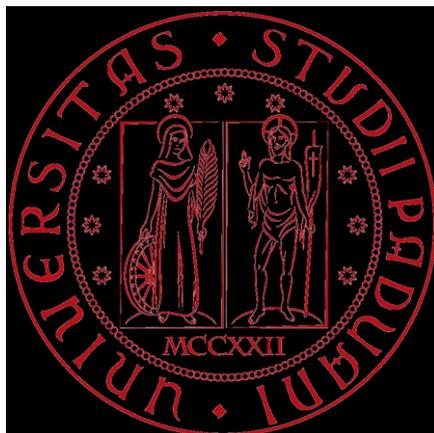


UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA



FACOLTA' DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA MECCANICA

TESI DI LAUREA TRIENNALE

PROGETTAZIONE DI MASSIMA DI SISTEMI FOTOVOLTAICI

RELATORE: Ch.mo Prof. MIRTO MOZZON

CORRELATORE: Ch.mo Prof. RINO A. MICHELIN

LAUREANDO: STEFANI MIRKO

ANNO ACCADEMICO 2012/2013

INDICE

INTRODUZIONE	1
CAPITOLO 1 – LA FONTE DI ENERGIA SOLARE	4
1.1 Il sole	4
1.2 Le radiazioni solari.....	5
CAPITOLO 2 – PRINCIPI DI FUNZIONAMENTO DELL’EFFETTO FOTOVOLTAICO	8
2.1 La teoria delle bande.....	8
2.2 I semiconduttori	9
2.3 Giunzione P-N.....	10
CAPITOLO 3 - LA CONVERSIONE FOTOVOLTAICA	13
3.1 Come avviene la conversione fotovoltaica	13
3.2 Curve caratteristiche	14
CAPITOLO 4 – CELLE FOTOVOLTAICHE	17
4.1 Celle fotovoltaiche in silicio monocristallino	17
4.2 Celle fotovoltaiche in silicio policristallino.....	18
4.3 Celle fotovoltaiche di seconda generazione	19
4.3.1 Celle CIS	20
4.3.2 Celle CdTe	20
4.3.3 Celle al silicio amorfo.....	21
4.4 Celle fotovoltaiche di terza generazione.....	21
4.4.1 Celle polimeriche.....	21
4.4.2 Celle organiche	21
4.4.3 Celle di Gratzel.....	22
CAPITOLO 5 - MODULI E PANNELLI FOTOVOLTAICI	23
5.1 Moduli fotovoltaici	23
5.2 Pannelli fotovoltaici.....	25
CAPITOLO 6 – L’IMPIANTO FOTOVOLTAICO	27
6.1 L’impianto Stand-alone	27
6.2 L’impianto grid connected	28

6.2.1 Sistemi a inseguimento solare.....	30
CAPITOLO 7 – REGOLATORI DI CARICA E CONVERTITORI STATICI	34
7.1 Regolatori di carica.....	34
7.2 Convertitori statici.....	35
7.2.1 Inverter	36
CAPITOLO 8 – PROGETTAZIONE DI MASSIMA DELL’IMPIANTO	38
8.1 Ombreggiamento	38
8.2 Strutture di sostegno.....	39
8.2.1 Effetti del carico della neve	40
8.2.2 Effetti dell’azione del vento	40
8.2.3 Tipologie delle strutture di sostegno	41
8.2.4 Sistemi fotovoltaici integrati	42
8.3 Effetto della temperatura	43
8.4 Efficienza di un impianto e fattori di perdita	43
CAPITOLO 9 – IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA	46
CONCLUSIONI	48
BIBLIOGRAFIA... ..	49
SITOGRAFIA	49

INTRODUZIONE

L'interesse nello studio delle energie rinnovabili e dunque anche per il fotovoltaico ha sempre maggior rilievo negli ultimi anni. Anche per la mia esperienza personale tale dato è evidente.

Un po' per gli studi intrapresi, un po' per le esperienze lavorative che si presentano mi sono accorto che avere un occhio di riguardo per questo settore può essere particolarmente conveniente.

In particolare durante quest'estate la lettura di un articolo ha attratto la mia attenzione e ha stimolato a tal punto la mia curiosità che ho deciso di svolgere la tesi su tale argomento.

L'articolo di Angelo Parisi era titolato così: "Domenica 16 giugno, una data storica da scrivere negli annali."

La cosa che rende straordinario questo giorno è che per due ore il prezzo unico dell'energia elettrica nazionale è stato pari a zero. In parole meno profane significa che per due ore l'intera energia elettrica nazionale è stata prodotta da fonti rinnovabili.

Tale caso si era già ripetuto l'anno precedente, nella sola Sicilia, durante i giorni di Pasqua e Pasquetta.

Per capire meglio tale meccanismo è necessario dire due parole sulla così detta "Borsa elettrica" e spiegare come viene stabilito il prezzo unico dell'energia elettrica.

Ogni produttore offre una quantità d'energia con il relativo prezzo, che ovviamente sarà variabile nelle varie ore della giornata. I venditori da fonti rinnovabili come eolico e fotovoltaico, essendo per definizione non programmabili, ma soprattutto non dovendo utilizzare carburanti o altre fonti non rinnovabili, offrono l'energia a prezzo nullo per essere sicuri di poterla vendere.

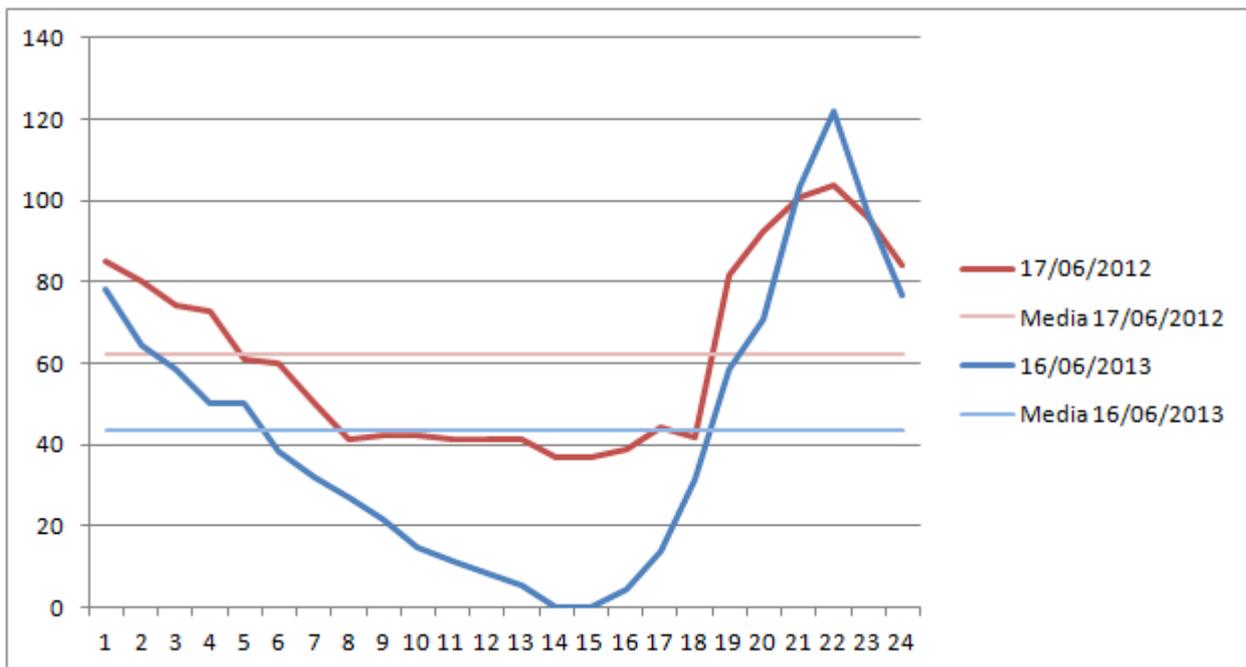
Questo da loro la priorità sulla vendita. Il prezzo con il quale invece verranno successivamente remunerati tutti i produttori (sia rinnovabili o non rinnovabili), in quella determinata ora del giorno, sarà invece stabilito dal prezzo marginale, ovvero dal costo dell'ultimo KWh acquistato.

In parole povere ciò significa che se il fabbisogno di energia viene interamente coperto dalle fonti rinnovabili, non sarà necessario acquistarne da produttori non rinnovabili e dunque il prezzo unico sarà pari a zero.



Dal grafico si vede come tra le 14 e le 16 circa del 16 giugno 2013 il prezzo unico è stato pari a zero.

Ovviamente tale risultato ha comportato indubbi vantaggi ambientali, ma soprattutto economici. Si vede come il prezzo medio in questa giornata sia stato di 43,32 €/MWh e facendo il confronto con la terza domenica di giugno del 2012, nella quale il prezzo medio è stato pari a 62,09 €/MWh, si può vedere come siano stati incassati ben 11,5 milioni in meno dai produttori. Tale fatto ovviamente comporta vantaggi per gli utenti e come vedremo in seguito per i cittadini.





Mercato del Giorno Prima

Giorno: Mese: Anno: Ora:

Prezzi Zona: **nord**

prezzo di vendita (€/MWh)	acquisti (MWh)	vendite (MWh)
00,00	14.798,89	13.679,39

Transiti zionali

da	limite (MWh)	transito (MWh)
AUST	10.000,00	00,00
CNOR	2.300,00	00,00
FRAN	10.000,00	00,00
MFTV	10.000,00	00,00
SLOV	10.000,00	00,00
SVIZ	10.000,00	00,00

Zona: **nord**

a	limite (MWh)	transito (MWh)
AUST	10.000,00	-54,00
CNOR	2.200,00	-658,50
FRAN	10.000,00	-654,00
MFTV	10.000,00	00,00
SLOV	10.000,00	145,00
SVIZ	10.000,00	102,00

Grafico Domanda-Offerta

LEGENDA

AUST	BRNN	CNOR	COAC	CORS	CSUD	FOGN	FRAN	GREC	
Austria	Brindisi	Centro Nord	Corsica Ac	Corsica	Centro Sud	Foggia	Francia	Grecia	
MFTV	NORD	PRGP	ROSN	SARD	SICI	SLOV	SUD	SVIZ	BSP
Monfalcone	Nord	Priolo G.	Rossano	Sardegna	Sicilia	Slovenia	Sud	Svizzera	BSP*

* Zona rappresentativa del mercato elettrico sloveno gestito da BSP e collegato ad IPEX tramite il meccanismo del market coupling

Un tale risultato indubbiamente non può che rendere felici, ma è necessario leggere tra le righe di tale articolo altri aspetti un po' meno evidenti. Innanzi tutto il costo zero viene raggiunto una o due volte l'anno in Italia, in giorni festivi nei quali ovviamente il fabbisogno energetico industriale è praticamente ridotto al minimo.

Questo evidenzia ancora una volta come nella società moderna l'utilizzo dalle fonti non rinnovabili sia indispensabile. Risultati come quelli del 16 giugno ci fanno capire come il fotovoltaico, l'eolico e tutte le altre fonti rinnovabili possano essere un valido aiuto alla produzione di energia ma come siano ben lontane dal sostituire l'utilizzo di gas, carbone e petrolio. E' però indispensabile continuare nella ricerca e nello sviluppo di tali tecnologie anche perché l'aumento del fabbisogno energetico mondiale e dell'inquinamento causato dalle fonti non rinnovabili lo richiedono.

Secondo alcune stime tale fabbisogno potrebbe raddoppiare o triplicare entro il 2050. Esso viene attualmente coperto per 85,7% da fonti non rinnovabili e, con l'aumento della richiesta energetica di paesi in via di sviluppo, è facile supporre che si possa raggiungere un deficit energetico non colmabile dalle sole fonti non rinnovabili.

Sarà dunque inevitabile l'utilizzo delle così dette "energie pulite" che per definizione si rigenerano alla stessa velocità con cui vengono consumate e dunque "non sono esauribili nella scala dei tempi umani". Queste considerazioni sono alla base del lavoro svolto in seguito, il quale tratterà particolarmente l'energia solare che per la sua reperibilità e inesauribilità risulta la rinnovabile su cui far più conto il futuro.

CAPITOLO 1

La fonte di energia solare

1.1 Il sole

Il sole è una stella attorno a cui ruotano i pianeti del nostro sistema solare. La sua composizione risulta diversa da quella di qualsiasi altro pianeta roccioso. Il suo diametro è circa 109 volte quello della terra cioè 1 391 000 km. Questa stella, senza cui non sarebbe possibile la vita sulla terra, dista 149 600 000 km dal nostro pianeta e la sua rotazione ha un periodo di circa 25 giorni. Esso è costituito essenzialmente da idrogeno (92%) e da elio (8%).

Il sole possiede una struttura morfologica ben definita. Essa è costituita da strati concentrici con caratteristiche chimico-fisiche tra loro diverse. Tali strati non sono direttamente osservabili a causa dell'opacità delle radiazioni elettromagnetiche.

