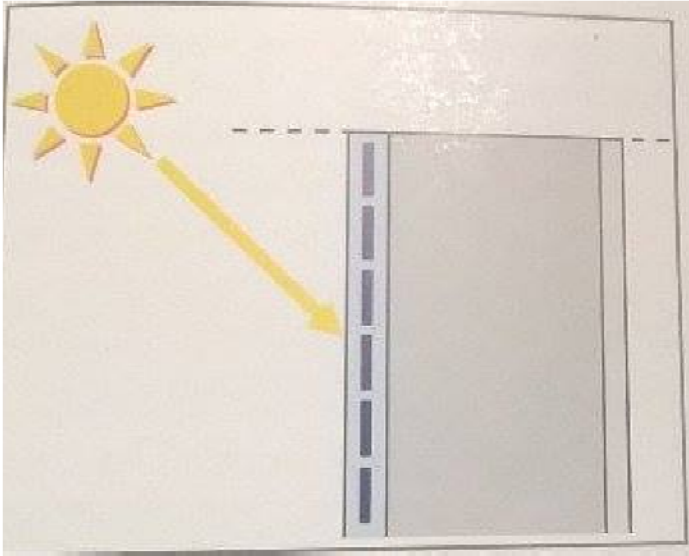


Figura 26 (34) Facciata calda opaca

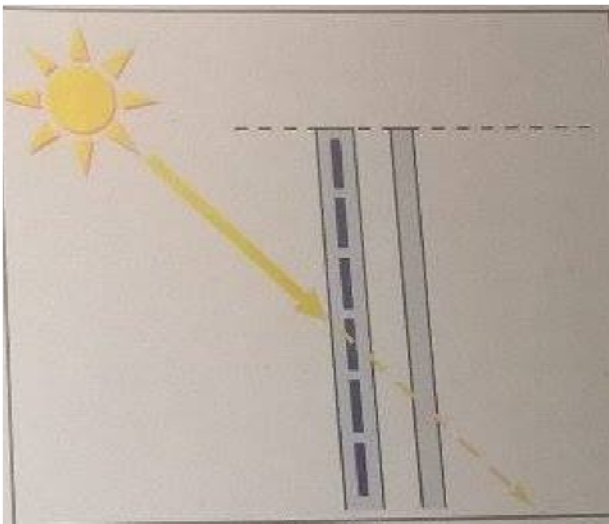


Figura 27 (35) Facciata calda trasparente

### 3.2.3 FACCIATE DOPPIE

In questi edifici si realizza uno strato in vetro trasparente davanti alla facciata già esistente per migliorare la climatizzazione dell'edificio ed il suo isolamento acustico. Tra la facciata interna, isolata termicamente e lo strato esterno c'è una zona non riscaldata di accumulo termico che, se richiesto può essere ventilata e che può accogliere dispositivi di ombreggiamento. In questi casi la facciata esterna in vetro è particolarmente adatta al montaggio di dispositivi fotovoltaici, che possono avere anche la funzione ombreggia-

mento e abbassamento della temperatura interna dell'edificio.

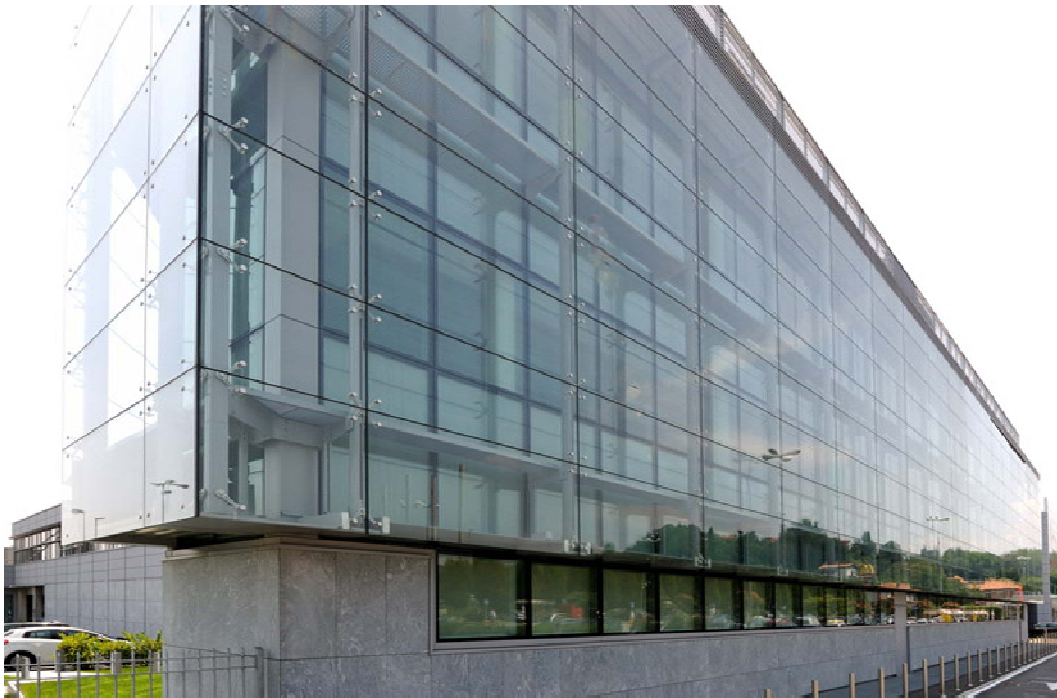


Figura 28 Facciata continua a doppia pelle (36)

### 3.3) MODULI FOTOVOLTAICI PER INTEGRAZIONE IN ARCHITETTURA

L'attuale tecnologia produttiva dei moduli fotovoltaici consente la realizzazione di moduli con dimensioni e caratteristiche sempre più simili ai componenti edili standard, introducendo il modulo fotovoltaico nelle coperture, nelle facciate e negli elementi di rivestimento degli edifici, senza trascurare l'introduzione tra i componenti accessori dell'edificio quali fioriere, pensiline, padiglioni. I moduli con riferimento alla colorazione delle celle, sono attualmente prodotti in almeno cinque colori diversi dai consueti blu nero ed antracite.



Figura 29 Modulo fotovoltaico integrato su facciata. (37)

### 3.3.1) MODULI A DOPPIO VETRO O TRASPARENTI

I moduli a doppio vetro, rispetto a quelli che hanno come strato inferiore il tedlar, permettono:

- una totale trasparenza nelle zone non occupate dalle celle di silicio;
- una certa trasparenza nelle zone occupate dalle celle.

I moduli a doppio vetro non sono generalmente costituiti da celle comuni, ovvero non trasparenti, ma utilizzano delle celle semitrasparenti. Tali celle possono essere laminate in quasi tutti i tipi di vetro, dal vetro di sicurezza al vetro termoriflettente e soddisfano, naturalmente, oltre alla produzione di energia, le esigenze di trasparenza e ombreggiamento degli ambienti. In tal modo esiste una comunicazione visiva tra l'interno e l'esterno e la riduzione di radiazione entrante va a diminuire il fabbisogno energetico per il condizionamento estivo dei locali. Il livello di trasparenza standard nei moduli a doppio vetro in silicio cristallino (mono o policristallino) va da un 10% fino a 30%. oltre al colore blu scuro delle celle standard, su richiesta possono essere forniti moduli a diverse colorazioni. Attualmente l'efficienza di conversione fotovoltaico di tali moduli con una trasparenza di circa 10%, si attesta in torno a 10%. permettono una molteplicità di inte-

grazioni architettonica nelle facciate, nelle pensiline ed in tutti gli ambienti interni dove si vuole conferire illuminamento naturale.

Hanno un costo superiore rispetto a quelli standard e il loro peso è pari quasi il doppio di quest'ultimi.

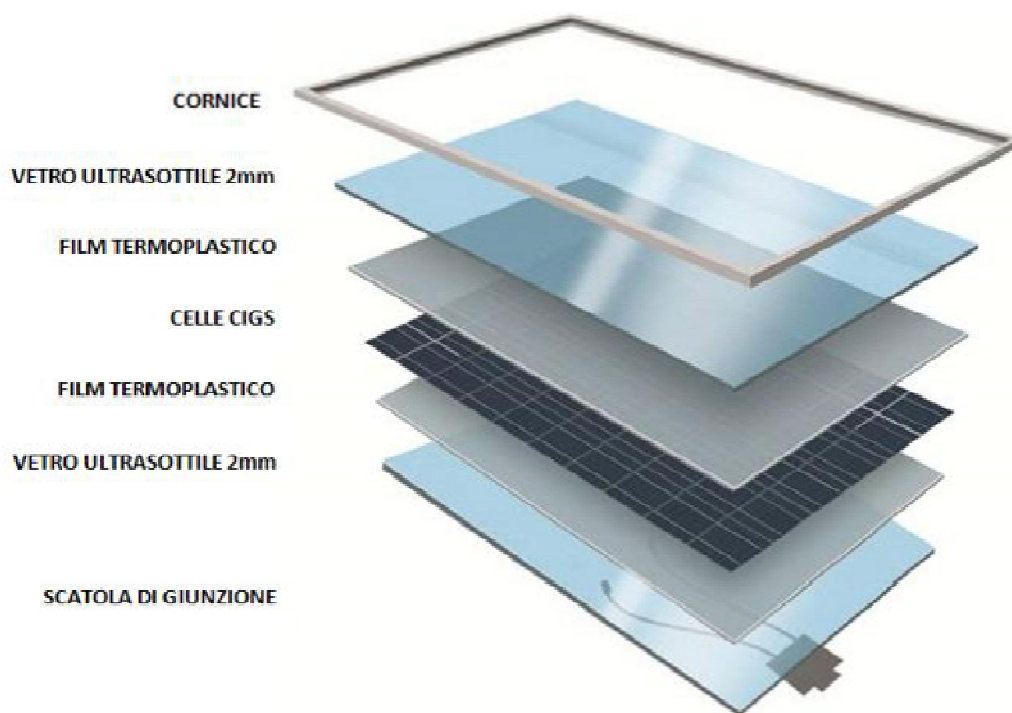


Figura 30 Modulo fotovoltaico a doppio vetro. (38)

### 3.3.2) TEGOLE FOTOVOLTAICHE

Con la denominazione tegole fotovoltaiche si usa riferirsi:

- . sia a moduli rigidi ( cristallini) di varie forme e dimensioni, assemblati in modo da sostituire le tegole originarie e disposte in posizione complanare a quelle rimanenti;
- . sia alle tegole solari come quelle a film sottili, composte in generale da strisce di tegole già cablate, flessibili ed arrotolabili per facilitarne il trasporto, pronte per essere posate in opera sul tetto.

Per il loro aspetto sono particolarmente indicati per fissaggio su tetti di costruzione residenziale o commerciali.



Figura 31 Tegola fotovoltaica (39)

### 3.3.3) CELLE NON TRASPARENTI COLORABILI

Si tratta di celle assemblate in moduli od applicate su tegole tipo marsigliese che possono essere sia monocristallini che policristallini. L'efficienza dei moduli realizzati con celle monocristalline colorate può raggiungere valori compresi in generale tra il 12,2% nel caso di celle rose ed il 14,3% nel caso di celle blu chiaro. Questi moduli colorati permettono al progettista l'integrazione architettonica sulle facciate o sul tetto.

### 3.4) IMPIANTI SU FACCIATA

I moduli fotovoltaici possono essere montati sulla facciata o integrati al suo interno, con notevole vantaggio economico derivante dal risparmio di materiali edilizio che si va sostituire, sebbene il rendimento dei moduli così montati sia molto basso a causa del non ottimale orientamento e della pessima inclinazione. I moduli per queste applicazione sono molto varie nella forma, nelle dimensioni e nel grado di trasparenza secondo le esigenze che l'edificio richiede. Il loro montaggio è simile a quello dei tradizionali elementi usati nelle facciate con in più l'accortezza di deporre i cavi elettrici e le scatole di giunzione in modo tale da essere facilmente accessibile in caso di necessità.

#### 3.4.1) MODULI SOVRAPPOSTI ALLA FACCIATA

I moduli fotovoltaici possono essere assicurati facilmente su facciate già esistenti ed in special modo, sugli elementi opachi; se non ci sono esigenze particolari di forma e dimensioni, si possono usare moduli standard che risultano molto economici, e montarli nel modo più conveniente, non dovendo quest'ultimo assolvere a funzione di isolamento particolare né di impermeabilizzazione.

#### 3.4.2) MODULI INTEGRATI NELLA FACCIATA

Nelle applicazione integrate, ed in particolare nelle facciate fredde sono montati al posto

del rivestimento esterno mentre nelle facciate calde e nelle doppie facciate vanno a sostituire completamente l'esterno.

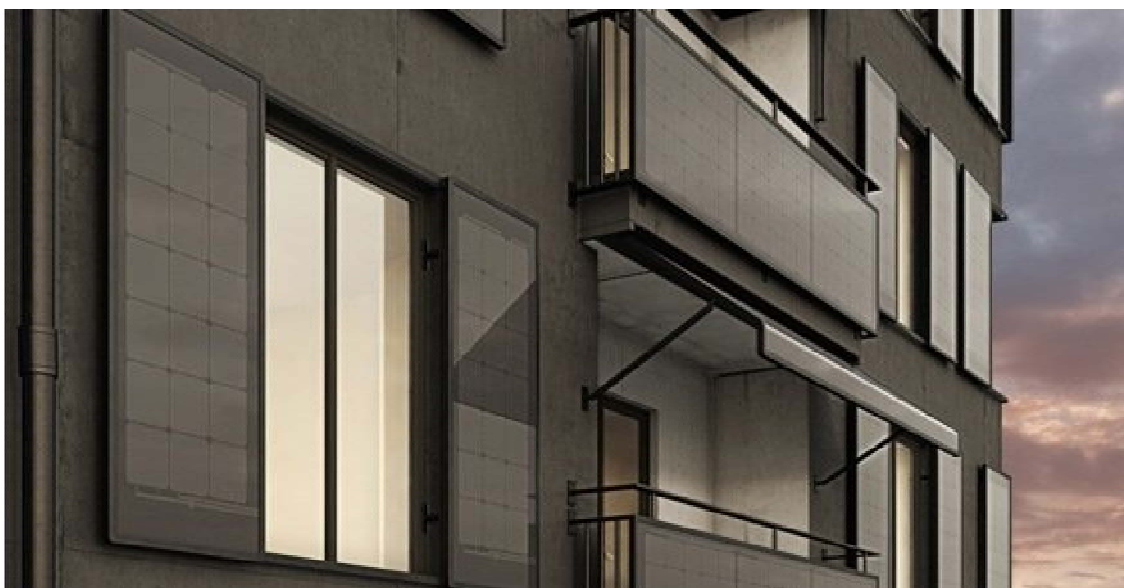


Figura 32 Modulli integrati su balconi, finestre e tende.(40)

### 3.4.3) FACCIATE CON MODULI STANDARD

Negli impianti integrati è possibile usare anche moduli standard dotati di cornice, con l'accortezza che lo spessore di ricopertura del vetro ad opera della cornice sia a norma ; in questi casi i moduli vengono assemblati tra loro e successivamente montati sulla struttura portante della facciata come un unico grande laminato.

### 3.5) FACCIATE CONTINUA E NON CONTINUA

E' la tipologia di impianti fotovoltaici che nascono con l'edificio stesso, in quanto inseriti già nel progetto dell'intera struttura, concepita per essere alimentata con le risorse rinnovabili.

I pannelli fotovoltaici creano una facciata continua, il famoso curtain wall e sono particolarmente utilizzati nei palazzi, negli edifici a più piani o nei centri commerciali per la loro trasparenza estetica. Ciò significa che le vetrate o le finestre dell'edificio vengono nettamente sostituite con moduli fotovoltaici trasparenti o semitrasparenti, mentre tra le celle solari e il vetro viene interposta una pellicola di polivinile di butirrale per trattenere i frammenti del vetro in caso di rottura.

In questa tipologia di impianto fotovoltaico a facciata possono essere, dunque, utilizzati:

- moduli solari trasparenti monocristallini;

- moduli semitrasparenti microperforati amorfi;
- moduli flessibili realizzati in film sottile su substrato metallico;
- celle solari colorate;
- varie tipologie di rivestimenti opachi.

In questa tipologia di impianti integrati da progetto, i pannelli fotovoltaici possono essere installati anche nella facciata, nelle finestre o nelle vetrate, differenziandosi per colori e forme in base allo spazio e alla collocazione.

### 3.5.1) INTEGRAZIONE IN FACCIATA VERTICALE CONTINUA.

Comprende tutti gli interventi in cui il fotovoltaico è integrato su una facciata verticale in un unico piano rispetto alle parti di prospetto non interessate dall'intervento.

In questo caso si ricorre spesso a un unico sistema strutturale per la facciata, nel quale siano impiegabili sia pannelli con vetrocamera sia i moduli fotovoltaici, senza particolari gerarchie formali tra rivestimento e finestre.

Le facciate fotovoltaiche hanno elevata flessibilità progettuale e notevoli valenze estetiche con potenziale caratterizzazione grafica della facciata. Tra le loro caratteristiche si annoverano:

- funzione di schermatura parziale ai raggi solari.
- diminuzione del carico termico all'interno dell'edificio.
- ampia disponibilità di superfici.
- facilità di pulizia utilizzando i sistemi di manutenzione convenzionali.
- rigidità di inclinazione e orientamento dei moduli.
- possibilità di standardizzazione degli elementi fotovoltaici.

Negli interventi retrofit che prevedano la sovrapposizione della superficie fotovoltaica all'involucro esistente occorre prevedere un'intercapedine per la retroventilazione dei moduli, indispensabile per il corretto funzionamento del sistema.





figura 33 integrazione pannelli fotovoltaici in facciata verticale continua (41)

### 3.5.2) INTEGRAZIONE IN FACCIATA VERTICALE NON CONTINUA.

Per motivi strutturali, funzionali o estetici alcune volte non è possibile inserire in modo continuo i moduli fotovoltaici all'interno di una facciata.

Questa modalità di intervento prevede la collocazione dei moduli fotovoltaici a nastro, nelle fasce orizzontali non occupate da finestre.

L'aspetto dell'edificio è scandito dall'alternanza di finestre e moduli fotovoltaici e questo contrasto spesso si può riflettere nell'interruzione della continuità strutturale tra superficie fotovoltaica e involucro.

In questo caso i moduli sono dotati di una propria intelaiatura addossata all'involucro dell'edificio. Quest'ultima variante è tra le più usate per gli interventi retrofit o per gli edifici di nuova costruzione di tipo tradizionale.

Possibili prestazioni di tipo bioclimatico dei moduli fotovoltaici (elementi frangisole e pareti ventilate).

Limitata disponibilità di superfici.

Rigidità di inclinazione e orientamento dei moduli fotovoltaici.

Possibilità di standardizzazione degli elementi fotovoltaici.



Figura 34 Integrazione in facciata verticale non continua.(42)

### 3.6) FACCIATE A DOPPIA PELLE

Le facciate a doppia pelle, così come le pareti ventilate, quelle in vetro strutturale e i curtain-wall rappresentano delle interessanti soluzioni tecnologiche per i sistemi di involucro edilizio, tant'è che negli ultimi anni hanno conosciuto un notevole sviluppo e una vasta diffusione.

Oggi, alla luce dei nuovi concetti introdotti dalle norme europee, e in particolare rispetto alle disposizioni in materia di Nearly Zero Energy Building, è certamente necessaria una riflessione sull'importanza dell'involucro e del suo comportamento per il raggiungimento di prestazioni energetiche elevate e sull'applicazione delle nuove tecnologie intelligenti capaci di sfruttare sia passivamente sia attivamente l'energia solare. Le soluzioni di facciata a doppia pelle trasparente possono essere una buona alternativa, tuttavia devono essere studiate in previsione di un loro utilizzo in zone climatiche caratterizzate da estati calde e inverni relativamente temperati.