Partendo dall'interno la prima zona che incontriamo è il nucleo. Esso rappresenta il 10% in volume dell'intera stella con una densità di $150\,000\text{ kg/m}^3$, una temperatura di circa $13\,600\,000\text{ K}$ e una pressione di 500 miliardi di atmosfere. Tali valori rendono possibile la fusione nucleare di idrogeno e elio e la liberazione di un'immensa quantità di energia. Le radiazioni emesse dal nucleo sono del tipo γ , le quali si trasmettono agli strati successivi mantenendone alta la temperatura. Tali radiazioni perdendo di energia, e aumentando di lunghezza d'onda, diventeranno poi del tipo χ , successivamente ultraviolette e infine si diffonderanno nello spazio come luce visibile. Le radiazioni nucleari infine producono anche neutrini.

Procedendo concentricamente dopo il nucleo troviamo la zona radiativa la quale assorbe l'energia prodotta dal nucleo e la trasmette agli strati successivi. A separare la zona radiativa da quella seguente, cioè quella convettiva, troviamo una zona di transizione chiamata Tachocline e che gli astrofisici ritengono essere fondamentale nella formazione del campo magnetico solare.

Passando invece alla zona convettiva prima accennata essa possiede temperature troppo basse per la trasmissione di energia sotto forma di irraggiamento e dunque tale trasferimento avviene per moti convettivi: la materia più calda risale verso la superficie dove cede il suo calore e una volta raffreddata ritorna a una distanza inferiore dal nucleo.

Dopo la zona convettiva troviamo la fotosfera che rappresenta lo strato superficiale del sole e da cui l'energia solare si propaga nello spazio. Essa è sede di fenomeni come macchie solari e brillamenti.

Al di sopra della fotosfera è presente l'atmosfera solare la quale a sua volta viene divisa in: cromosfera, zona di transizione, corona e eliosfera. Queste zone risultano essere più calde della superficie solare e la ragione di ciò risulta ancora sconosciuta.

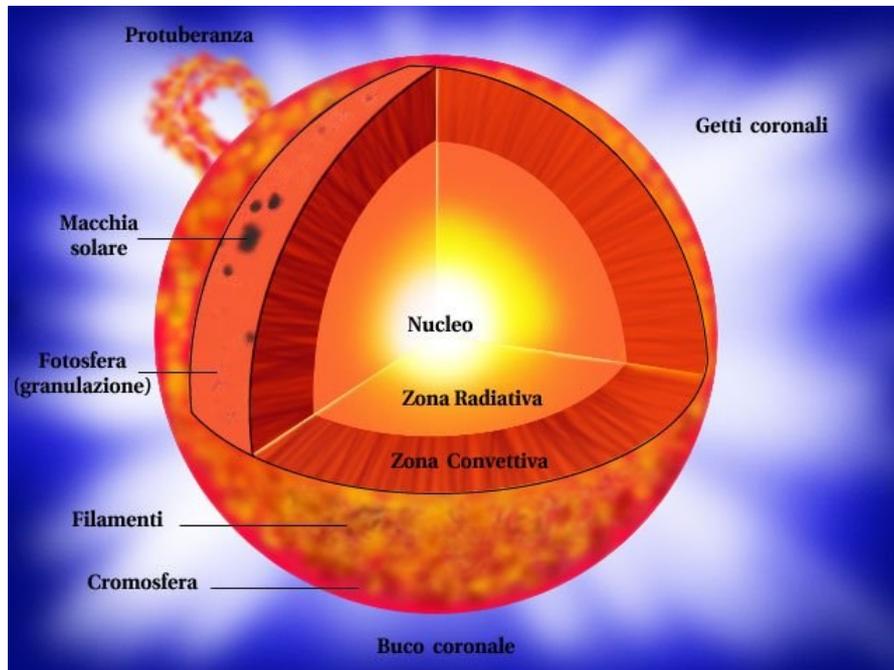


Figura 1.1 – Morfologia solare

1.2 Le radiazioni solari

La radiazione solare è caratterizzata da un ampio spettro di frequenze avendo la tipica forma a campana di un corpo nero.

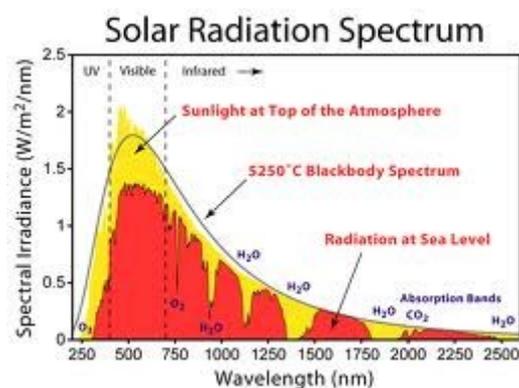


Figura 1.2 – Spettro della radiazione solare

Come si può vedere dal grafico (Figura 1.2) l'energia elettromagnetica emessa dal sole possiede una lunghezza d'onda compresa tra i $0,2 \mu\text{m}$ e i $2,5 \mu\text{m}$, di cui quella visibile è confinata tra i $0,4 \mu\text{m}$ e $0,8 \mu\text{m}$.

La potenza specifica che la terra riceve dal sole è di 1366 W/m^2 e questo valore rappresenta anche la così detta costante solare. Tale potenza è considerata alla soglia dell'atmosfera e incidente sul piano perpendicolare ai raggi che arrivano dal sole e va dunque ridotta del 75%.

Metà della radiazione viene successivamente bloccata dall'atmosfera, e metà della rimanente causa l'evaporazione dell'acqua sulla terra. Alla fine l'energia che effettivamente risulta disponibile è un quarto di quella emessa.

A livello del mare il valore della costante solare è di circa 1000 W/m^2 e tale radiazione risulta composta da:

- RADIAZIONE DIFFUSA: detta anche indiretta, è quella parte di radiazione che cambia angolo di inclinazione dopo aver colpito almeno una particella dei gas atmosferici
- RADIAZIONE INCIDENTE: è quella radiazione che avendo incontrato un ostacolo cede tutta o parte della sua energia. L'irraggiamento dunque varia con l'angolo d'incidenza ed è massimo con incidenza perpendicolare.
- RADIAZIONE RIFLESSA: è la quota parte di radiazione incidente che viene riflessa dalla superficie terrestre.
- RADIAZIONE ASSORBITA: è l'energia incidente che viene effettivamente assorbita dalla superficie terrestre.

Per tenere conto dell'assorbimento è stata codificata a livello internazionale la massa d'aria unitaria AM1 (AIR MASS 1). Essa definisce l'effetto dell'attraversamento dello spessore unitario di atmosfera con raggi solari perpendicolari alla superficie terrestre. Tale misura si considera riferita al livello del mare con una pressione atmosferica di 1.033 bar. In posizione opposta si definisce invece l'AM0 (AIR MASS 0) che corrisponde alla radiazione solare appena prima che raggiunga l'atmosfera.

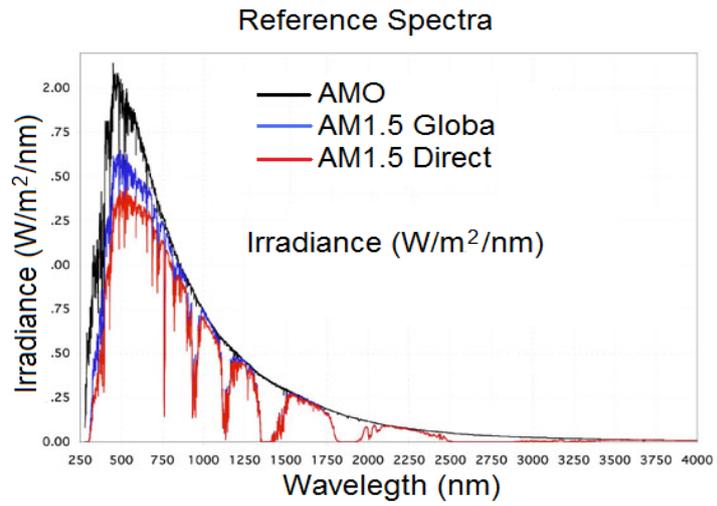


Figura 1.3 – Curve AIR MASS

Come si vede dal grafico (Figura 1.3) la curva AM0 risulta simile allo spettro di emissione di un corpo nero alla temperatura di 5760 K (Figura 1.2).

CAPITOLO 2

Principi di funzionamento dell'effetto fotovoltaico

2.1 La teoria delle bande

La teoria delle bande prende spunto dalla periodicità delle strutture cristalline e dall'ipotesi di fondo di poter trattare gli elettroni in maniera indipendente senza cioè senza tener conto delle interazioni interelettroniche. La sua formulazione si deve al fisico svizzero, nonché premio Nobel, Felix Bloch.

Applicando l'equazione di Schrödinger ad un numero di atomi tendenzialmente infinito otteniamo una successione di livelli energetici chiamati orbitali. Alcuni di questi risultano vuoti o occupati da così detti elettroni liberi e costituiscono la banda di conduzione. Altri invece contengono elettroni e dunque un'energia più elevata e formano la banda di valenza. La differenza di energia tra la banda di valenza e la banda di conduzione rappresenta l'energy gap (energia di separazione). Se si applica una differenza di potenziale tale da superare l'energy gap gli elettroni della banda di valenza passano alla banda di conduzione. Tale passaggio lascia libera una vacanza che verrà poi occupata da un altro elettrone. Se il moto elettronico risulta continuo ed ordinato otterremo una corrente elettrica. La teoria delle bande spiega molte delle proprietà dei metalli. Ad esempio è importante riflettere sull'effetto dell'aumento della temperatura sulla conduzione elettrica. Con tale fenomeno infatti il moto degli elettroni lungo l'asse del nodo cristallino risulta più disordinato e tale da far diminuire la conduttanza del materiale. Tale effetto è meno sentito nei semiconduttori dove l'aumento della temperatura fornisce l'energia agli elettroni per compiere il passaggio alla banda di conduzione, tale effetto infatti prevale sul moto oscillatorio degli elettroni. A seconda della vicinanza delle due bande (conduzione e valenza) vengono poi definiti i materiali isolanti, semiconduttori o conduttori.

Gli isolanti possiedono una distanza tra le due bande elevata che come conseguenza crea un energy gap molto alto, superiore a qualche elettronVolt per mole di elettroni. La differenza di potenziale da applicare dunque, per permettere il passaggio degli elettroni da una banda all'altra risulta troppo elevata e non potrà verificarsi la formazione di una corrente elettrica.

Nei semiconduttori invece il salto di energia risulta di poco inferiore a 1 elettronVolt per mole di elettroni, in quanto la vicinanza tra le bande è superiore rispetto agli isolanti. Basterà dunque l'applicazione di tale differenza di potenziale per permettere il passaggio degli elettroni.

Nei conduttori invece le due bande risultano molto più vicine se non sovrapposte.

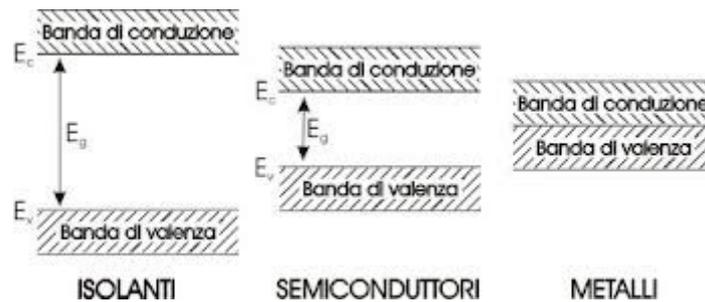


Figura 2.1 – Schemi di materiali isolanti, semiconduttori e conduttori

2.2 I semiconduttori

I semiconduttori più utilizzati sono il Silicio e il Germanio che a temperatura ambiente (300 K) possiedono un'energia di gap pari rispettivamente a 1,12 eV e 0,66 eV.

L'atomo di silicio, ad esempio, possiede 14 elettroni, quattro dei quali occupano l'orbita più esterna che risulterebbe "piena" se ne contenesse otto elettroni. Questi elettroni sono detti elettroni di valenza e possono partecipare alle interazioni con gli altri atomi. Nella struttura cristallina l'orbita esterna viene riempita con l'aiuto di altri quattro elettroni che ogni atomo ha in comproprietà con gli atomi adiacenti. Una tale struttura ordinata e priva di imperfezioni è tipica dei così detti semiconduttori intrinseci. La conducibilità di questi due materiali però è troppo bassa a temperatura ambiente per le normali applicazioni tecniche. Per questo motivo si ricorre al drogaggio al fine di ottenere i così detti semiconduttori estrinseci.

Con il termine drogaggio intendiamo l'aggiunta di piccole percentuali di atomi, non facenti parte del semiconduttore, atte a migliorare le proprietà di quest'ultimo in particolare la conducibilità. Se le aggiunte sono considerevoli possiamo ottenere comportamenti propri dei metalli; il drogaggio in questo caso viene definito degenerare.

Il drogaggio può essere di tipo N, dove l'elemento aggiunto o "drogante" possiede un elettrone in più rispetto a quelli necessari a completare il reticolo. Nel caso del silicio l'elemento drogante per eccellenza è il fosforo, il quale appunto possiede cinque elettroni di valenza. Quattro di questi formeranno un legame covalente con gli atomi vicini e uno rimarrà libero.

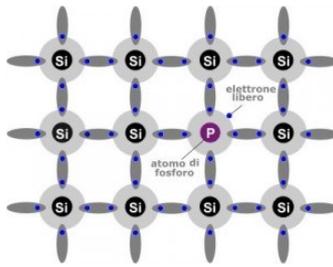


Figura 2.2 – Drogaggio del silicio di tipo N

Nel drogaggio di tipo P invece, l'elemento drogante possiede un elettrone in meno rispetto a quelli necessari a completare il reticolo. Ci sarà dunque la formazione di una vacanza. Sempre facendo l'esempio del silicio, in questo caso l'elemento drogante più utilizzato risulta il boro. Esso possiede tre elettroni di valenza i quali formeranno tutti dei legami covalenti con gli atomi vicini lasciando appunto una vacanza in corrispondenza del quarto elettrone mancante.

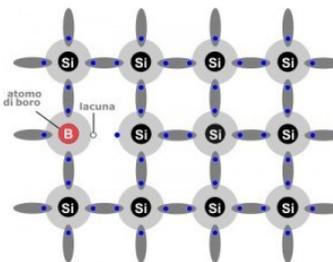


Figura 2.3 – Drogaggio del silicio tipo P

La conducibilità del silicio in entrambi i casi risulterà aumentata. Nel primo caso tale effetto sarà dovuto alla formazione di un livello di elettroni "donatori" vicino alla banda di valenza formato dagli elettroni in eccedenza. Nel secondo caso invece si formerà, in maniera opposta, un livello di accettori dovuto questa volta alla sovrabbondanza di vacanze. In entrambi i casi l'applicazione di una piccola differenza di potenziale favorirà la conduzione.

2.3 Giunzione P-N

Mettendo in contatto due semiconduttori a drogaggio opposto otteniamo una giunzione P-N.

Tale sistema sarà dunque composto da due aree di cui la prima in eccesso di elettroni (zona N), la seconda in sovrabbondanza di vacanze (zona P). La giunzione costituisce appunto l'interfaccia di contatto delle due e sarà priva di portatori liberi.

Tale meccanismo è utilizzato non solo nella tecnologia delle celle solari, ma anche per diodi a giunzione, transistor e led. Giustappponendo tali semiconduttori otteniamo infatti una zona con proprietà isolanti detta zona di svuotamento. Questa è ovviamente conseguenza diretta del fatto che la sovrabbondanza di elettroni della zona N è controbilanciata dall'eccesso di vacanze nella zona P. L' estensione della zona di svuotamento si accresce con l'aumentare del drogaggio del semiconduttore nonché della polarizzazione, ossia dell' applicazione di potenziale ai capi delle giunzioni. La polarizzazione inoltre permette alla giunzione P-N di essere utilizzata come diodo, dispositivo che consente il transito di cariche elettriche solo in un verso.

Essa può essere:

- **POLARIZZAZIONE DIRETTA:** con zona P connessa al terminale positivo e zona N a quello negativo. Gli elettroni della zona N sono respinti dalla presenza di potenziale negativo applicato a tale terminale e tenderanno a muoversi verso la zona di svuotamento. Lo stesso accade per le vacanze che si allontaneranno dal polo positivo della zona P per avvicinarsi anch'esse alla zona di svuotamento. Entrambi i moti (quello degli elettroni e quello delle vacanze) porteranno a una diminuzione dello spessore della zona di svuotamento, fino a quando non renderanno possibile il passaggio degli elettroni dalla zona N alla zona P. Tale fenomeno sarà accentuato dall'aumento della tensione di polarizzazione. L'elettrone dopo aver superato la zona di svuotamento per "effetto tunnel" proseguirà il suo moto verso il polo positivo passando da una vacanza all'altra. Come si può capire tale fenomeno ha come risultato il formarsi di un moto ordinato di elettroni dal polo N al polo P e dunque di una corrente elettrica.

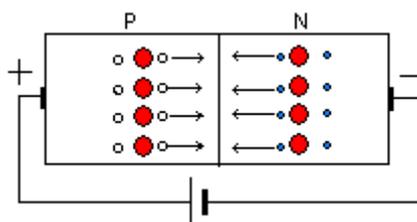


Figura 2.4 – Polarizzazione diretta

- **POLARIZZAZIONE INVERSA:** con zona P connessa al terminale negativo e zona N connessa a quello positivo. Anche in questo gli elettroni tenderanno a migrare verso il polo positivo e le vacanze verso quello negativo. In maniera opposta a quanto sopra descritto questa volta lo spessore della zona di svuotamento verrà incrementato. Come conseguenza diretta aumenterà il valore della barriera di potenziale rendendo impossibile il passaggio degli elettroni nella zona P. La circolazione della corrente sarà dunque impedita.

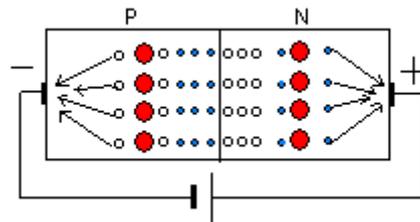


Figura 2.5 – polarizzazione inversa

CAPITOLO 3

La conversione fotovoltaica

3.1 Come avviene la conversione fotovoltaica

La conversione fotovoltaica è il fenomeno che permette a partire dall'energia solare, di ottenere energia elettrica. La prima osservazione di tale effetto fu frutto degli studi dello scienziato francese Henry Becquerel nel 1839. Egli notò come la luce potesse essere trasformata in elettricità sfruttando le proprietà fisiche di alcuni materiali semiconduttori. Tuttavia nonostante la teoria fosse nota già da inizio 800, bisognerà attendere il 1954 per avere la prima cella fotovoltaica al silicio e poter rendere tecnicamente possibile la produzione di energia elettrica.

Una cella fotovoltaica è costituita da giunzioni N-P. La radiazione luminosa che investe la cella fotovoltaica è costituita infatti da fotoni che possiedono un'energia pari a E , con $E=h*\nu$, dove h è la costante di Plank ($h=6,62559*10^{-34}$), e ν è la frequenza del fotone. A questo punto se l'energia apportata dal fotone è inferiore all'energy gap non succede nulla. Se invece è superiore il fotone verrà catturato dall'elettrone, il quale con l'energia ricevuta potrà compiere il salto dalla banda di valenza a quella di conduzione, lasciando ionizzato il suo atomo di partenza. In questa maniera si forma una coppia elettrone-lacuna. Se l'assorbimento si verifica nella zona di giunzione N-P, l'elettrone viene trasportato anche a causa del campo elettrico presente. Gli elettroni generati nella zona P saranno dunque attirati verso la N, e viceversa le lacune della zona N si sposteranno verso la zona P.

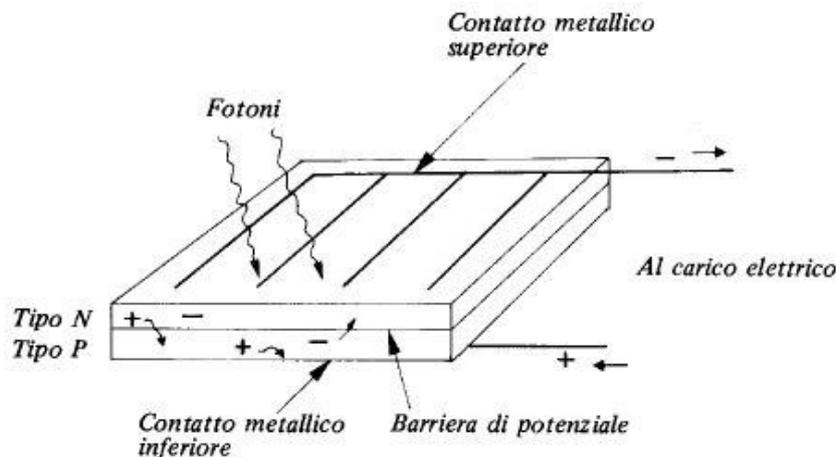


Figura 3.1 – La conversione fotovoltaica

La quantità d'energia apportata dal fotone come detto prima dipende dalla frequenza (e dunque dalla lunghezza d'onda). Nel caso del silicio se la radiazione incidente possiede una lunghezza d'onda troppo elevata questa non sarà in grado di generare una coppia elettrone-lacuna. Come sappiamo la radiazione solare si presenta sotto forma di spettro e si è notato che solo il 75% delle lunghezze d'onda possiedono un'energia tale da permettere la conversione fotovoltaica. In particolare, sempre parlando di silicio, la lunghezza d'onda limite è di $1,15 \mu\text{m}$; con valori maggiori l'energia apportata dal fotone risulta insufficiente. Al diminuire della lunghezza d'onda inoltre l'energia fornita dal fotone risulta sempre più in esubero. Tale eccedenza viene persa sotto forma di calore, e risulta inutile ai fini della produzione di corrente. Alla fine dunque è importante notare come solo una minima parte dell'energia apportata dallo spettro solare possa essere effettivamente trasformata in energia elettrica.

A queste considerazioni se ne aggiungono altre che spiegano perché il rendimento di una cella fotovoltaica è comunemente basso.

E' importante rilevare come non tutti i fotoni vengono assorbiti, ma molti vengono riflessi o intercettati da altri materiali che costituiscono l'impianto. Infine alcune coppie elettrone-lacuna si ricombinano prima di essere intercettate dal campo elettrico interno e dunque prima di essere inviate al circuito esterno.

3.2 Curve caratteristiche

La curva caratteristica tensione-corrente di una cella fotovoltaica non è lineare.

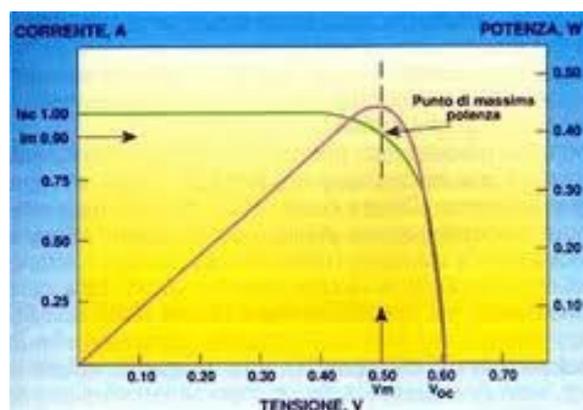


Figura 3.2 – Curva tensione-corrente di una cella fotovoltaica

Dal grafico (Figura 3.2) si possono individuare la corrente di cortocircuito, ossia la corrente con tensione pari a 0; la tensione a vuoto, ossia la tensione con corrente pari a 0; e infine la corrente (I_m) e la tensione (V_m) corrispondenti al punto di potenza massima.

La curva di massima potenza viene calcolata fissando un preciso livello di irraggiamento e calcolando punto per punto il prodotto tra corrente e tensione.

Per il silicio cristallino si vede come la tensione a vuoto e quella di massima potenza siano molto vicine, infatti il punto di massima potenza risulta in prossimità del ginocchio della curva. Esse inoltre si mantengono generalmente costanti tra cella e cella e hanno valori che si stabilizzano attorno a 0,6 V per la tensione a vuoto, e 0,5 V per quella a massima potenza. Con terminologia specifica definiamo inoltre il punto di massima potenza in condizioni di funzionamento standard, ovvero con irraggiamento di 1000 W/m^2 e una temperatura delle celle di 25°C ; tale grandezza viene indicata con l'unità di misura Wp (Watt di picco).

La corrente di cortocircuito e quella di massima potenza aumentano linearmente con la superficie della cella e con il rendimento.

Due parametri fondamentale che influenzano le curve caratteristiche sono inoltre l'irraggiamento e la temperatura.

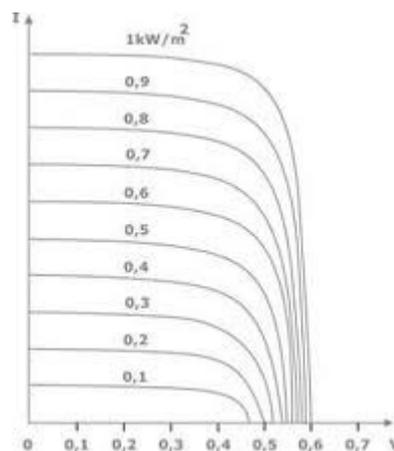


Figura 3.3 – Spostamento della curva caratteristica di una cella fotovoltaica in funzione della radiazione luminosa incidente

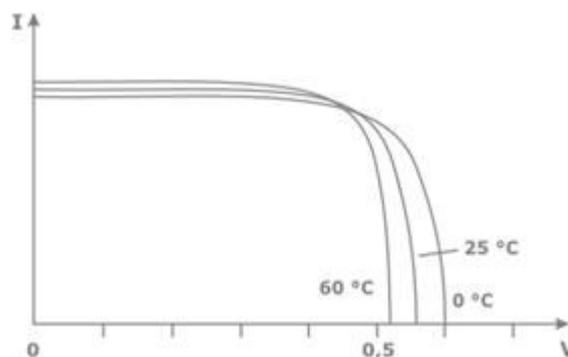


Figura 3.4 – Spostamento della curva caratteristica di una cella fotovoltaica in funzione della temperatura

Dalla figura (Figura 3.3) si nota chiaramente come la corrente erogata vari con la radiazione, mentre la tensione a vuoto subisce uno spostamento meno marcato.