In particolare, le prestazioni devono essere definite in funzione delle possibilità di ridur-

re le problematiche relative al comportamento termoigrometrico estivo per consentire il raggiungimento degli standard previsti dalla normativa europea, che prevedono la diffusione in tutti gli stati membri degli Edifici a Energia Quasi Zero. Il concetto di facciata trasparente, per le sue particolari caratteristiche, deve essere interpretato e adattato alle necessità climatiche dei paesi a clima più temperato, per riuscire a sfruttarne al massimo tutti i benefici e limitare i possibili inconvenienti derivanti da una scorretta progettazione.

La facciata a doppia pelle trasparente segue lo schema di assemblaggio e conformazione tipico del curtain-wall. Da un punto di vista costruttivo è molto simile ai sistemi di facciata continua tradizionale, in riferimento alle partizioni eterne ed interne. La configurazione base di una facciata a doppia pelle trasparente dall'esterno all'interno, è la seguente:

- facciata esterna realizzata con pannelli di vetro semplice o frangisole orientabile;
- intercapedine, dimensioni tra i 50 e i 90 centimetri, all'interno della quale si trovano anche i dispositivi di controllo solare;
- facciata interna di vetro camera e telaio termico o di involucro opaco massivo coibentato.

Nelle facciate a doppia pelle assume un'importanza particolare la corretta progettazione e dimensionamento dell'intercapedine. Nel sistema multistrato assume grande rilevanza la velocità e il flusso d'aria che si registrano all'interno della cavità di separazione tra i due strati di chiusura.

Nel sistema di ventilazione dell'intercapedine può essere utilizzata sia l'aria esterna sia l'aria proveniente dall'interno dell'edificio, il suo movimento può essere sia naturale sia meccanico. È evidente, quindi, che una corretta progettazione dell'intercapedine, del suo sistema di ventilazione e della pelle esterna sono fondamentali per il buon funzionamento di tutto il sistema, che deve essere adattabile in funzione delle stagioni dell'anno.

Nel periodo invernale, grazie alla chiusura delle bocchette di ventilazione e della pelle esterna, è possibile sfruttare l'effetto serra ottenendo uno strato isolante capace di attenuare le perdite di calore, mentre in estate l'apertura delle bocchette di ventilazione e della facciata esterna consente di ventilare la facciata interna limitando i fenomeni di

surriscaldamenti dovuti all'accumulo di calore nell'intercapedine.

Nei climi temperati a causa delle alte temperature estive, è necessario ridurre la trasmissione termica verso l'interno attraverso l'adozione di opportuni sistemi di schermatura. Spesso si usa posizionare le schermature all'interno dell'intercapedine, ma questo può risultare controproducente nella mitigazione del surriscaldamento della facciata esterna. Un sistema di ombreggiamento inserito all'interno dello spazio tampone può ostacolare la ventilazione proprio nei mesi in cui tale fenomeno è fondamentale per ridurre il carico termico verso la superficie interna.

È molto importante avere cura di collocare le schermature solari a una giusta distanza dalla pelle interna, non in corrispondenza delle bocchette per la ventilazione e scegliere materiali di colori chiari per incrementare la riflessione della radiazione solare verso l'esterno. La soluzione migliore è quella di porre la schermatura all'esterno della superficie trasparente, perché soltanto in questo modo si riesce a evitare il surriscaldamento dell'intercapedine dovuta alla riflessione della luce al suo interno con conseguente incremento dell'effetto serra.

In zone climatiche temperate o calde, come la fascia mediterranea, è consigliabile adottare sistemi di facciata trasparente che garantiscano la possibilità di muovere la superficie di chiusura esterna aprendo totalmente l'intercapedine e sovrapponendo alla superficie interna un sistema di schermatura regolabile al fine di poter controllare l'irraggiamento e conseguentemente il carico termico che grava sull'involucro dell'edificio riducendo i consumi per la climatizzazione estiva. Durante la stagione estiva la possibilità di aprire la pelle esterna garantisce il raffrescamento dell'edificio grazie alle minori temperature notturne, riducendo la temperatura degli ambienti interni.

Questo comporta dei vantaggi nella gestione dell'impianto di climatizzazione, consentendo di ritardare l'ora di accensione dell'impianto di climatizzazione durante le ore diurne e conseguentemente di abbassare i costi. Si possono mettere in atto delle strategie aggiuntive per ridurre il surriscaldamento, tra cui utilizzare sistemi di deumidificazione naturale dell'aria in entrata nell'intercapedine e integrando in facciata tecnologie finalizzate alla trasformazione dell'energia solare in energia elettrica, che possono diventare degli ottimi sistemi di schermatura integrati.

### 3.7) DIMENSIONAMENTO DI UN SISTEMA FOTOVOLTAICO IN FACCIATA

Il primo passaggio prevede attraverso le norme UNI 10349 e UNI TR 11328-1/2009 , di calcolare l'irraggiamento solare globale giornaliero medio mensile su superficie inclinate e comunque orientate al netto di eventuali ostruzioni all'orizzonte causa di ombreggiamento dell'impianto FV in kWh/m<sup>2</sup>/giorno.

Questo primo dato risulta di fondamentale importanza per la progettazione e la valutazione del rendimento dell'impianto in quanto è possibile conoscere sin da subito la disposizione spaziale che permette di massimizzare l'energia solare raccolta dal campo FV. Il riferimento ai valori giornalieri medi mensile (componente diretta o diffusa) , piuttosto che ai valori giornalieri od orari, è dettato dal fatto che i primi sono rilevati su numero importante di anni (10-20) e dunque più attendibili dei valori giornalieri od orari che sono fortemente influenzati dalle condizioni meteorologiche.

#### 3.7.1) VALORI MEDI ANNUI DI IRRAGGIAMENTO

Una volta calcolati i valori di irraggiamento solare globale giornaliero medio mensile su superficie inclinate e comunque orientate al netto di eventuali ostruzione ad esempio attraverso le norme UNI 10349 e UNI TR 11328-1/2009, sommando tali valori mensili e dividendo per 12 è possibile valutare il valore medio annuo.

#### 3.7.2) VALORE MEDIO MENSILE DI IRRAGGIAMENTO

Moltiplicano invece il valore di irraggiamento solare globale giornaliero medio mensile per il numero dei giorni del mese, è possibile calcolare la quantità di energia mensile captata dal piano dei moduli per metro quadro espresso in kWh/m<sup>2</sup>/mese.

#### 3.7.3) VALORE DI ENERGIA ANNUA

Sommando i 12 valori precedentemente ottenuti si ha come risultato l'energia annua mediamente captata dal piano dei moduli per m<sup>2</sup> espressa in kWh/m<sup>2</sup>/anno, H<sub>Tot</sub>.

I valori che sono stati calcolati risultano ovviamente al lordo del rendimento di conversione di tutto il sistema.

#### 3.7.4) PERDITE DOVUTE AI COMPONENTI UTILIZZATI

La potenza e la producibilità di un impianto fotovoltaico non sono solo influenzate dalle condizioni di insolazione nel sito di installazione, dal differente orientamento dei moduli FV in termine di inclinazione e azimut da eventuale ombreggiamenti, dall'efficienza

di conversione dei moduli dall'estensione dell'impianto, ma anche dalle perdite dovute a tutte le componenti utilizzati (inverter, accumulatore, ecc.), in tutto il processo di conversione dell'energia solare in elettrica.

Tali perdite determinano il BOS (balance of system ) ed il rendimento del sistema  $\eta_{BOS}$ .

Nel seguente elenco vengono indicate delle stime di tali perdite valutate sulla base di valori medi.

- Perdite di potenza: per il funzionamento dei moduli FV in condizioni reali invece che a STC. In termine di perdite sull'energia teorica producibile nel corso dell'anno, queste perdite sono stimate sia per gli impianti isolati che collegati alla rete elettrica intorno a 80%. (43)
- Perdite per riflessione: dipendono molto dall'ambiente circostante l'impianto FV e come per il caso precedente, una stima risulta assai difficile; in assenza di grandi superficie chiare attorno al campo FV, che possono contribuire a ridurre le perdite per riflessione, una perdita sull'energia teorica producibile nel corso dell'anno è pari a 3%.
- Perdite di mismatching tra le stringhe: tali perdite tanto più grandi quanto più grande è la potenza nominale di picco complessivamente installata, sono stimate attorno al 5% per una potenza nominale di picco complessivamente installata dell'ordine dei MW<sub>p</sub>; circa il 3% per una potenza dell'ordine dei KW<sub>p</sub> e inferiore all'1% per potenze dell'ordine dei W<sub>p</sub>
- Perdite nei circuiti in corrente continua: sono dovute alla resistenza dei cavi elettrici, alla resistenza di contatto sugli interruttori, alle perdite per caduta di tensione sui diodi di blocco. In generale, per un progetto che prevede diodi di blocco a bassa caduta di tensione e l'utilizzo di una corretta sezione di cavi, è possibile stimare una perdita sull'energia teorica producibile nel corso dell'anno pari a 1,1%. (44)
- Perdite sul sistema di accumulo: sono dovute al fatto che gli accumulatori hanno un rendimento legato al processo di carica e scarica dell'energia. In generale, nel caso di accumulatori al piombo-acido a vaso aperto, tali perdite sono stimabili al 12%.(45)

- Perdite nel sistema di conversione: tali perdite sul sistema di conversione dipendono da tanti fattori, ma sono principalmente dovute alla curva di efficienza dei convertitori in funzione della potenza di uscita e quindi, alle condizioni di irraggiamento del sito e dal carico. In generale, queste perdite in funzione della perdita di energia teorica producibile, possono essere considerate variabile dal 4% al 10% per convertitori grid connected e dal 4% al 20% per convertitori stand alone. (46)
- Perdite per basso irraggiamento: per impianti collegati alla rete elettrica, tali perdite sono dovute al fatto che quando gli inverter grid connected hanno un autoconsumo superiore all'energia che si potrebbe produrre ad esempio nei periodi di alba e tramonto, l'impianto viene scollegato dalla rete e gli inverter si spengono riducendo la producibilità teorica. I valori di perdita sono bassissimi, stimabili a circa 1% e solitamente sono trascurati. (47)
- Perdite per ombreggiamento reciproco dei moduli: le relative strutture di sostegno dei moduli potrebbe ombreggiarsi a vicenda. Occorre determinare la distanza tra le file di pannelli con la condizione di non ombreggiamento reciproco alle ore 12 del giorno del solstizio invernale (giorno in cui l'altezza del sole è minima), le perdite vengono stimate a circa 2% a 6% in termini di energia producibile nel corso dell'anno. (48)
- Perdite di accumulo di polveri e detriti sui moduli: tali perdite sono legate al sito di installazione, alle condizioni meteorologiche e all'inclinazione dei moduli. In generale stimate intorno a 1% in termine di energia producibile teorica nel corso dell'anno. (49)

### 3.7.5) RENDIMENTO COMPLESSIVO DI CONVERSIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il rendimento complessivo di conversione dell'impianto FV è il rapporto tra l'energia elettrica prodotta e l'energia solare incidente sulla superficie del piano dei moduli. Tale rendimento che indicheremo con  $\eta_{\text{complessivo}}$ , si ottiene dal prodotto tra il rendimento dei moduli fotovoltaici  $\eta_{\text{modulo}}$  e il rendimento del sistema  $\eta_{\text{bos}}$  secondo la formula:

$$\eta_{\text{complessivo}} = \eta_{\text{BOS}} \cdot \eta_{\text{modulo}}$$

verrà riportato nelle tabelle sotto i valori indicativi dei rendimenti

	tecnologia	$\eta_{\text{modulo}}$
	silicio monocristallino	13.50%
	silicio policristallino	12.50%
	silicio amorfo	6%

Tabella 6: valori indicativi di rendimenti dei moduli (50)

perdite nel BOS	imp collegato alla rete di distribuzione	imp isolato dalla rete con convertitore DC/CA	imp isolato dalla rete senza convertitore DC/CA
$\eta_{\text{temperatura}}$	8%	8%	8%
$\eta_{\text{riflessione}}$	3%	3%	3%
$\eta_{\text{mismatching}}$	3%	3%	3%
$\eta_{\text{DC}}$	1%	1%	1%
$\eta_{\text{accumulatore}}$		12%	12%
$\eta_{\text{conversione}}$	7%	12%	
$\eta_{\text{polvere}}$	1%	1%	1%
$\eta_{\text{BOS}}$	76%	60%	72%
$\eta_{\text{compl con silicio}}$			
monocristallino	10.30%	8.10%	9.70%
$\eta_{\text{compl moduli silicio}}$			
policristallino	9.50%	7.50%	9%
$\eta_{\text{compl moduli silicio}}$			
amorfo	4.50%	3.60%	4.30%



Tabella 7: valori indicativi dei rendimenti  $\eta_{bos}$  ed  $\eta_{complessivo}$  di un impianto collegato alla rete di distribuzione e di un impianto isolato dalla rete. (51)

### 3.7.6) DIMENSIONAMENTO DI UN SISTEMA FOTOVOLTAICO A FACCIATA VENTILATA.

Per il dimensionamento di un sistema fotovoltaico a facciata ventilata, prima si determina l'energia producibile dall'impianto poi si daranno le linee guida per il dimensionamento di un impianto finalizzato alla connessione in rete, sapendo che il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico si riduce alla determinazione della taglia del generatore in base ai consumi, alla quantità di energia termica producibile e alla superficie disponibile.

### 3.7.7) RENDIMENTO TERMICO

Avendo determinato il rendimento complessivo  $\eta_{complessivo}$ , per la produzione dell'energia elettrica, si vuole ora determinare il rendimento termico  $\eta_{termico}$  (calore trasmesso dai moduli all'aria nell'intercapedine). Sapendo che tutte le altre forme di trasmissione di calore all'aria nell'intercapedine è trascurabile tranne la trasmissione per conversione, che ci crea un effetto camino nell'intercapedine, La sottrazione di calore trasmesso per convezione aumenta la velocità del flusso d'aria. E il rendimento termico sarà dato da:

$$\eta_{termico} = \frac{m \cdot C_p(T_{out} - T_a)}{G \cdot S}$$

$(mC_p(T_{out} - T_{in}))$  : rappresenta lo scambio termico per ventilazione;

$G$  : rappresenta la radiazione incidente sulla superficie;

$S$  : superficie dei moduli;

$m$ : portata dell'aria nel collettore;

$C_p$  : calore specifico dell'aria;

$T_{out}$  : temperatura d'uscita dal collettore;

$T_a$  : temperatura ambiente.

Il nostro modello di determinazione del rendimento termico, può essere assimilato a

quello di un collettore solare determinato con l'equazione di d Hottel-Whillier. Quel rendimento  $\eta$  è dato come segue:

$$\eta = FR(\alpha\tau) - \frac{FRUL(T_{i,c} - T_a)}{G}$$

$$T_{o,c} = \frac{QU}{Cp \cdot m} + T_{i,c}$$

dove  $\eta$  è l'efficienza del collettore,  $Q_u$  il guadagno di energia utile dell'aria per il benessere dell'ambiente,  $G$  radiazione incidente totale sulla superficie del collettore,  $S$  La superficie del collettore,  $F_R$  fattore di rimozione del calore complessivo del collettore, e  $UL$  coefficiente di perdita del calore complessiva del collettore ( $\alpha\tau$ ) è la trasmittanza efficace.  $T_a$ ,  $T_{i,c}$  e  $T_{o,c}$  sono le temperature dell'aria ambiente, d'ingresso dell'aria ed d'uscita dell'aria del collettore, rispettivamente. Va notato che la temperatura dell'aria d'ingresso del collettore d'aria solare,  $T_{i,c}$  è uguale a quella dell'uscita  $T_{o,c}$  temperatura dell'aria della facciata ventilata all'uscita, in quanto si tratta di collegamenti in serie (26) Il retro del collettore solare è ipotizzato essere perfettamente isolato dall'interno della camera.

I risultati della prova del collettore sono normalmente presentati come relazioni lineari tra  $\eta$  e  $\frac{(T_{i,c} - T_a)}{G}$ , con  $a = (FR(\tau\alpha))$  e la pendenza di  $b = F_R U_L$ . Con i valori di  $a$  e  $b$  noto, questo modello efficienza lineare può essere usata per calcolare semplicemente il guadagno di energia utile e la temperatura di uscita del collettore.

I valori di  $a$  e  $b$  per differenti velocità dell'aria, sono ottenuti da dati sperimentali forniti dal produttore.

Nel seguito, per ciò che riguarda la determinazione Del rendimento termico nel collettore solare “  $\eta$  “ useremo i dati sperimentali ottenuti a partire dal Centre for Renewable Energy Systems Technology (CREST), Department of Electronic and Electrical Engineering,

The collector test data

Velocity (m/s)	Value $a$ (W/m <sup>2</sup> K)	Value $b$ (W/m <sup>2</sup> K)
2.8	0.65	-11.6
2.2	0.64	-12.2
1.7	0.61	-13.1
1.1	0.51	-12.7
0.55	0.46	-11.7

Tabella 8 valori sperimentali di  $a$  e  $b$  ottenuti in funzione della velocità dell'aria (test nel collettore)

Adesso, noi ci proponiamo di fare una stima delle prestazioni di una facciata ventilata, e la rappresentazione delle sue caratteristiche termiche e il diagramma del rendimento di una facciata PV sviluppata sulla base di un collettore solare, riferendosi ai dati sperimentali della stessa istituzione.

Il documento a cui si farà riferimento esplora diversi approcci al problema della stima delle prestazioni, ma si concentra sulla necessità di prevedere procedure di calcolo o strumenti sufficientemente semplici per fare appello ai professionisti che dovranno farne uso nella pratica. Invece l'attenzione è focalizzata sugli approcci che catturano gli elementi importanti del problema semplificato.

Questo approccio è stato applicato alla facciata ventilata PV della biblioteca pubblica a Mataró, Spagna.

3.8 RAPPRESENTAZIONE DEI VALORI  $g$  (guadagni di radiazione),  $U$  (perdite di calore)

Una particolare metodologia esplorata in questo documento è basata su un'estensione dei valori  $U$  e  $g$  che tiene conto del trasferimento di energia per l'aria di ventilazione della facciata (Bansal e Gaur, 1996). Quattro termini che descrivono i guadagni di ventilazione e le perdite di trasmissione in termini di componenti d'irradianza e temperatura sono definiti e che caratterizzano le prestazioni della facciata in totale. Questi quattro parametri sono indicati da  $U_{trans}$ ,  $U_{vent}$ ,  $g_{trans}$  e  $g_{vent}$  rispettivamente.

In questa rappresentazione,  $U_{trans}$  rappresenta la perdita di calore dalla camera (temperatura  $T_{room}$ ) verso l'ambiente esterno (temperatura  $T_{amb}$ );  $U_{vent}$  è la perdita di calore

dall'interno di ventilazione dell'aria;  $g_{trans}$  guadagni di radiazione trasmessa direttamente verso l'interno e  $g_{in}$  i guadagni di radiazioni assorbite che determinano il riscaldamento dell'aria di ventilazione (Eicker et al, 1999 e Mei et al., 2002):

$$Q_{trans} = g_{trans} - U_{trans}(T_{room} - T_{amb});$$

$$Q_{vent} = g_{vent} + U_{vent}(T_{room} - T_{inlet})$$

Il tasso netto di guadagno di energia della camera,  $Q_{trans}$ , è dato dai guadagni radiazioni dirette meno la perdita di trasmissione. I guadagni energetici dell'aria di ventilazione,  $Q_{vent}$ , comprendono gli utili provenienti dall'irraggiamento  $G$  assorbita e perdite solare dalla stanza, recuperato dall'aria di ventilazione (riferiti anche alla temperatura esterna  $T_{amb}$ ).

La figura cui sotto mostra i flussi di energia in termini di fattori associati.