Dalla figura (Figura 3.4) si capisce invece come la temperatura condizioni il livello di tensione della cella. L'efficienza di un modulo fotovoltaico diminuisce all'aumentare della temperatura. Passando da 0°C a 60°C, si ha una diminuzione della tensione a vuoto di circa 2,3 mV/°C e un aumento della corrente di cortocircuito del 0,2%/°C. In termini di potenza si ha una perdita percentuale di circa lo 0,3-0,4% per ogni grado centigrado rispetto la temperatura standard di 25°C.

CAPITOLO 4

Celle fotovoltaiche

La maggior parte delle celle fotovoltaiche in circolazione è prodotta utilizzando silicio. Tale motivo è riconducibile alla sovrabbondanza sulla crosta terrestre di tale semiconduttore, nonché alla sua lavorabilità. Se aggiungiamo a tali proprietà anche il fatto che il silicio risulta semplice da raffinare, facile da drogare e riciclare si può comprendere il suo largo utilizzo. Negli ultimi tempi la forma delle celle è passata dalla circolare a quella quadrata, con l'obiettivo di poter sfruttare maggiormente l'area attiva, rendendo massima la densità di energia prodotta.

Su entrambe le facce della cella sono presenti dei contatti metallici che permettono la connessione elettrica. Essi vengono creati per evaporazione sotto vuoto di metalli a bassa resistenza elettrica, e successivamente posizionati sulla cella tramite stampaggio o serigrafia. Dovendo garantire massima trasparenza alla radiazione solare essi non superano gli 0,2 mm di spessore.

Trattamenti successivi sono infine fatti per avere caratteristiche di antiriflesso. Viene utilizzato a tale scopo ossido di titanio il quale permette di ridurre le perdite, dovute alla riflessione, del 25%

4.1 Celle fotovoltaiche in silicio monocristallino

Tali celle risultano di elevata purezza tale da giustificarne il costo elevato. La presenza di poche impurità offre alte prestazioni. I moduli attualmente in commercio fanno registrare un'efficienza tra il 14% e il 17%. Si presentano di colore blu scuro e forma ottagonale di spessore variabile tra i 150 e i 250 μm .



Figura 4.1 – cella fotovoltaica al silicio monocristallino

Le celle di silicio monocristallino vengono prodotte mediante processo Czochralski.

Un seme cristallino di silicio, opportunamente orientato, viene sollevato verticalmente e messo in rotazione antioraria. Contemporaneamente mediante un'asta metallica viene inserito nel silicio fuso (1420°C), il cui crogiuolo ruota in senso opposto.

Durante il sollevamento del seme avviene la progressiva solidificazione all'interfaccia solido-liquido, con aumento delle dimensioni del monocristallo a velocità di crescita di alcuno mm al minuto. Il fuso generalmente ha un diametro che varia tra i 13 e i 20 mm, con una lunghezza fino a 200mm. Gli atomi di silicio fuso a contatto con il seme monocristallino si orientano secondo il reticolo atomico della struttura del silicio. Per l'ottenimento di fusi perfettamente cilindrici e privi di imperfezioni sono necessari il controllo rigoroso di temperatura, pressione, nonché l'assenza di vibrazioni. Successivamente il disco viene squadrato e trasformato in un parallelepipedo a base quadrata, e tagliato a fette sottili (wafer), mediante seghe diamantate. Infine si procede con il drogaggio dei due strati con l'aggiunta inizialmente di boro (strato p) e poi di fosforo (strato n).

4.2 Celle fotovoltaiche in silicio policristallino

La struttura di tali celle risulta ovviamente meno ordinata rispetto a quelle in silicio monocristallino, in quanto la ricristallizzazione interessa più cristalli che crescono contemporaneamente in maniera disordinata. L'accrescimento inoltre è più celere e richiede dunque una minor energia al processo produttivo. La granulometria non ordinata della struttura ovviamente ha delle ripercussioni sulle proprietà fisiche della cella in silicio monocristallino e l'efficienza di queste risulta di circa il 10 - 12%.

Visivamente sono caratterizzate da un colore blu intenso e da un disegno frastagliato.

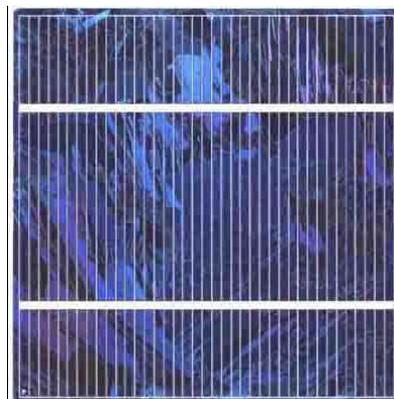


Figura 4.2 – cella fotovoltaica al silicio policristallino

Le celle in silicio policristallino vengono prodotte mediante casting. Viene riutilizzato prevalentemente il silicio derivante dallo scarto del settore elettronico. Tale silicio impuro viene riscaldato fino alla temperatura di 1500°C, quindi raffreddato fino ad una temperatura circa di 800°C. In questo modo vengono realizzati dei blocchi di silicio con dimensione di 40x40 cm e spessore di 30 cm. I blocchi vengono poi suddivisi in lingotti e successivamente, in wafer aventi spessore di 0,3 mm. Come per il monocristallino, infine, anche in questo caso si procede con il drogaggio.

4.3 Celle fotovoltaiche di seconda generazione

A partire dagli anni novanta hanno preso sempre più piede le così dette celle a film sottile. Queste consistono in sottili strati di semiconduttori, applicati ad un substrato di un altro materiale, mediante un processo di vaporizzazione, spruzzamento catodico o bagno elettrolitico. Lo strato di materiale semiconduttore può essere molto sottile (fino a 0,001 mm) sfruttando appieno le proprietà fotosensibili dei semiconduttori applicati. La diffusione di questa tecnologia è imputabile prevalentemente all'alto grado di automatizzazione del processo produttivo. Basti pensare che le temperature necessarie vanno dai 200 ai 500 °C, ben lontane dai 1400°C della fusione del silicio. Ovviamente tutto ciò comporta un enorme abbattimento dei costi energetici inferiori del 30-40% rispetto a quelli per la produzione di celle in silicio cristallino. I rendimenti di queste celle si attestano sul 10-12%. Esse possiedono una forma quanto più regolare possibile per agevolare l'interconnessione elettrica, la quale a differenza del silicio cristallino è strutturale e non esterna. I contatti elettrici infatti consistono in una copertura metallica uniforme. La superficie anteriore della cella è coperta da uno strato di ossidi di metallo altamente trasparenti. Si usano in particolare ossido di zinco, ossido di stagno, ossido di titanio e indio. Altre caratteristiche peculiari di queste celle sono la leggerezza e la flessibilità, doti che le rendono molto apprezzate in campo spaziale.



Figura 4.3 – Cella fotovoltaica a film sottile

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

4.3.1 Celle CIS

Il materiale semiconduttore utilizzato è il diseleniuro di rame e indio, o il gallio CIGS o lo zolfo. I contatti elettrici vengono effettuati mediante la deposizione, con processo catodico, di uno strato di molibdeno.

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.

Queste celle non subiscono alcun degrado a seguito dell'esposizione alla luce solare, ma sono sensibili al calore e all'umidità.

4.3.2 Celle CdTe

Le celle di telluriuro di cadmio 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 problema principale di questo tipo di celle risiede nella tossicità del cadmio allo stato gassoso durante la produzione. Comunque la loro ottima propensione all'assorbimento della luce solare le rendono particolarmente efficienti. Il gap energy tra la banda di valenza e quella di conduzione risulta infatti solamente di 1,45 eV.

4.3.3 Celle al silicio amorfo

Sono prodotte deponendo un sottile strato di silicio cristallino (1-2 μm) su un supporto di vetro o materiale plastico. L'efficienza risulta molto bassa, anche minore del 10%, con una vita media che non supera i dieci anni.

Tuttavia il risparmio di materiale, il costo contenuto e la flessibilità delle celle ottenibili, sono fattori che rendono competitiva questa tecnologia soprattutto per alcuni settori di nicchia.

Per aumentare l'efficienza si possono sovrapporre diversi strati caratterizzati da un assorbimento differenziato. Inoltre il rendimento di queste celle è meno dipendente dalle variazioni di temperatura rispetto quelle al silicio cristallino.

Particolare interesse hanno anche le così dette celle ibride realizzate deponendo uno strato di silicio amorfo su un substrato di silicio monocristallino ad alto rendimento. La struttura simmetrica che si ottiene permette la generazione di corrente attraverso l'esposizione di entrambi i lati della cella. L'efficienza di conversione risulta superiore al 17%.

4.4 Celle fotovoltaiche di terza generazione

Con questa terminologia si designano le celle polimeriche, quelle organiche e le celle di Gratzel

4.4.1 Celle polimeriche

Sono costituite da uno strato di materiale fotoattivo posto tra due elettrodi. Tale struttura è una miscela di polimero semiconduttore e materiale accettore. Un elettrodo inoltre risulta trasparente e supportato da materiale rigido (vetro), o flessibile. Attualmente tali celle possiedono un'efficienza tra il 5 e il 6,5%.

Furono sviluppate in California dal premio Nobel Alan Heeger.

4.4.2 Celle organiche

Le celle organiche OPV (Organic PhotoVoltaic) sono composte da un substrato, che può essere vetro o plastica sensibile su cui troviamo uno svariato numero di pellicole con materiali foto-attivi, poste tra due elettrodi conduttivi. In questa maniera le funzioni di assorbimento e generazione delle cariche invece di essere svolte da un singolo materiale come nel caso del silicio, vengono separate e quindi ottimizzate dalla presenza di più strati.

Questa tecnologia possiede un ottimo rapporto peso/energia sviluppata e un rendimento che attualmente si attesta sul 6%.

4.4.3 Celle di Gratzel

Tali celle vengono anche dette celle con coloranti (DSSC, Dye-Sensitized Solar Cell), e sfruttano il fenomeno della fotosintesi artificiale del tutto simile a quello della fotosintesi clorofilliana. L'equivalente della clorofilla degli alberi è svolto nelle celle di Gratzel da un colorante organico, che dunque ha il compito di trasformare l'energia luminosa in energia elettrica. Tale colorante è mescolato a nanoparticelle e immerso in un liquido elettrolita. Le molecole del colorante vengono eccitate dalla radiazione solare formando coppie elettrone-lacuna, separate dalle nanoparticelle e portate ai contatti per mezzo dell'elettrolita. In laboratorio si registrano efficienze dell'11% e se uniamo a ciò i costi ridottissimi di produzione si capisce come questa tecnologia sia molto promettente per il futuro.

CAPITOLO 5

Moduli e pannelli fotovoltaici

5.1 Moduli fotovoltaici

La tensione generata da una singola cella risulta troppo piccola per poter essere sfruttata. Il passo successivo è dunque quello di collegare in serie più celle al fine di ottenere la tensione desiderata. Otteniamo in questa maniera un modulo fotovoltaico, definito anche come unità minima di un impianto in grado di generare corrente e tensione sfruttabili.

I moduli in silicio mono o poli-cristallini come evidenziato precedentemente sono i più utilizzati. Ogni cella fotovoltaica è cablata in superficie con una griglia di materiale conduttore che ne canalizzi gli elettroni e viene connessa alle altre mediante nastri metallici, in modo da formare opportuni serie e paralleli elettrici.

A questo punto si sviluppa una struttura stratificata che ingloberà le celle garantendo la loro protezione. Tale struttura a sandwich è la seguente:

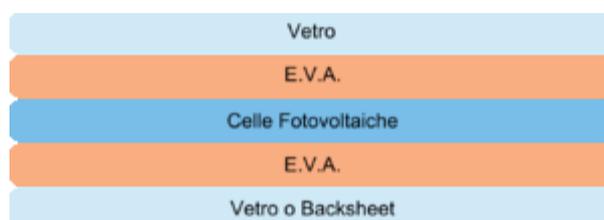


Figura 5.1 – struttura di un modulo fotovoltaico

Il vetro viene usato come base su cui viene steso un sottile foglio di EVA (acetato di vinile) . Al di sopra dell'EVA vengono posizionate le celle rivolte con il lato fotosensibile verso il basso, ed elettricamente connesse come spiegato in precedenza. Viene steso poi un altro foglio di EVA e quindi del materiale plastico isolante (PET o similare) oppure un'altra lastra di vetro.

La struttura così ottenuta viene inviata al laminatore, o forno. Dopo esser stato creato il vuoto in pochi minuti, una piastra, posta a contatto, viene riscaldata fino a 145 °C per circa dieci minuti, in modo da favorire la polimerizzazione dell'EVA. L' acetato di vinile diventa dunque un collante inerte e la struttura, in caso di corretta riuscita della laminazione, sarà in grado di resistere per 25-30 anni. Dopo tale pressofusione il sandwich ottenuto viene fissato a una cornice in alluminio che renderà più agevole il montaggio.

Le celle del modulo se collegate in parallelo avranno una corrente pari alla somma delle correnti uscenti dalle singole celle. Se invece la giunzione avviene in serie sarà la tensione a essere la somma delle singole tensioni delle celle. Generalmente i moduli sono costituiti da 36 celle in serie con tensione risultante di 18 V. Possiamo però avere anche moduli da 72 o 80 celle.

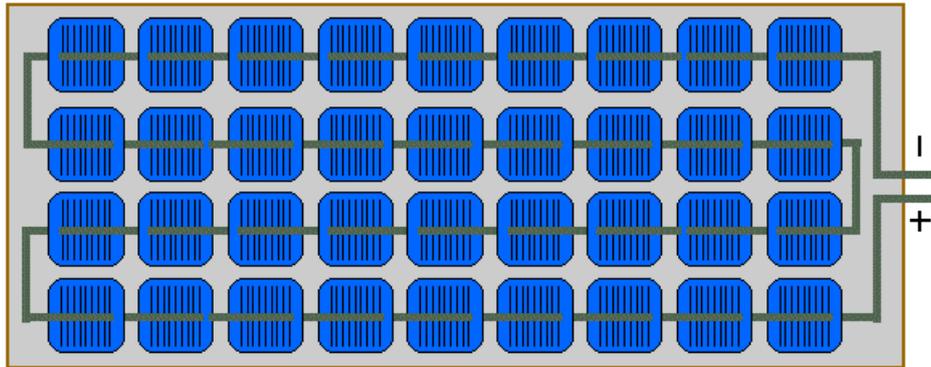


Figura 5.2 – esempio di modulo a 36 celle

Per evitare il danneggiamento delle celle in caso di malfunzionamento sono necessari dei diodi di by-pass. Se una cella del modulo viene ombreggiata infatti, essa si trova polarizzata in maniera inversa con una tensione pari alla tensione a vuoto di tutta la serie delle celle del modulo. Senza la presenza dei diodi tale cella si troverebbe a dover dissipare tutta la potenza generata dalle restanti celle con conseguente ovvio danneggiamento. Con la presenza dei diodi posti in parallelo alle celle, l'oscuramento di una di queste, porterà la corrente a fluire attraverso il diodo e non attraverso la cella oscurata.

Nella realtà i diodi di by-pass sono due, ciascuno in parallelo a metà delle celle del modulo. Ciò comporta che in caso di ombreggiamento di una singola cella il diodo bypasserà metà delle celle del modulo.

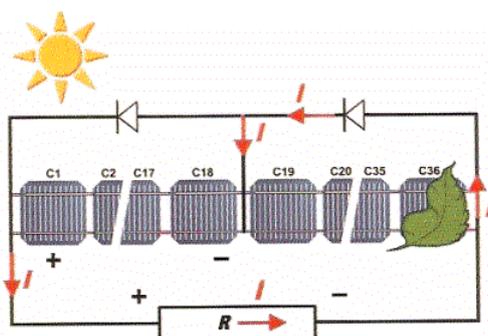


Figura 5.3 – funzionamento del modulo in caso di ombreggiamento di una cella

5.2 Pannelli fotovoltaici

Un pannello fotovoltaico è per definizione un collegamento di più moduli capace di produrre la potenza richiesta alla tensione stabilita. La potenza del pannello sarà pari alla somma delle potenze dei singoli moduli fotovoltaici. Le correnti e le tensioni invece dipenderanno dal collegamento. Se questo è in parallelo avremo la stessa tensione e una corrente pari alla somma delle correnti, se invece la giunzione è in serie saranno le tensioni ad essere sommate e la corrente resterà invariata. Più moduli collegati in serie inoltre prendono il nome di stringa. Nei collegamenti in parallelo è necessario inserire dei diodi di blocco per evitare che squilibri di tensione provochino un ricircolo di corrente verso i componenti a tensione minore, con conseguente danneggiamento. Il diodo di blocco inoltre impedisce che un'eventuale batteria, collegata al pannello possa scaricarsi sul pannello stesso.

Generalmente i moduli hanno una tensione pari a 12 V e dunque con collegamento in serie otterremo una tensione multipla di questo valore.

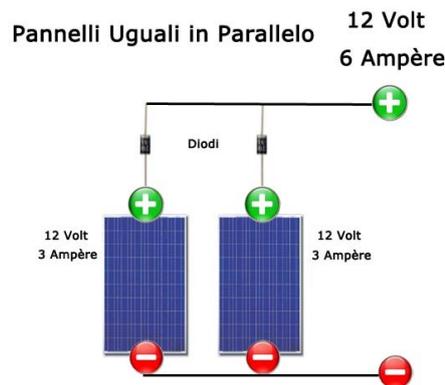


Figura 5.4 - Collegamento in parallelo di pannelli fotovoltaici

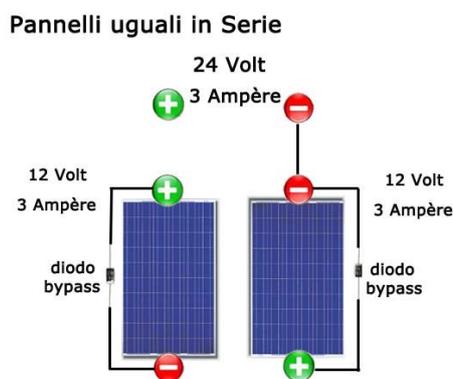


Figura 5.5 – Collegamento in serie di pannelli fotovoltaici

Come si capisce l'elemento chiave di un impianto fotovoltaico è la modularità. Si parte dalle celle per passare ai moduli. Il collegamento in serie dei moduli porta alla stringa e più stringhe in parallelo formano un generatore fotovoltaico.

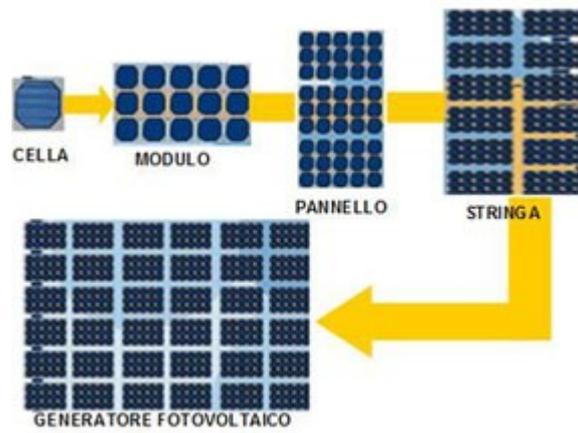


Figura 5.6 – Modularità di un generatore fotovoltaico

CAPITOLO 6

L'impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico è il sistema di conversione dell' energia solare in energia elettrica.

I sistemi fotovoltaici possono essere divisi in due grandi classi, quelli per utilizzo terrestre e quelli per utilizzo aerospaziale. Per quanto riguarda i primi inoltre, essi possono essere sottoclassificati in grid-connected e stand-alone. Quelli aerospaziali invece per loro natura risultano solamente stand-alone. Esistono anche impianti così detti ibridi dove la struttura fotovoltaica viene affiancata a un'altra forma di energia come motori diesel, piccoli impianti idrici o elolici.

6.1 L'impianto stand-alone

Designa impianti che riforniscono utenze remote difficilmente raggiungibili da infrastrutture elettriche. Gli esempi più comuni di tali tipi di impianto sono rifugi alpini, cascine isolate, telefoni di emergenza, pompe d'acqua, barche e in generale veicoli da diporto.

Tale tipo di impianto sarà caratterizzato da un'alimentazione diretta nelle ore di punta e da un'alimentazione per mezzo di strumenti di accumulo nelle ore notturne.

L'immagazzinamento dell'energia viene di regola realizzato ricorrendo ad accumulatori di tipo elettrochimico. Le batterie inoltre permettono di ottimizzare l'accoppiamento tra generatore fotovoltaico e impianto.

Le caratteristiche dell'accumulatore dovranno essere le seguenti:

- Elevata efficienza
- Lunga durata
- Buona resistenza alle escursioni termiche
- Bassa manutenzione
- Ridotta autoscarica (a causa dell'inattività dell'impianto che in alcuni casi dura mesi)

Gli accumulatori generalmente utilizzati sono del tipo piombo-acido che per alcune caratteristiche sono simili a quelle utilizzate nella trazione. Possiedono ottimi rapporti prestazioni/prezzo rispetto alle altre batterie anche se va sottolineato che il sistema di accumulo risulta essere il componente dell'impianto più costoso e meno duraturo. Ad esempio, sempre considerando le batterie al piombo-acido, esse richiedono una costante e dunque dispendiosa manutenzione. Per ovviare a questo inconveniente si è sostituito in tali batterie l'elettrolita liquido con un elettrolita gel.

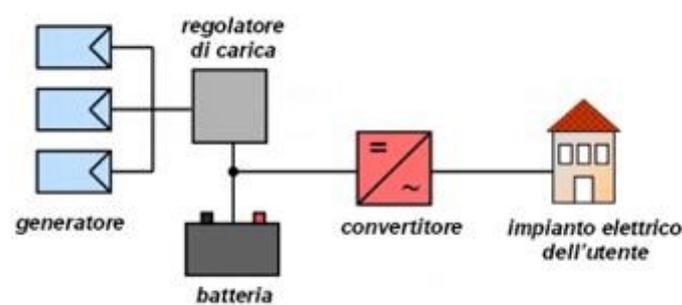
Ovviamente ciò comporta un aumento del costo e anche l'introduzione di regolatori in grado di gestirne la carica.

Altri tipi di batterie sono quelle al nichel-cadmio che sono caratterizzate da una vita utile maggiore rispetto alle piombo-acido. Tuttavia possiedono un'autoscarica maggiore, oltre a contenere cadmio che risulta inquinante per l'ambiente. Infine le taglie disponibili sono inferiori a quelle delle batterie al piombo rendendole sfruttabili solamente per impianti di piccola taglia.

Le batterie più idonee ad applicazioni fotovoltaiche sono quelle a piastre tubolari. Esse sono costituite da piastre positive tubolari e piastre negative grigliate con materia attiva riportata. Il piombo in esse utilizzato contiene piccole concentrazioni di antimonio per facilitarne la fabbricazione e ridurre l'autoscarica. Fra le piastre viene infilato un setto poroso.

L'insieme di queste viene poi alloggiato in vasi di ebanite o materiale plastico. L'elettrolita verrà infine posizionato in un vaso esterno al pacco di piastre a cui saranno collegate le polarità.

Un altro elemento che influenza notevolmente le prestazioni di un sistema stand-alone è il regolatore di carica. La sua principale funzione è quella di proteggere l'accumulo da sovraccarichi ed eccessive scariche in modo da aumentare la vita utile dell'impianto.

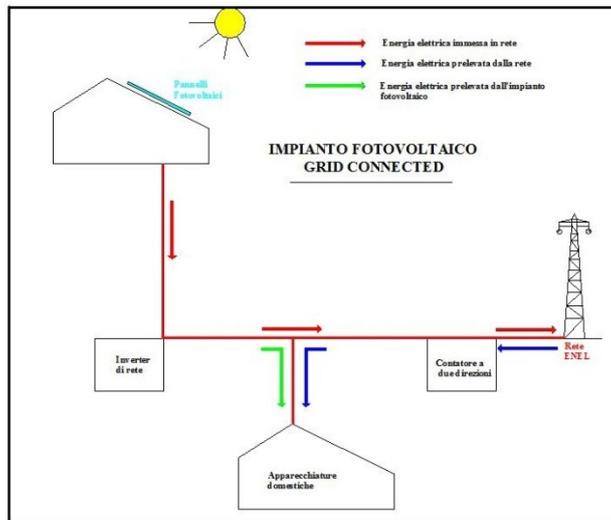


schema di principio di un impianto stand-alone

Figura 6.1 – esempio di impianto stand-alone

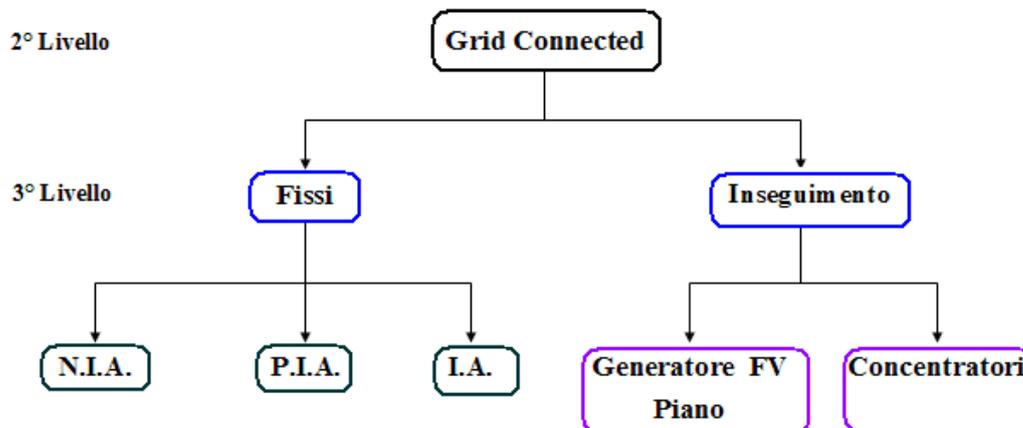
6.2 L'impianto grid-connected

Questa terminologia designa invece un impianto connesso alla rete elettrica. Non saranno dunque necessarie batterie in quanto il "sistema di accumulo" è svolto dalla rete stessa che riceverà energia nelle ore in cui l'impianto è produttivo e viceversa la fornirà nelle ore in cui il sistema è passivo. Sono impianti generalmente di contenuta potenza (solo qualche kW) e necessitano della presenza di un inverter per trasformare la corrente da continua in alternata.