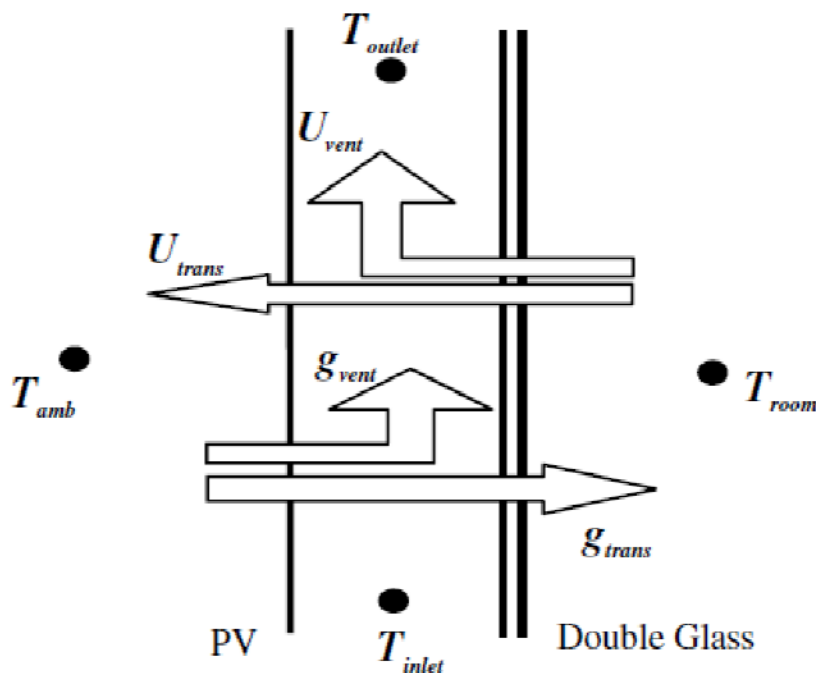


Figura 35 Il trasferimento di calore su facciata ventilata radiazioni (52)

Un'analisi di stato stazionario è stata applicata per esprimere questi quattro parametri in termini di processo di trasferimento di calore dettagliato entro la facciata. Il bilancio energetico della facciata ventilata può essere espresso come (Eicker et al., 1999):

. per pannelli PV

$$G_p - U_p(T_p - T_{amb}) - hC_p(T_p - T_m) - hr(T_p - T_g) - Q_E = 0$$

. per doppi vetri

$$G_g - U_g(T_g - T_{amb}) - hC_g(T_g - T_m) - hr(T_g - T_p) = 0$$

.Per la portata dell'aria nell'intercapedine

$$hC_p(T_p - T_m) + hC_g(T_g - T_m) = mC_p \cdot \frac{dT_m}{dx}$$

dove  $G_p$  e  $G_g$  sono i livelli di radiazione solare incidente sui pannelli fotovoltaici e la finestra doppi vetri;  $Q_E$  è il tasso di produzione di energia elettrica dai pannelli fotovoltaici;  $U_p$  e  $U_g$  sono la trasmittanza termica rispettivamente tra il pannello fotovoltaico e ambiente, il doppio vetro e lo spazio ambiente (convezione più irraggiamento);  $h_{cp}$  e  $h_{cg}$  sono i coefficienti di scambio termico convettivo per il trasferimento di calore dal pannello fotovoltaico e doppi vetri lungo la cavità d'aria;  $h$  è il coefficiente di scambio termico della radiazione d'onda lunga tra il pannello fotovoltaico e la finestra doppi vetri;  $T_{amb}$ ,  $T_{room}$ ,  $T_p$ ,  $T_g$  e  $T_m$  sono le temperature di ambiente, camera, pannello fotovoltaico, finestra di vetro e l'aria nella cavità, rispettivamente;  $m$  è la portata dell'aria nella cavità;  $c_p$  è la capacità termica dell'aria. Il gradiente di temperatura dell'aria gap si riferisce all'altezza gap,  $x$ . Risolvendo le equazioni

$$(G_p - U_p(T_p - T_{amb}) - hC_p(T_p - T_m) - hr(T_p - T_g) - Q_E = 0)$$

e

$$hC_p(T_p - T_m) + hC_g(T_g - T_m) = mC_p \cdot \frac{dT_m}{dx}$$

la temperatura media per  $T_p$ ,  $T_g$  e  $T_m$  può essere espressa come le funzioni di  $T_{amb}$ ,  $T_{room}$  e la radiazione totale incidente  $G$ .

Il flusso di calore dalla camera di trasmissione viene calcolata dalla differenza di temperatura tra l'aria interna e la temperatura media della vetrata  $\bar{T}_g$ . Per coerenza con l'equazione  $Q_{trans} = g_{trans} \cdot G - U_{trans}(T_{room} - T_{amb})$   $U_{trans}$  è ottenuta in pratica facendo riferimento questo flusso di calore alla temperatura esterna:

$$U_b(T_{room} - \bar{T}_g) = U_{trans}(T_{room} - T_{amb})$$

$$U_{trans} = \frac{U_b(T_{room} - \bar{T}_g)}{(T_{room} - T_{amb})}$$

inoltre  $g_{Trans}$  è dato dalla trasmissione ottica dell'elemento PV combinato con il doppio vetro posteriore e dipende dalla spaziatura tra le celle fotovoltaiche opache.

Per coerenza con l'equazione  $Q_{vent} = g_{vent} \cdot G + U_{vent}(T_{room} - T_{inlet})$ ,  $U_{vent}$ , il termine dipendente dalla temperatura, è dato da:

$$U_{vent} = \frac{\frac{(1 - e^{-ZL})}{ZL} + (T_{room} \cdot D_1 - T_{amb}(D_5 - D_2))}{T_{room} - T_{amb}}$$

$U_{vent}$  dipende fortemente dalla differenza di temperatura tra interno ed esterno: per le basse temperature esterne e temperature basse di conseguenza della cavità d'aria (spazio tra pannello fotovoltaico e doppio vetro), il flusso di calore dalla stanza nella fessura d'aria è di grandi dimensioni e può essere recuperato se le portate sono abbastanza alte per dare un buon trasferimento di calore. Per definizione  $U_{vent}$  è quasi indipendente dell'irraggiamento, solo leggermente influenzato dalla dipendenza dell'irraggiamento dei coefficienti di scambio termico.

Allo stesso modo, la parte solare è riferita all'irraggiamento, risultante in un valore  $g_{vent}$ , che descrive il flusso di calore nella cavità d'aria causata dall'assorbimento dell'irraggiamento. Il dipendente termine irradianza fa riferimento semplicemente al irraggiamento  $G$ :

$$g_{vent} = \left(\frac{1 - e^{-ZL}}{ZL}\right)\left(D_4 - \frac{Q_{el}D_3}{G}\right)$$

dove i coefficienti  $D_1$ - $D_5$  e  $Z$  dipendono dai coefficienti di scambio termico radiativi e convettivi facciata e dati da:

$$D_1 = \frac{h \cdot C_p \cdot h_r \cdot U_g + h \cdot C_g \cdot A \cdot U_g}{AB - h_r^2}$$

$$D_2 = \frac{h \cdot C_g \cdot h_r \cdot U_p + h \cdot C_p \cdot B \cdot U_p}{AB - h_r^2}$$

$$D_3 = \frac{h \cdot C_p \cdot B + h \cdot C_g \cdot h_r}{AB - h_r^2}$$

$$D_4 = \frac{h \cdot C_p \cdot h_r \cdot \tau_p \alpha_g + h \cdot C_g \cdot h_r \cdot \alpha_p + h \cdot C_g B \cdot \alpha_p + h \cdot C_g \cdot A \cdot \tau_p \cdot \alpha_g}{AB - h_r^2}$$

$$D_5 = h \cdot C_p + h \cdot C_g - \frac{2h \cdot C_p h \cdot C_g \cdot h_r + h \cdot C_p^2 \cdot B + h \cdot C_g^2 \cdot A}{AB - h_r^2}$$

Dove  $A = U_p + Hc_p + h_r$ ,  $B = U_g + hC_g + h_r$ ,  $Z = \frac{D_5}{C_p V}$

### 3.8.1 APPLICAZIONE DELLA METODOLOGIA DI CALCOLO

La facciata ventilata costituisce la maggior parte dell'elevazione sud del palazzo e è di 6 metri di altezza per 37.5 m di larghezza. Si compone di 20 kWp di celle fotovoltaiche multi-cristalline all'interno di un laminato vetro-vetro chiaro che dà un aspetto semi-trasparente per la pelle esterna della facciata. La facciata è completata da uno spazio d'aria di ventilazione 140 mm o convenzionale chiaro doppi vetri all'interno. Per questa costruzione un valore costante di 0.105 per  $g_{trans}$  è appropriato ed è stata utilizzata nei calcoli. Per assicurare una circolazione naturale dell'aria nell'intercapedine è stato utilizzato un valore medio della velocità del flusso d'aria all'interno della facciata in tutti i calcoli ed preso come valore uguale a 0.3 m / s .

I valori U e g orarie e il bilancio energetico per la facciata sono stati calcolati secondo il metodo sopra. Inoltre, utilizzando le medie ponderate, valori medi mensili per tutti e quattro i parametri caratteristici sono stati calcolati per la facciata, come costruita a Martaró, ma esposti a condizioni climatiche sia per Barcellona e Stoccarda. È interessante osservare dalla figura qui sotto che i valori medi mensili dei parametri  $U_{trans}$  e  $U_{vent}$  rimangono abbastanza costante nel corso del periodo di riscaldamento. Come tale potrebbe essere possibile per architetti e progettisti di applicare i valori fissi per caratterizzare un determinato disegno della facciata in un determinato luogo.