6.2 – Esempio di impianto grid-connected

Possiamo fare un'ulteriore classificazione di questi tipi di generatori fotovoltaici:



Classificazione sistemi fotovoltaici – 2° e 3° livello

Figura 6.3 – Schematizzazione impianti grid-connected

Possono infatti far uso di sistemi a fissi o di sistemi a inseguimento.

Inoltre si possono definire i seguenti sottogruppi:

- Impianti N.I.A.: gli “impianti non integrati” sono tipicamente quelli con i moduli fotovoltaici posti al suolo; si considerano “non integrati” anche gli impianti con i moduli posti su strutture edili o di arredo urbano realizzati senza accorgimenti di carattere estetico per ottimizzarne l’integrazione architettonica.

- Impianti P.I.A: gli “impianti parzialmente integrati” sono essenzialmente quelli con i moduli installati su tetti o facciate di edifici in modo complanare alle superfici, senza sostituire i materiali di rivestimento delle superfici delle pareti o dei tetti.
- Impianti I.A: Gli “impianti integrati” sono quelli in cui i moduli fotovoltaici sostituiscono i materiali di rivestimento degli edifici, assumendone le funzioni. In questo caso i moduli sono installati al posto di tegole, vetri nelle facciate, elementi di balaustre e pannelli fonoassorbenti in barriere acustiche.

Nel caso di sistemi ad inseguimento i pannelli sono montati su strutture orientabili che hanno la funzione di diminuire l’incidenza dei raggi solari e massimizzare l’assorbimento. In questo modo la radiazione impatta perpendicolarmente sui moduli aumentandone la producibilità. Essi inoltre possono essere anche del tipo a concentrazione.

6.2.1 Sistemi a inseguimento solare

Per aumentare il livello di energia producibile bisogna minimizzare l’angolo di incidenza con cui la radiazione solare impatta sul piano dei moduli fotovoltaici. Per fare ciò i pannelli fotovoltaici vengono montati a bordo di sistemi che permettono di inseguire il moto apparente del sole sulla volta celeste.

E’ indispensabile ora definire due grandezze che descrivono la geometria dell’ irraggiamento solare. La prima (tilt), riguarda l’inclinazione della superficie captante, la seconda (azimuth) è definita come l’angolo che la proiezione della normale alla superficie sul piano orizzontale forma con la direzione sud. Con l’azimuth si considerano negativi i valori verso est e positivi quelli verso ovest. E’ molto importante definire anche una grandezza che tiene conto del fatto che l’irraggiamento non è sempre uguale durante le ore della giornata. Sono state dunque introdotte le ESH (equivalente sun hours): esse indicano quanti kWh/m² colpiscono una superficie piana in un giorno. Questo fattore è di indispensabile aiuto nel dimensionamento dei pannelli fotovoltaici e varia con la latitudine, col periodo dell’anno, con le condizioni metereologiche e ambientali. Per un utilizzo annuale dei pannelli il loro angolo di tilt dovrebbe essere pari alla latitudine del luogo dove sono installati e con un dimensionamento basato sull’ ESH del periodo peggiore di utilizzo (periodo invernale).

L'inseguimento solare può essere stagionale con il tracker che imprime degli spostamenti rotazionali al piano dei moduli sul tiltaggio al variare dei giorni e delle stagioni dell'anno.

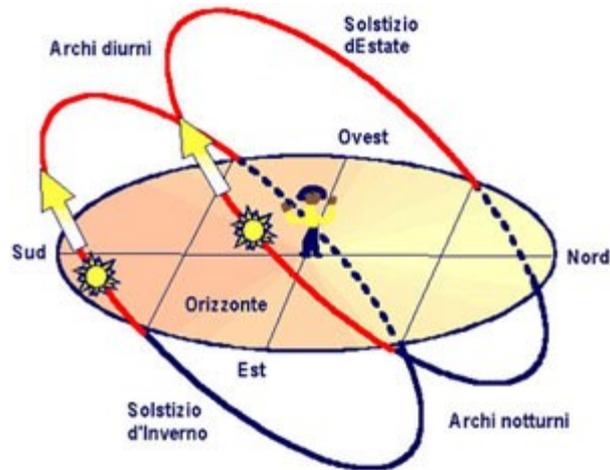


Figura 6.4 – Variazione dell'altezza solare in funzione della stagione

Come si vede dalla figura (figura 6.4) il sole allo zenit, nel solstizio d'estate perviene alla massima declinazione rispetto al piano dell'eclittica, nel solstizio d'inverno invece ne raggiunge la minima.

L'altra modalità è di tipo giornaliero. In questo caso i pannelli subiscono spostamenti rotazionali sull'azimuth dall'alba al tramonto. Questo tipo di inseguimento è un ottimo compromesso per avere buona captazione dell'energia e bassi costi di realizzazione.

Con l'inseguimento solare quindi si possono avere significativi incrementi di producibilità. Esso risulta indispensabile nel caso di sistemi a concentrazione, i quali hanno senso di esistere in funzione della sola componente diretta della radiazione solare.

La classificazione di questo tipo di impianti è basata su tre caratteristiche: alimentazione, logica di puntamento e gradi di libertà.

Il tipo di alimentazione definisce:

- SISTEMA PASSIVO: il movimento dei pannelli è funzione del controllo di pressione, volume e temperatura del liquido contenuto nel meccanismo a pistoni responsabile del movimento dei pannelli. Le variazioni dei valori di radiazione causano aumenti o diminuzioni di temperatura di tale liquido con conseguente cambio di volume che instaura un gradiente di pressioni tale da esercitare una forza dinamica sui pistoni. Conseguenza di ciò sarà il movimento dei pannelli. La variazione di temperatura è controllata in retroazione e ciò comporta un difetto nella risposta del controllo all'adeguamento istantaneo.
- SISTEMA ATTIVO: il movimento dei pannelli è attuato per mezzo di motori elettrici in corrente continua comandati da circuiti elettronici di controllo.

La logica di puntamento può invece essere basata su:

- SISTEMA DIGITALE: la posizione del sole sulla volta celeste è registrata mediante microchip con tabelle orarie delle relative posizioni apparenti.
- SISTEMA ANALOGICO: la variazione di posizione dei pannelli è regolata da una centralina a sensori di intensità luminosa in grado di rilevare la posizione del sole e appunto spostare di conseguenza i moduli.

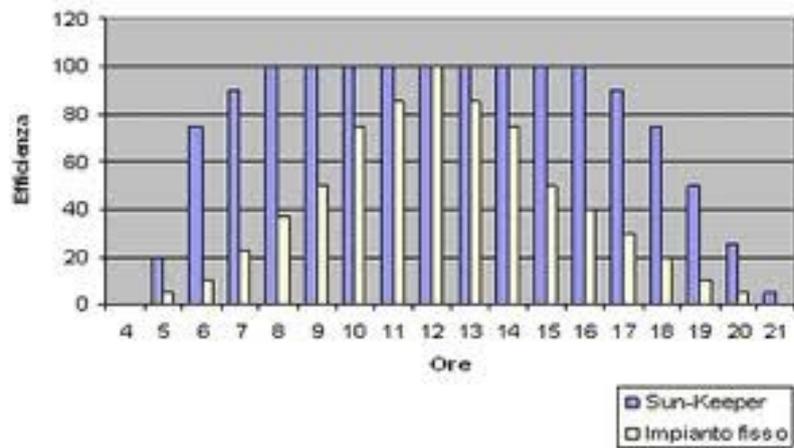
Per quanto invece riguarda i gradi di libertà essi possono essere uno o due. In entrambi i casi nel dimensionamento dell'impianto bisogna tener conto del massimo angolo di rotazione durante l'inseguimento e dello spazio tra le file di pannelli.

Il controllo meccanico e la strategia di inseguimento possono essere di due tipi:

- TRACKING: consiste nel seguire il moto apparente del sole massimizzando l'energia assorbita. I pannelli partono alla mattina in posizione di massimo angolo di rotazione. Uno svantaggio di tale metodo consiste nell'ombreggiamento reciproco dei pannelli soprattutto nelle prime e ultime ore del giorno a causa dell'elevata inclinazione. Per ovviare a tale problema bisogna aumentare la distanza reciproca dei filamenti.
- BACKTRACKING: questa tecnica viene adottata in siti nei quali la superficie lorda dell'impianto deve essere minimizzata. All'alba i pannelli vengono posti con basso angolo di inclinazione se non orizzontali. Da tale posizione i moduli cominciano a contro-inseguire il sole e i servomotori dell'impianto fanno in modo di calibrare gli spostamenti rotazionali al fine di evitare il mutuo ombreggiamento. Il contro-inseguimento termina non appena il sole raggiunge una posizione abbastanza elevata nel cielo da permettere di passare al tracking senza problemi di ombreggiamento. La stessa procedura viene applicata al tramonto.

I pannelli vengono anche dotati di un processore che calcola l'angolo di inseguimento ottimale e per evitare ripetute accensioni dei motori elettrici, che possono causare usura, questi vengono azionati solamente quando lo scarto è superiore ai 2°.

L'introduzione di sistemi ad inseguimento permette di aumentare l'energia assorbita in particolare nelle prime e ultime ore della giornata nelle quali con sistemi fissi si nota una notevole differenza.



6.5 – Confronto dell'efficienza tra strutture a inseguimento e strutture fisse

CAPITOLO 7

Regolatori di carica e convertitori statici

Tralasciando la descrizione delle batterie già approfondita nel capitolo precedente passiamo ora a parlare di due dispositivi che oltre agli accumulatori sono indispensabili all'interno di un impianto fotovoltaico.

7.1 Regolatori di carica

Soprattutto nel caso di sistemi stand-alone, le prestazioni di un sistema fotovoltaico sono molto influenzate dal tipo di regolazione di carica e dall'accoppiamento scelto tra regolatore e generatore. La funzione principale di un regolatore è quella di proteggere l'accumulo da sovraccarichi e da eccessive scariche in modo da farlo lavorare in un intervallo di tensioni adeguato all'utilizzo. Ovviamente si deve controbilanciare caratteristiche di affidabilità e semplicità costruttiva.

La prima suddivisione viene fatta sulla taglia dell'impianto: per correnti inferiori ai 30-40 A (tensioni tra 12-24 V) si utilizzano regolatori totalmente elettronici, mentre per generatori di dimensioni maggiori ricorriamo a controllo elettronico e attuazione elettromeccanica.

Fra i possibili metodi di regolazione che possiamo avere ci sono:

- **AUTOREGOLAZIONE:** si ha un accoppiamento diretto tra generatore e batteria. Durante la fase di carica della batteria, il punto di lavoro dell'accoppiamento si sposta lungo la caratteristica V-I del generatore. La tensione tenderà ad avvicinarsi a quella a vuoto e le correnti saranno sempre più basse. Tale tipo di regolazione risulta conveniente quando: la temperatura ambiente non subisce grandi variazioni stagionali e quando il carico elettrico, presente con una certa regolarità, consente escursioni sensibili alla tensione di alimentazione. Nell'autoregolazione è necessario prevedere un diodo di serie che previene la scarica dell'accumulatore durante la notte.
- **ON-OFF SERIE:** Quando il livello di carica della batteria supera un determinato valore, un apposito regolatore provvede al distacco del generatore. In maniera inversa quando la carica sarà inferiore ad un prestabilito valore, sempre lo stesso regolatore, ripristinerà il contatto tra batteria e generatore. Per evitare interventi troppo ravvicinati, potenzialmente nocivi al sistema, i valori di tensione massima e minima devono essere distanziati e permettere una certa isteresi nel funzionamento.

- ON-OFF PARALLELO: con l'ausilio di una resistenza si abbassa il livello di tensione della batteria quando questa supera un determinato valore. Si provoca l'abbassamento della tensione facendo scorrere la corrente di ingresso su tale resistenza di valore opportuno. Tale metodo risulta meno dannoso del precedente in quanto la corrente che il contattore deve interrompere è minore.
- ON-OFF A GRADINI: la permanenza a elevati valori di corrente in prossimità del livello di massima carica della batteria introduce errori nella stima amperometrica. La soluzione a tale problema è un distacco graduale del generatore fotovoltaico in prossimità della carica massima, con l'ausilio di un regolatore a gradini. Nella pratica esso non viene molto utilizzato in quanto si deve prevedere l'utilizzo di più contatori in ingresso.
- MPPT: questa regolazione si basa sull'utilizzo di un circuito interposto tra accumulo e generatore in grado di far lavorare l'impianto nel punto di massima potenza gestendo al contempo la carica della batteria interrompendo dunque il contatto al raggiungimento del punto di massima carica. Il controllo del sistema avviene con microprocessori e con dispositivi di commutazione a semiconduttori. Nonostante tale metodo permetta il pieno sfruttamento della potenza disponibile tali sistemi risultano poco usati soprattutto a causa della complessità del circuito d'ingresso.
- PWM (pulse width modulation): la regolazione della corrente è in questo caso ottenuta per mezzo di un treno di impulsi la cui durata dipende dal valore medio desiderato verso la batteria. Anche in questo caso si fa uso di dispositivi di commutazione a semiconduttore invece dei contattori elettromeccanici.
- REGOLATORI CARICA BATTERIE A TRE STADI: questi presentano appunto tre fasi di regolazione. Nella prima (bulk) avviene la carica della batteria a tensione costante, nella seconda (absorption) si mira a tenere per un certo tempo un livello di tensione superiore a quello di massima carica e infine nella terza (float) si mantiene il livello esatto di carica. Tale tipo di regolazione mira a risolvere il problema della solfatazione degli elettrodi che si manifesta a bassi livelli di carica della batteria.

7.2 Convertitori statici

I convertitori statici sono tutti quei dispositivi di potenza in grado di trasformare alcune grandezze elettriche in ingresso in altre che vengono messe a disposizione all'uscita. Ne esistono essenzialmente di quattro tipi:

- Raddrizzatori e alimentatori: permettono la conversione di corrente alternata in corrente continua.
- Chopper: permettono di variare il livello di tensione tra ingresso e uscita con corrente continua.
- Inverter: permettono il passaggio da corrente continua a corrente alternata.
- Cicloinvertitori: permettono la conversione della tensione alternata all'ingresso in tensione alternata all'uscita con valore di frequenza diverso.

I convertitori più usati nel fotovoltaico sono gli inverter.

7.2.1 Inverter

Anche in questo caso la distinzione prevede di dividere gli inverter tra quelli utilizzati in applicazioni stad-alone e quelli invece per installazioni grid-connected.

I convertitori per applicazioni isolate hanno la funzione di erogare ad un certo numero di carichi energia elettrica con caratteristiche quanto più simili a quelle della normale distribuzione in bassa tensione, regolandone dunque i valori di voltaggio e frequenza. Devono solitamente tollerare sovraccarichi dovuti all'avviamento di motori elettrici e lavorare sviluppando armoniche sufficientemente basse da non interferire con altri dispositivi elettrici.

I convertitori per applicazioni grid-connected invece per definizione lavorano in parallelo alla rete elettrica. Il loro obiettivo è convertire l'energia elettrica da corrente continua, sviluppata dai pannelli fotovoltaici, in corrente alternata da immettere nella linea elettrica.

Questi inverter non hanno più come punto di riferimento la tensione delle batterie, ma quella del generatore fotovoltaico. Ciò comporta un adattamento a variazioni molto più ampie e richiede un circuito inseguitore del punto di massima potenza sulla curva caratteristica del generatore. Le tensioni possono essere estremamente variabili. Si parte a valori non superiori a 100 V fino a spingersi frequentemente a 400 – 600 V per piccoli inverter o 800 – 900 V per convertitori di taglia maggiore. Maggiore è la tensione di ingresso minore sarà il numero di stringhe per ottenere la medesima potenza. Tuttavia tensioni troppo elevate possono comportare degli shock ed è opportuno non avvicinarsi troppo alla tensione massima di isolamento dei moduli fotovoltaici che per la maggior parte dei costruttori è tra i 600 – 800 V.

Gli inverter grid-connected devono inoltre sincronizzare i valori di tensione e frequenza all'uscita i quali vengono ovviamente imposti dalla rete. Esso si comporterà quindi come un generatore di

corrente alternata. La potenza di questi inverter parte da taglie di 100 W per arrivare anche a centinaia di kW.

Essi sono anche dotati di un dispositivo detto MPPT (maximum power point tracker), che ha lo scopo di individuare istante per istante il punto della curva caratteristica I-V nel quale risulta massimo il trasferimento di potenza verso il carico posto a valle.

Esistono anche inverter in grado di funzionare in parallelo alla rete elettrica mantenendo in carica una batteria. Questi vengono applicati in zone servite da reti elettriche non molto affidabili.

L'inverter si scollega dalla rete nel momento in cui questa risulta guasta o non affidabile, dopodichè modifica i suoi parametri per passare in modalità stand-alone e infine comincia a erogare energia ai carichi del proprio impianto convertendo energia prelevata dalle batterie e dal generatore fotovoltaico. Durante il funzionamento stand-alone le condizioni della rete elettrica vengono monitorate e nel momento in cui finisce il guasto o l'instabilità, si ripristinano le condizioni preesistenti.

Gli inverter più utilizzati elevano la tensione a circa 300 V_e tramite un ponte di conversione la trasformano in alternata. Il ponte di conversione possiede dei semiconduttori pilotati utilizzati come interruttori e dei transistor di commutazione. Facendo condurre e interdire i transistor a coppie si ottiene la conversione da corrente continua a corrente alternata. L'elevatore di tensione permette di lavorare a frequenze elevate (30-200 kHz) per poter diminuire le dimensioni dell'apparecchio. In uscita producono infine una forma d'onda sinusoidale modificata.

CAPITOLO 8

PROGETTAZIONE DI MASSIMA DELL'IMPIANTO

8.1 Ombreggiamento

Parliamo di ombreggiamenti clinometrici quando definiamo quelli dovuti a montagne, colline, alberi o edifici posti a distanza relativamente grande dal campo fotovoltaico. Ovviamente tale tipo di ombreggiamento non può essere mitigato una volta deciso il sito dell'impianto, ma va valutato preventivamente. Il calcolo delle perdite può essere fatto riportando il profilo dell'orizzontale, misurato con tacheometro, sul diagramma di altezze solari (il tacheometro è uno strumento per misurazione metrica e angolare). Esso può essere fatto mese per mese ipotizzando che l'energia irradiata sul piano dei moduli sia proporzionale all'area sottesa dalle curve di altezza solare. L'energia disponibile viene considerata l'area sottesa dalle curve di altezza solare. Per un calcolo rigoroso è necessario introdurre anche gli effetti dell'orientamento dei pannelli.

Un altro tipo di ombreggiamento è quello locale dovuto ai medesimi fattori di quello clinometrico ma posti nelle vicinanze del campo. In questo esso non risulta omogeneo ma va a concentrarsi su pochi moduli o su parte di essi. A differenza di quello clinometrico questo tipo di ombreggiamento può essere ridotto con un'accurata progettazione e disposizione dei pannelli.

Se una cella fotovoltaica viene parzialmente oscurata le altre celle in serie subiscono lo stesso abbassamento di corrente e si portano a un più basso livello di potenza. Siccome oltre alle celle anche i moduli che compongono una stringa sono collegati in serie, la perdita di potenza in percentuale di tutta la stringa è pari alla percentuale di area oscurata della cella più ombreggiata.

Se invece l'ombreggiamento della cella è completo e non parziale, essa non si comporta più come generatore bensì come resistenza, con dissipazione di calore per effetto joule. Per questo sono indispensabili i diodi descritti nei capitoli precedenti.

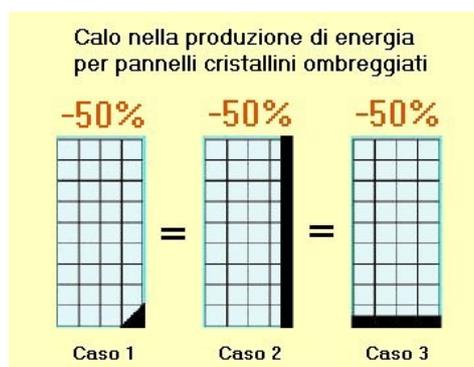


Figura 8.1 – Esempio di ombreggiamento locale

Per ridurre i fenomeni di ombreggiamento locale, ma soprattutto di auto-ombreggiamento è necessario ottimizzare il layout dell'impianto.

Con disposizione dei moduli su un piano in file parallele la distanza D tra una fila e l'altra è data dalla relazione:

$$D = L * \cos \beta * \left(1 + \frac{\tan \beta}{\tan \theta}\right)$$

Dove β indica l'inclinazione del modulo fotovoltaico rispetto l'orizzontale e θ l'inclinazione della radiazione incidente rispetto l'orizzontale.

8.2 Strutture di sostegno

Qualsiasi sia il tipo di tali strutture la progettazione di esse deve tener conto oltre al peso dei moduli anche delle sollecitazioni esterne.

Tradizionalmente tali strutture sono realizzate assemblando profili metallici a C o a L in acciaio zincato a caldo. Solitamente si utilizza Fe360, o Fe540 e negli ultimi anni anche alluminio.

I profili di acciaio zincato hanno un'ottima reperibilità e ottime prestazioni meccaniche in funzione del peso ma risultano di difficile lavorazione. Una volta poste in opera inoltre non devono subire successive lavorazioni a freddo o a caldo in quanto la successiva rinzatura non garantisce affidabilità nel tempo. Nei punti di giunzione di materiali differenti è inoltre necessario prevedere il manifestarsi di azioni corrosive di tipo galvanico. Ad esempio negli ambienti montani dove si ha l'abitudine di utilizzare lamiera grecate in rame, l'accostamento di profili in acciaio zincato causa l'instaurarsi di due aree, una catodica e una anodica, con alte probabilità corrosive.

Altro materiale utilizzato è il legno il quale possiede grande lavorabilità soprattutto per la posa in opera e permette la realizzazione di impianti in aree con vincoli paesaggistici da rispettare.

Ovviamente le caratteristiche meccaniche sono inferiori all'acciaio, richiede una maggior manutenzione ma soprattutto sezioni con dimensionamenti maggiori che causano strutture di sostegno dall'aspetto goffo.

Un protagonista soprattutto per installazioni mobili o di piccola taglia è sicuramente l'alluminio. Esso però possiede caratteristiche meccaniche inferiori all'acciaio e un costo senza dubbio più elevato. Tuttavia ha il vantaggio della leggerezza e della maggior lavorabilità. Inoltre le pezzature di alluminio, essendo prodotte per estrusione, possiedono dimensioni perfettamente lineari a differenza dell'acciaio zincato che subisce un processo termico a caldo che ne causa una certa svergolatura. Per questo motivo l'alluminio risulta preferibile rispetto allo zincato in tutte quelle applicazioni in cui conta l'allineamento dei componenti (ad esempio strutture a pensilina).

Infine esistono anche soluzioni molto fantasiose che vale la pena di accennare. Alcuni moduli vengono direttamente ancorati al terreno su collinette alte 1-2 m con pendenza pari all'angolo di inclinazione. Altre strutture sono invece quelle a fune nei quali i pannelli vengono posati come panni stesi al sole.

Le strutture di sostegno sono dimensionate oltre che per sostenere il proprio peso anche per resistere ai carichi esterni che prevalentemente sono il vento e la neve.

8.2.1 Effetti del carico della neve

La normativa che gestisce questo campo di progettazione è la circolare del 4 luglio 1996. Essa fa dipendere il valore di progetto da 5 parametri:

- VALORE DI RIFERIMENTO DEL CARICO DELLA NEVE AL SUOLO: il territorio nazionale è stato diviso in tre aree ognuna con un particolare valore che dipende a sua volta dall'altitudine.
- COEFFICIENTE DI FORMA DELLA COPERTURA: viene fatta distinzione tra copertura a una due o più falde, differenza di inclinazione o coperture cilindriche.
- DISCONTINUITA' DI QUOTA DELLE COPERTURE: si tiene conto del fatto che con bruschi cambiamenti di quota possono verificarsi degli accumuli di neve.
- POSSIBILITA' DI ACCUMULO CONTRO PARETI VERTICALI: a causa della ridotta velocità dell'aria nella parete controvento possono verificarsi accumuli di neve.
- POSSIBILE ACCUMULO DI NEVE DALL'ESTREMITA' SPORGENTE DI UNA COPERTURA: riguarda gli aggetti obliqui realizzati con moduli fotovoltaici.
- CARICO DELLA NEVE SU PROTEZIONI PARANEVE ED ALTRI OSTACOLI SULLA COPERTURA: fattore importante nelle coperture a falda in quanto ostacola lo scivolamento della neve.

8.2.2 Effetti dell'azione del vento

Sempre nella circolare del 4 luglio 1996 si trovano indicazioni progettuali per trattare gli effetti dell'azione del vento.

Essa viene tradotta in pressione normale alla superficie dei moduli, che a seconda dell'esposizione può risultare positiva o negativa. Essa dipende da:

- PRESSIONE CINETICA DI RIFERIMENTO: come nel caso della neve il territorio è stato diviso in zone (in questo caso sono otto), ognuna delle quali possiede una propria velocità del vento di riferimento, dipendente anche dall'altitudine.

- COEFFICIENTE DI ESPOSIZIONE DI TOPOGRAFIA: ognuna delle otto zone inoltre è stata suddivisa ulteriormente in base alla presenza o meno di aree urbane e della distanza dalla costa. Tale coefficiente inoltre cambia valore in base al fatto che l'impianto sia realizzato su pendio, ciglio, o sommità di rilievo naturale.
- COEFFICIENTE DI FORMA O AERODINAMICO: tiene conto della differenza tra coperture piane, falde inclinate o curve, coperture multiple, tettoie o pensiline isolate.