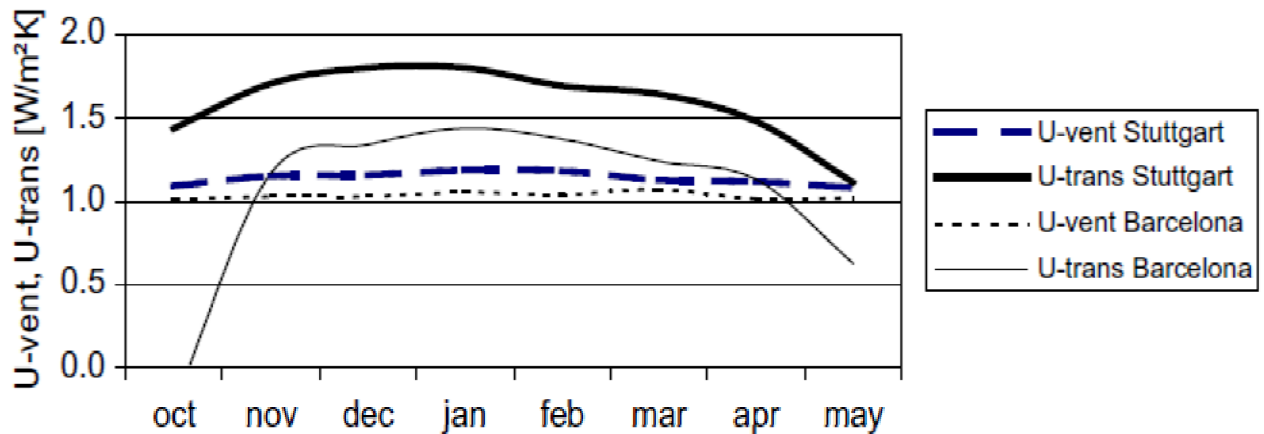


Figura 36 Valori Mensili di  $U_{trans}$  e  $U_{vent}$  per Stuttgart e Barcellona radiazioni (53)

Utilizzando i valori medi mensili di  $U$  e  $g$ , mensile, i guadagni di ventilazione  $Q_{vent}$  sono ottenuti dalla somma dei guadagni di ventilazione dovute all'assorbimento d'irradianza e flussi di calore dalla camera moltiplicata per il numero di ore al mese  $n_h$ :

$$Q_{vent} = g_{vent}G_m + U_{vent}(T_{room} - T_{amb})n_h$$

dove  $U_{vent}$  e  $g_{vent}$  sono i valori medi mensili; l'irradiazione mensile  $G_m$  è ottenuta da dati meteorologici è dato in  $kW h / m^2$ .

I guadagni di trasmissione mensili,  $Q_{trans}$ , sono disponibili presso i guadagni solari diretti meno la trasmissione del calore totale dalla stanza:

$$Q_{trans} = g_{trans}G_m - U_{trans}(T_{room} - T_{amb})n_h$$

Come risultato, l'efficienza termica della facciata solare preso qui, con valori di velocità di flusso d'aria uguale a  $0.3 m / s$ , si trova ad essere in media circa il 13%; questa bassa cifra non è inaspettato per un tale disegno della facciata. Dalle perdite di trasmissione totale attraverso la facciata di  $50 kW h / m^2$  a Barcellona durante la stagione di riscaldamento, di  $40 kW h / m^2$  può essere recuperato tramite le unità di trattamento dell'aria di ventilazione della facciata e del sistema di ventilazione meccanico della biblioteca. La tabella 9 mostra le condizioni climatiche mensili, gli utili e le perdite di trasmissione di ventilazione della facciata di Barcellona.



Month	$G_m$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	$\bar{T}_0$ [°C]	$n_b$ [-]	$\bar{g}_{vent} = \eta_{th}$ [-]	$\bar{U}_{vent}(\bar{T}_i - \bar{T}_0)n_b$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	$\bar{U}_{trans}(\bar{T}_i - \bar{T}_0)n_b$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	$Q_{trans}$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	$Q_{vent}$ [kWh/m <sup>2</sup> ]
January	82	9.75	744	0.142	8.05	11.00	-2.16	19.67
February	88	9.95	672	0.130	7.03	9.30	0.20	18.50
March	106	11.26	744	0.128	6.98	8.08	3.37	20.58
April	94	12.92	720	0.124	5.18	5.78	4.32	16.80
May	80	16.16	744	0.126	2.91	1.80	6.88	13.02
June	80	20.06	720	0.122	0.17	-3.69	12.32	9.90
July	88	23.65	744	0.118	-2.29	-9.06	18.61	8.15
August	100	23.46	744	0.129	-2.20	-9.60	20.36	10.64
September	108	21.26	720	0.134	-0.71	-6.84	18.48	13.75
October	107	17.01	744	0.130	2.26	-0.52	12.12	16.25
November	90	12.70	720	0.137	5.42	6.16	3.57	17.73
December	84	10.75	744	0.146	7.10	9.25	-0.12	19.45
Sum/mean value	1107	15.7	8760	0.13	40	22	98	184

Tabella 9 Condizioni climatiche, guadagni per ventilazione, e guadagni per trasmissione dalla facciata ventilata. Radiazioni (54)

### 3.8.2 RAPPRESENTAZIONE DI UNA FACCIATA COME COLLETTORE SOLARE

Un modello termico ancora più semplice della facciata fotovoltaica può essere sviluppato sulla base della teoria per il calcolo del rendimento del collettore solare ad aria (Duffie e Beckman, 1980). In questo approccio l'intera facciata ventilata PV è visto come un collettore solare ad aria grande in cui la piastra assorbente è la pelle PV esterno della facciata. Le prestazioni termiche di un collezionista d'aria (anzi ogni collettore solare) che operano in condizioni di stato stazionario è descritto da:

dove  $\eta$  è il rendimento del collettore;  $Q_u$  è il guadagno di energia utile;  $G$ , la radiazione incidente totale sulla superficie del collettore;  $S$ , la superficie del collettore efficace;  $FR$ , il fattore di rimozione di calore nel collettore; e  $UL$ , il coefficiente globale perdita di calore del collettore.  $T_{in}$  e  $T_{amb}$  sono le temperature del collettore di aspirazione dell'aria ambiente e rispettivamente. L'aria viene trascinato direttamente dall'esterno nella base della facciata e quindi  $T_{in} = T_{amb}$ . (Per questo particolare caso). Il rendimento nel collettore solare si reduce a:

$$\eta = FR (\tau\alpha),$$

cioè l'efficienza del collettore è costante e indipendente dall'irradiazione e dalla temperatura ambiente.

I dati misurati dal sistema di monitoraggio facciata installato presso la biblioteca Mataró



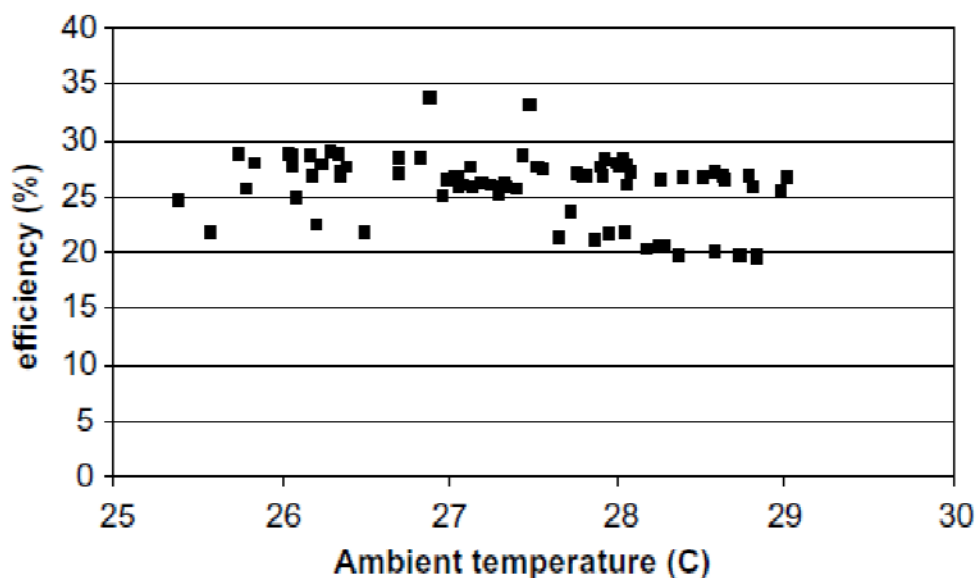


Figura 38 Efficienza solare in funzione della temperatura ambiente (56)

Questo semplice modello di facciata termico è stato utilizzato per calcolare la potenza di ventilazione per la superficie totale di 225 m<sup>2</sup> della facciata Mataró. L'energia utile per l'inverno (da novembre a marzo) ed estivo (aprile-ottobre) stagioni dà valori di 100 e 167 kW h / m<sup>2</sup>, rispettivamente. Per coerenza, la velocità del flusso d'aria nella fessura di ventilazione è stato ipotizzato 0.3 m / s come nell'analisi precedente. I dati meteo per l'anno sono stati ricavati dal pacchetto METEONORM proprietario. Si può vedere dal calcolo che l'energia utile prevista per l'estate è quasi la stessa come calcolato dalla U e modello di valore g (170 kW h / m<sup>2</sup>). Tuttavia, per l'energia utile in inverno è piuttosto differente da 70 kW h / m<sup>2</sup> calcolato secondo il modello più sofisticato. Il modello semplice può essere considerato di sufficiente precisione per una prima valutazione di un progetto.

### 3.8.3) CALCOLO DELL'ENERGIA PRODOTTOTA ANNUALMENTE SU FACCIATA VENTILATA

Occorre anzitutto ottenere G l'energia captata dal piano dei moduli ( kWh/m<sup>2</sup>/anno), S ( superficie totale del piano dei moduli (m<sup>2</sup>))

. energia annua mediamente captata dal piano dei moduli

$$E = G \cdot S \text{ (kWh/anno)}$$

.energia elettrica convertita ai morsetti dei moduli

$$E_{DC} = E \cdot \eta_{\text{modulo}} \text{ (kWh/anno)}$$

. energia elettrica utile ai capi dell'utilizzatore

$$E_{\text{utile}} = E_{DC} \cdot \eta_{\text{BOS}} \text{ (kWh/anno)}$$

. energia termica prodotta nell'intercapedine :

$$E_{\text{termica}} = (mC_p(T_{\text{out}} - T_{\text{in}}))$$

L'energia producibile dall'impianto fotovoltaico su facciata ventilata è dato da:

$$E_g = G \cdot S (\eta_{\text{moduli}} \cdot \eta_{\text{BOS}} + \eta_{\text{termico}}) = E_{\text{el}} + E_{\text{termica}}$$

$E_{\text{el}}$ : energia elettrica =  $E_{\text{utile}}$

$E_{\text{termica}}$ : energia termica

Il rendimento dell'impianto fotovoltaico su facciata verticale ventilata sarà dato da :

$$\eta_g = \frac{E_g}{G \cdot S} = \eta_{\text{el}} + \eta_{\text{termico}}$$

### 3.9) DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il dimensionamento di un impianto fotovoltaico collegato alla rete è finalizzato alla determinazione della taglia del generatore FV in base ai consumi, alla quantità di energia termica producibile e alla superficie disponibile od al budget di investimento.

Per prima cosa, facciamo un dimensionamento del generatore e poi di seguito un dimensionamento dell'energia termica trasmessa all'aria nell'intercapedine.

Primo criterio è quello di dimensionare il generatore FV in modo che la sua potenza di picco sia tale che la quantità di energia da esso producibile su base annua (in corrente alternata) sia inferiore a quella fornita dal distributore all'utente (mediante il contratto di fornitura dell'energia elettrica). I dati di partenza sono quindi:

- i consumi che indicheremo con  $C$  espressi in KWh. È possibile ricavare dalla bolletta dell'utente in base alle tariffe vigenti. Nel caso in cui si tratta di una nuova installazione non esiste dati storici, è possibile stimare i consumi considerando tutte le utenze installate e il loro periodo medio di funzionamento;
- l'energia annua captata dal piano verticale dei moduli per metro quadro disponibile nel sito considerato  $G_m$  espressa in KWh/m<sup>2</sup>/anno.

E si procede calcolando l'energia  $G_{m,utile}$  come segue:

$$G_{m,utile} = G_m \cdot \eta_{modulo} \cdot \eta_{BOS}$$

Si calcola rispettivamente la superficie richiesta dai moduli

$$S = C \div G_{m,utile} \text{ (m}^2\text{)}$$

Si determina la potenza nominale di picco  $P_{Gmax}$  espressa in kW<sub>P</sub> del generatore FV come segue:

$$P_{Gmax} \leq \eta_{moduli} \cdot S \cdot G$$

Dove "G" è l'irraggiamento ad STC ( 1kW/m<sup>2</sup>).

Mediante semplici sostituzioni la potenza nominale di picco  $P_{Gmax}$  del generatore può essere espressa come segue:

$$P_{Gmax} \leq (C \cdot G) \div (G_m \cdot \eta_{BOS}) \text{ sapendo che l'efficienza del generatore è}$$
$$\eta_{moduli} = P_{Gmax} \div (G \cdot S)$$

La taglia dell'impianto ricavata individua una occupazione di superficie che deve essere

confrontata con l'effettiva disponibilità.

Qualora esiste la necessità di dover diminuire la taglia del campo FV a causa della mancanza di superficie utilizzabile, si procede dimensionando la potenza nominale di picco del generatore in base alla superficie disponibile che indichiamo con  $S_{disp}$ , che risulta pari a:

$$P_{Gmax} = \eta_{modulo} \cdot S_{disp} \cdot G \quad (\text{in kW}_p)$$

E si procede calcolando l'energia utile producibile  $E_g$ .

Nell'ipotesi che l'utente abbia un budget limitato a disposizione che indichiamo  $B_{disp}$  è possibile dimensionare la potenza nominale di picco del generatore FV sulla base del budget. in tale caso la potenza nominale di picco installabile è :

$$P_{Gmax} \leq B_{disp} \div (\text{costo di 1KW}_p) \quad \text{in kW}_p$$

Per il dimensionamento dell'energia termica scambiata con l'aria, possiamo affidarci alle varie dimensioni dell'intercapedine sapendo che la minima dimensione dell'intercapedine data dall'UNI è di 2cm e massima a volte di 14cm secondo l'UNI . il suo dimensionamento è legato alla superficie dei moduli, dimensione dell'intercapedine e alla temperatura dei moduli come data dalla formula:

$$Q_u = (mC_p(T_{out} - T_{in})).$$

### 3.10) SCELTA DELLA TENSIONE DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO

La scelta della tensione nominale del generatore è molto importante sia per il dimensionamento degli impianti isolati, che per quelli connessi alla rete elettrica di distribuzione. La scelta della tensione nominale è legata principalmente a due aspetti: sicurezza ed efficienza del sistema.

Nel caso per esempio di un impianto collegato alla rete elettrica, dal punto di vista tecnico, la scelta della tensione nominale del generatore FV non può prescindere dal fatto che il rendimento del convertitore aumenta al diminuire del rapporto tra tensione di ingresso e tensione di uscita dal convertitore. dunque è opportuno ricercare il miglior accoppiamento possibile tra i livelli di tensione del generatore FV e quelli del convertitore DC/CA. Tenuto conto del fatto che si trovano sul mercato convertitore con ampi range di tensione MPPT, anche per basse potenze ( 1-2KW ), ne segue che la tensione nominale del generatore fotovoltaico non è poi una scelta tanto vincolata e sia per piccole che per grandi potenze installate, può variare in generale da circa 200 a 500V. Dunque la

scelta della tensione nominale del generatore fotovoltaico e quella del convertitore per gli impianti collegati alla rete sono sempre contestuali.

Nel caso di invece impianto isolato, dal punto di vista tecnico, la scelta del valore di tensione nominale è legato all'accumulatore e deve avere come obiettivo quello di migliorare la regolazione della carica, ridurre il numero di elementi di accumulo che costituiscono le batterie a vaso aperto, e quindi i costi di manutenzione di questi ultimi. In generale negli impianti FV, la tensione nominale del generatore non supera quasi mai 600V per i seguenti motivi:

- i moduli fotovoltaici sono garantiti per una certa tensione massima di sistema che in generale aggira intorno a 600V anche se non mancano moduli fotovoltaici con tensione massima di sistema superiore a 600V , per esempio: 735, 800, 1000V;
- la massima tensione nominale dei componenti da quadro, disponibili in commercio per corrente continua, si aggira sui 600V.

Le motivazioni tecniche che spingono ad elevare il valore di tensione nominale del generatore sono dovute alle seguenti ragioni:

- quanto più alta è la tensione nominale del generatore, tanto minori saranno, a parità di potenza, le correnti nel circuito e dunque le sezioni dei cavi da adottare;
- negli impianti in cui è presente il convertitore DC/AC, all'aumentare della tensione di ingresso si assiste ad un aumento del rendimento del convertitore. In genere, gli impianti FV isolati di piccola potenza, hanno tensione nominale standardizzati per esempio 12, 24, 36, 48V, in quanto i carichi utilizzatori presenti sul mercato sono costruiti per queste tensioni.

A pari energia immagazzinata nell'accumulatore, un aumento della tensione nominale di generatore, consente una diminuzione della capacità dell'accumulo e viceversa. Gli elementi di accumulo al piombo-acido, che costituiscono le batterie a vaso aperto, hanno una tensione nominale pari a 2V e sono tra loro collegati in serie fino a raggiungere la tensione nominale del generatore fotovoltaico. Dunque all'aumentare della tensione nominale dell'impianto aumenta il numero di elementi di accumulo da installare, ovvero l'ingombro, e un aumento di manutenzione ordinaria a cui ogni elemento di accumulo deve essere sottoposto per mantenere alta l'efficienza. per impianti isolati di elevata po-

tenza nominale di picco del generatore (decine di kW<sub>p</sub>), un buon compromesso tecnico ed economico prevede una tensione nominale di generatore compresa fra 240 e 300V; c'è dunque bisogno di una batteria a vaso aperto con un numero di elementi di accumulo, collegati in serie, compreso tra 120 e 150 se la tensione nominale di ogni singolo è pari a 2V.

### 3.11) SCELTA DEL CONVERTITORE

Per gli impianti FV isolati dalla rete è possibile utilizzare esclusivamente convertitori a commutazione forzata (la forma o andamento e la frequenza della tensione di uscita sono generati da un circuito elettrico oscillatore che permette alla macchina di funzionare come generatore su una rete isolata. I componenti elettronici dei convertitori a commutazione forzata sono i transistori). Per quanto riguarda invece gli impianti collegati alla rete elettrica, è possibile scegliere sia i convertitori a commutazione naturale (la frequenza della tensione d'uscita è imposta dalla rete elettrica ed il sistema può funzionare solo se connesso alla rete elettrica. I componenti elettronici dei convertitori a commutazione naturale sono i tiristori (SCR)) che quelli a commutazione forzata. I vantaggi di utilizzare un convertitore a commutazione forzata che naturale, negli impianti connessi alla rete sono dovuti al minore inquinamento armonico della rete ed alla totale assenza di potenza reattiva scambiata (hanno fattori di potenza pari a 1).

Per quanto riguarda la scelta del convertitore, per impianti connessi alla rete, oltre alle informazioni riportate precedentemente, bisogna verificare che il campo di tensione a MPPT ( $V_{DC,MPPT,min} / V_{DC,MPPT,max}$ ) del convertitore DC/AC, e la sua massima tensione di ingresso  $V_{DCmax}$ , siano compatibili con il campo di tensione dei generatore FV alle condizioni di esercizio. Si tratterà dunque di verificare le seguenti tre condizioni, affinché le stringhe di moduli siano compatibili con le caratteristiche dell'inverter:

- .  $V_{OCstringa}(T_{min})$  sia minore di  $V_{DCmax}$ ;
- .  $V_{OCstringa}(T_{max})$  maggiore di  $V_{DC,MPPT,min}$ ;
- .  $V_{mp,stringa}(T_{min})$  minore di  $V_{DC,MPPT,max}$

La prima condizione stabilisce che la tensione a vuoto della stringa a  $T_{min}$  non deve mai superare la tensione massima di ingresso dell'inverter  $V_{DCmax}$ . come già specificato,  $V_{DCmax}$  è un parametro indicato sulla targa del convertitore, oltre che sul catalogo, e dunque facilmente reperibile. Precedentemente abbiamo definito le caratteristiche elet-



triche di un modulo ad STC e fra queste la sua tensione a vuoto  $V_{oc}$  (indicato sia sul retro del modulo che sulla documentazione tecnica) ed il coefficiente termico di  $V_{oc}$  ( quasi sempre indicato sulla documentazione tecnica). si tratta dunque di calcolare la tensione a vuoto del modulo a  $T_{min}$ , in base al coefficiente termico della tensione a vuoto e dunque la tensione a vuoto della stringa. Come valore di  $T_{min}$  bisogna considerare il valore minimo di temperatura a cui può arrivare un modulo FV, con le temperatura dell'aria minima ipotizzabile per il particolare sito, ed in presenza di radiazione solare, anche solo diffusa.

La seconda condizione stabilisce che la tensione alla massima potenza della stringa a  $T_{max}$  deve sempre essere maggiore della tensione minima a MPPT del convertitore. precedentemente abbiamo definito le caratteristiche elettriche di un modulo ad STC e fra questa la sua tensione alla massima potenza  $V_{mp}$  ( indicata sia sul retro del modulo che sul depliant ). Spesso non viene indicato il coefficiente termico di  $V_{mp}$  e dunque al fine di calcolare la tensione alla massima potenza del modulo a  $T_{max}$ , si può prendere il coefficiente termico della tensione a vuoto anche se in generale, la variazione con la temperatura della tensione alla massima potenza è inferiore a quella della tensione a vuoto. A questo punto si è in grado di calcolare la tensione nel punto di massima potenza della stringa a  $T_{max}$  . come valore di  $T_{max}$  bisogna considerare il valore massimo di temperatura a cui può arrivare un modulo FV, con la temperatura dell'aria massima ipotizzabile per il particolare sito, in assenza di vento e con elevati valori di irraggiamento.

La terza come la seconda assicura che la tensione di stringa alla massima potenza non sia al di fuori dei limiti operativi richiesti dall'inseguitore MPPT.

Naturalmente è opportuno controllare che la massima corrente in uscita dal generatore FV non ecceda la massima corrente di ingresso del convertitore, precedentemente indicata con  $I_{DCmax}$ . Alcune riviste specializzate e autorevoli libri sul fotovoltaico, non riportano, tra i parametri di ingresso dei convertitori grid connected il valore di  $I_{DCmax}$  e nessun controllo viene suggerito in merito a questo parametro.

Per quanto riguarda la scelta del convertitore per impianti isolati si vedano le informazione riportate ai paragrafi precedenti relativamente alla scelta della potenza nominale del convertitore. Oltre alle informazione riportate precedentemente, bisogna considerare l'accoppiamento con il generatore FV. Si tratta di verificare che la tensione nominale dell'impianto isolato e le soglie di regolazione della carica siano con la tensione nomina-

le del convertitore e con il campo di tensione di ingresso ammesso.

### 3.12) SCELTA DEL REGOLATORE DI CARICO E DEL SISTEMA DI ACCUMULO

Per quanto riguarda la scelta del regolatore di carica aggiungiamo che per impianti di piccola taglia (inferiore a  $200W_p$ ), è possibile utilizzare regolatori di carica sia con sistema di controllo di potenza in/out ON/OFF. Riguardo alle grandezze elettriche è molto importante che la tensione nominale del regolatore di carica sia compatibile con la tensione nominale del generatore FV e con la tensione nominale della batteria. Bisogna verificare che la massima corrente in uscita dal generatore non superi il valore della corrente massima in ingresso al regolatore. Altre tanto importante risulta verificare che la massima corrente assorbita dal carico non ecceda il massimo valore di corrente in uscita dal generatore.

NB:

$$G_m = R' \cdot H_h$$

$H_h$  : è valore medio mensile dell'irraggiamento solare orizzontale globale.

Il valore di  $R'$  è dato dalla formula seguente in cui vengono sommati i contributi del soleggiamento diretto, diffuso e riflesso, questi ultimi supposti isotropi:

$$R' = (1 - (H_d \div H_h) \cdot R_b) + ((H_d \div H_h) \cdot (1 + (\cos\beta) \div 2)) + (\rho \cdot (1 + (\cos\beta) \div 2))$$

Il valore di  $G_m$  può essere espresso dalla seguente formula:

$$G_m = R_b \cdot H_{bh} + R_d \cdot H_{dh} + \rho \cdot R_r \cdot H_h$$

$R_b = H_b \div H_{bh}$  valore medio mensile del rapporto tra l'irraggiamento diretto sulla superficie e quello sull'orizzontale;

$R_d = (1 + (\cos\beta)) \div 2$  valore medio mensile del rapporto tra l'irraggiamento diffuso e quello sull'orizzontale;

$R_r = (1 - (\cos\beta)) \div 2$  valore medio del rapporto tra l'irraggiamento riflesso e quello sull'orizzontale;

$\rho = 0.6$  valore della riflettanza della superficie dove sono collegati i pannelli (superficie chiara di edifici, vedere III UNI 8477/1);

$\beta$  : inclinazione delle celle fotovoltaiche rispetto all'orizzontale

radiazioni (56)

In questo capitolo abbiamo determinato l'energia teorica ottenibile da un impianto fotovoltaico su facciata verticale e effettuato un dimensionamento dell'impianto fotovoltaico, e uno studio prestazionale legato all'efficienza termica ottenibile.

## CONCLUSIONE

la produzione elettrica di un impianto dipende da la radiazione solare incidente sul sito d'installazione, orientazione e inclinazione della superficie dei moduli assenza e presenza di ombreggiamento, prestazione tecniche dei componenti dell'impianto ( moduli, inverter ed altre apparecchiature) prendendo come riferimento una potenza nominale di 1 kWh (la potenza nominale o di targa o di picco o massima dell'impianto fotovoltaico è la somma delle singole potenze nominali di ciascun modulo facente parte dello stesso impianto misurato alle condizioni standard temperatura pari a 25° C e radiazione pari a 1.000W/m<sup>2</sup>) con orientamento e inclinazioni ottimali, senza ombreggiamento, nelle regioni d'Italia come al centro , producono circa 1200-1300kWh/anno nelle regioni meridionali producono 1400 a 1500 kWh/anno ed è opportuno sottolineare che il consumo medio annuo di una famiglia italiana è di circa 3000-3500 kWh/anno, quindi siamo su una produzione elettrica di 1200 a 1300 kWh per ogni kW<sub>p</sub> installato ed, riferendosi a moduli di silicio cristallino, un valore indicativo di superficie occupata per ogni kW di potenza installata è di circa 8-10m, un impianto fotovoltaico costa circa 7000 euro per kW installato per impianti di piccola taglia e 4500 euro per kW installato per impianti di grosse taglia e valori di manutenzione girano intorno all'1-1.5% del costo dell'impianto e con una durata di vita di circa 20 a 25 anni.

Negli impianti fotovoltaici la quantità di energia captata che viene trasformata dai moduli fotovoltaici in energia elettrica è complessivamente circa il 10,8% dell'energia captata (radiazione captata), e questo valore cambia in funzione del tipo di cella che viene usato un'altra parte dell'energia captata viene sottratta per il ben essere delle persone all'interno delle camere e rappresenta circa il 25,8% come valori media massimi, dai dati ottenuti a a partire del lavoro di ricerca svolto dal Department of Electronic and Electrical Engineering, Loughborough University, e dall'analisi dei risultati ottenuti dallo stesso gruppo di lavoro vediamo che abbiamo un valore dell'efficienza termica più o meno costante entro un certo range di temperatura e radiazioni . Quindi l'adozione di pannelli solare su facciate ventilate aumenta le prestazioni e riduce l'uso delle altre apparecchiature ingombranti di riscaldamento e raffreddamento.



## BIBLIOGRAFIA

[1]- Gianpaolo Scatizzi, Francesca Venturelli, Felice Matera Progettazione di impianti solari fotovoltaici Maggioli 2007.

[2]- (3),( Aria – Calore-Luce Il comfort ambientale negli edifici *di Uwe Wienke* ).

[3]- (6), (8) ( . [www.enerpoint.it](http://www.enerpoint.it))

[4]- Sharma V. C.; Sharma A., “Solar properties of some building elements”, 1989, vol. 14, pp. 805-810.

[5]- UNI 11018: 2003

[6]- Prestazioni termoigrometriche dei componenti nell’edilizia, Prof. Ing. Marco Dell’Isola Università degli studi di Cassino, Ing. Fernanda Fuoco Università degli studi di Cassino ).

[7]- UNI EN ISO 13788 2003.

[8]- Istituto Universitario di Architettura di Venezia, CONDENSATIONE SUPERFICIALE ED INTERSTIZIALE DEL VAPORE NELLE STRUTTURE EDILIZIE

[9]- Istituto Universitario di Architettura di Venezia,CONDENSATIONE SUPERFICIALE ED INTERSTIZIALE DEL VAPORE NELLE STRUTTURE EDILIZIE 2004/2005 riferimento bibliografica:A. Cavallini, L. Mattarolo, Termodinamica Applicata, CLEUP. Padova , G. Moncada Lo Giudice, L. De Santoli, Impianti Tecnici, Masson. Milano.

[10] [www.archiexpo.it](http://www.archiexpo.it)

[11] [www.prefabbricatisulweb.it](http://www.prefabbricatisulweb.it)

[12] [www.stylecop.it](http://www.stylecop.it)

[13] [archiexpo.it](http://archiexpo.it)).

[14] [www.ariotea.it](http://www.ariotea.it)

[15] [www.omatec.it](http://www.omatec.it)

[16] Bolzano, edificio ex poste: esempio di integrazione del fotovoltaico sulla facciata come da progetto di ristrutturazione da - [urbanfile.org](http://urbanfile.org)

[17] [tecmatied.wordpress.com](http://tecmatied.wordpress.com)

[18] [www.pfcoperture.it](http://www.pfcoperture.it)

[19] [www.greenme.it](http://www.greenme.it)

[20] [www.cifgroup.it](http://www.cifgroup.it)

[21] Centre for Renewable Energy Systems Technology (CREST), Department of Electronic and Electrical Engineering, Loughborough University, Loughborough, Leicestershire LE11 3TU, UK Department of Building Physics

[23]- .Fotovoltaico guida per progettisti e per installatori, edizione ISES ITALIA 2006, LUCA RUBINI

[24]- .Fotovoltaico negli edifici, edizione ambiente 2009, ALESSANDRO SCOGNAMIGLIO, PAOLA BOSISIO, VINCENZO DI DIO