8.2.3 Tipologie delle strutture di sostegno

Le strutture di sostegno tradizionali per la posa a terra possono essere a cavalletto o a palo.

Le strutture a cavalletto poggiano su superfici piane e consentono al progettista di disporre al meglio i moduli fotovoltaici in funzione dell'irraggiamento solare scegliendo l'orientazione più opportuna.

Tali strutture per impianti di qualche kilowatt risultano poco costose in quanto facili da trasportare e da montare in quanto data la leggerezza non necessitano di organi di movimentazione.

Il fissaggio al terreno del cavalletto avviene grazie a cordoli di fondazione, oppure zavorrando la struttura con elementi prefabbricati di calcestruzzo di peso sufficiente.

In quest'ultimo caso si sfrutta il risparmio dovuta alla non necessità di opere civili come scavi e gettate. Infine è importante far notare che purtroppo gli impianti a cavalletto difficilmente consentono il raggiungimento di risultati estetici gradevoli.



Figura 8.2 – Esempio di struttura di sostegno a cavalletto

Un'alternativa alle strutture a cavalletto è quella delle strutture a palo dove il telaio portamoduli viene fissato su un palo costituito da uno o più tubi, a sezione circolare, sovrapposti.

Si ricorre a questa soluzione quando è necessario aumentare l'altezza del pannello dei moduli per sfuggire a problemi di ombreggiamento, o quando viene richiesto l'utilizzo di uno spazio ridotto a terra. Rispetto alla soluzione a cavalletto questo comporta aumento dei costi sia della parte metallica sia delle opere di fondazione.

Viene prediletta questa alternativa quando le coperture sono attraversate da travi o reti elettriche e non consentono installazioni di cavalletti.



Figura 8.3 – Esempio di struttura di sostegno a palo

8.2.4 Sistemi fotovoltaici integrati

Per sistemi fotovoltaici integrati si intendono quelle realizzazioni in cui l'elemento fotovoltaico risulta sostitutivo di un elemento di edilizia tradizionale. Tale integrazione deve però garantire durabilità, stabilità strutturale, manutenibilità oltre che un aspetto estetico soddisfacente. Inoltre questi interventi devono comunque assolvere, oltre che alla produzione di energia elettrica, anche ai compiti propri della struttura edilizia che integrano. Dovranno dunque a seconda dei casi garantire: impermeabilizzazione, tenuta delle infiltrazioni, semitrasparenza, isolamento termico ed acustico.

I moduli fotovoltaici tradizionali non sempre assolvono a tali requisiti, ad esempio non sempre risultano calpestabili e dunque non risulta facile la loro manutenzione.

Un esempio di sistema integrato è il tetto fotovoltaico il quale si avvale di due soluzioni: le tegole fotovoltaiche e il sistema di copertura attiva. Nel primo caso il mercato propone prodotti

fotovoltaici che assomigliano a vere e proprie tegole. Il vantaggio principale sta nella somiglianza con il prodotto tradizionale, mentre il punto negativo consiste nel montaggio e nel cablaggio elettrico del sistema.

I sistemi di copertura attiva invece consistono in pannelli fotovoltaici con sagome studiate per sostituire o una singola tegola o molti tipi di tegola con varie dimensioni. Il problema principale consiste nella posa e impermeabilizzazione della copertura.

8.3 Effetto della temperatura

La temperatura influenza sia la tensione che la corrente e di conseguenza la grandezza derivata delle seguenti: la potenza.

Dunque nella progettazione dell'impianto fotovoltaico è importante tenerne conto.

Le due situazioni limite sono quando si raggiunge la temperatura limite inferiore e quella limite superiore. Quella inferiore è riscontrata d'inverno al sorgere del sole in giornate terse dal freddo intenso. Quella superiore al contrario viene registrata in una giornata estiva molto calda, senza circolazione d'aria con irraggiamento pari a 1000 W/m².

Le due temperature vengono poi tabulate e riferite alle varie regioni italiane in modo da avere un database necessario alla progettazione.

8.4 Efficienza di un impianto e fattori di perdita

Per il calcolo dell'efficienza totale dell'impianto bisogna tener conto dei fattori di perdita riassumibili nelle seguenti categorie:

- **PERDITE PER TEMPERATURA:** sono dovute alla riduzione del potenziale elettrico della cella fotovoltaica all'aumentare della sua temperatura che porta la curva caratteristica verso valori di tensione più bassi. Essendo la potenza una grandezza derivata e in particolare uguale al prodotto di tensione e corrente tale schiacciamento della curva comporta una riduzione della potenza erogata nel punto di massima potenza. Tale perdita rispetto alle condizioni standard è circa dello 0,3 – 0,5 %/°C. Per un'analisi più dettagliata andrebbe ricavata la temperatura di equilibrio tra l'energia irraggiata sul piano dei moduli non convertita in elettricità e quella persa per conduzione e conversione nell'ambiente circostante. Tale analisi risulta dispendiosa e difficile dunque si correla la perdita alla temperatura media annua dell'impianto:

$$Perdita = 4\% + \frac{T_{media} (^{\circ}C) - 13,0}{2} \%$$

Per sistemi a inseguimento dato che la temperatura media di utilizzo è più elevata si conviene aumentare le perdite stimate dell' 1 – 1,5 %.

- **PERDITE PER RIFLESSIONE:** Sono perdite inevitabili e sono dovute alla quota parte di radiazione riflessa e dunque persa a causa del vetro posto a protezione delle celle fotovoltaiche. Sono stimabili intorno al 3% per sistemi fissi e circa 1,5% per sistemi ad inseguimento.
- **PERDITE A LIVELLO DI IRRAGGIAMENTO:** sono dovute a un irraggiamento troppo basso che causa tempi di inattività dell'inverter, in quanto il livello di energia è insufficiente ad attivare il convertitore statico. Questo accade nelle prime e ultime ore di sole o durante periodi nuvolosi. Tali perdite sono stimabili tra il 2 – 3% (in base alla latitudine) per sistemi fissi, e attorno all'1% per sistemi a inseguimento.
- **PERDITE PER SPORCAMENTO:** dovute a depositi e pulviscoli sul vetro protettivo delle celle. Per alcune installazioni possono arrivare addirittura al 6 – 7 %, tali da rendere necessaria una pianificazione della pulizia.
- **PERDITE PER MISMATCHING:** sono dovute alla non uniformità di prestazioni delle stringhe collegate in parallelo allo stesso gruppo di conversione, che causa un punto di massima potenza non coincidente. L'inverter dunque propone un punto di conversione tale da non consentire un pieno sfruttamento delle potenzialità del sistema. Tali perdite vengono annullate applicando un sistema di conversione di stringa o un inverter multistringa. In caso contrario si stimano attorno al 2% per impianti con meno di 5 stringhe e al 3% per impianti con un numero di stringhe in parallelo superiore.
- **PERDITE OHMICHE:** sono dovute alla dissipazione di energia sottoforma di calore per effetto joule nei cavi elettrici. In condizioni standard sono pari al 3 % e sono proporzionali alla lunghezza dei cablaggi che dunque è bene ridurre al minimo. Negli impianti a inseguimento, essendo maggiori le ore di lavoro in condizioni nominali, tali perdite risultano ridotte di un terzo.
- **PERDITE NEL SISTEMA DI CONVERSIONE:** dovute all'efficienza dell'inverter e del trasformatore. Esse vengono stimate come $1-\eta$ dove η rappresenta il rendimento europeo, ovvero una media pesata del rendimento in diverse condizioni di carico in base a quello che è il grado di utilizzazione generico dell'impianto. Esso deve essere dichiarato dal produttore e si attesta attorno al 95%.

- PERDITE PER OMBREGGIAMENTI LOCALI E CLINOMETRICI : non sono considerate perdite intrinseche del sistema ma sono dovute a fattori esterni all'impianto

L'efficienza globale sarà dunque data da:

$$\eta_{\text{globale}} = \prod (100 - \text{perdita}_i)$$

CAPITOLO 9

Il fotovoltaico in Italia

La storia degli incentivi sul fotovoltaico è partita in Italia nel 2001 quando il Ministero dell'Ambiente in collaborazione con le regioni attivò una politica di installazione di impianti fotovoltaici grid-connect denominata "10000 tetti fotovoltaici" con finanziamenti a fondo perduto fino a un massimo del 75% della spesa ammissibile.

A causa della mancanza di un piano energetico Nazionale ben definito, e della difficoltà nell'accedere al credito, questa incentivazione non ha avuto i risultati attesi che invece sono stati pienamente soddisfacenti in altri stati europei come Germania, Spagna e Olanda.

Successivamente nel 2005 si è passati a una nuova formula di incentivazione degli impianti fotovoltaici denominata "conto energia". A causa però di alcune limitazioni contenute in tale norma nemmeno questa manovra sortì i risultati voluti.

I problemi principali riguardavano un elevato numero di domande di accesso agli incentivi mai tradotte in effettivi impianti. Ulteriore problema erano le procedure per entrare nelle graduatorie GSE per l'installazione degli impianti le quali presentavano un numero chiuso annuo che veniva velocemente saturato.

Nel febbraio 2007 viene quindi varato il "secondo conto energia" con l'obiettivo mirato di semplificare notevolmente le procedure.

Esso prevede la fissazione di un obiettivo di 3000 MW da produrre con impianti fotovoltaici, dei quali 1200 incentivabili da subito ed il resto con provvedimenti successivi.

Inoltre stabilisce un incentivo di 0.36 €/kWh per grandi impianti che cresce fino a 0.49 €/kWh per impianti domestici, ai quali si aggiungeva il risparmio dovuto all'autoconsumo. Nella normativa inoltre si presta molta attenzione alle strutture pubbliche quali ospedali e scuole alle quali sarà concesso un aumento dell'incentivo pari al 5%.

Con tale piano si raggiunge il tetto dei 1200 MW prima dell'estate 2010.

Viene quindi stabilito di riconoscere gli incentivi del "secondo conto energia" ai soli soggetti che abbiano completato l'installazione dell'impianto entro il 31 dicembre 2010, e comunicato la fine lavori entro il 30 giugno 2011.

L'8 giugno 2010 viene emanato il "terzo conto energia" che prevede un taglio degli incentivi tra il 18 e il 20% ponendo per il 2011 il tetto di 1000 MW, per il 2012 e 2013 di 2000 MW con riduzioni

attorno al 6%. L'obiettivo era di arrivare al 2020 con un massimo di 8000 MW, ma già agli inizi di maggio 2011 questo decreto viene sostituito dal "quarto conto energia".

Un esempio di tariffe di tale decreto è il seguente (Figura 9.1):

		TARIFFA CORRISPONDENTE					
		A)		B)		C)	
Intervallo di potenza		Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2010 ed entro il 30 aprile 2011		Impianti entrati in esercizio in data successiva al 30 aprile 2011 ed entro il 31 agosto 2011		Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 agosto 2011 ed entro il 31 dicembre 2011	
		Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	Altri impianti fotovoltaici	Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	Altri impianti fotovoltaici	Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	Altri impianti fotovoltaici
[kW]		[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
$1 \leq P \leq 3$		0,401	0,358	0,390	0,345	0,380	0,333
$3 < P \leq 20$		0,372	0,334	0,357	0,319	0,342	0,304
$20 < P \leq 200$		0,353	0,315	0,338	0,300	0,323	0,285
$200 < P \leq 1000$		0,348	0,304	0,331	0,285	0,314	0,266
$P > 1000$		0,337	0,298	0,316	0,277	0,295	0,257

Figura 9.1 – tariffe quarto conto energia

Il 5 luglio 2012 infine si passa al "quinto conto energia" che tuttavia raggiunge la soglia dei 6.7 miliardi di euro del costo indicativo cumulato annuo degli incentivi già il 6 giugno 2013. Per quanto stabilito dal decreto stesso esso viene bloccato il 6 luglio 2013.

In tale data gli impianti che hanno presentato la richiesta d'incentivazione sono stati 531.242, per una potenza complessiva pari a 18.217 MW e di questi, 4.779 per una potenza complessiva di 1.136 MW e un costo indicativo annuo di 94 milioni di euro, sono iscritti nei Registri in posizione utile ma non ancora entrati in esercizio. Con tutta probabilità non ci sarà un nuovo Conto Energia: per arrivare alla cosiddetta «grid parity» (cioè energia da fonte fotovoltaica con costo uguale o inferiore a quella prodotta dalla rete elettrica) il mercato potrà contare solamente sul bonus fiscale del 36% per il recupero (50% fino al 31 dicembre 2013), oltre agli sconti per lo scambio sul posto già vigenti.

CONCLUSIONI

L'evoluzione del fotovoltaico ha reso tale tecnologia sempre più competitiva in Italia. Nei primi anni di diffusione l'installazione di questi sistemi non risultava conveniente economicamente ma soprattutto non dava sicurezze sulla durabilità dell'investimento. Attualmente invece le prospettive per il raggiungimento del grid parity sono molto ottimistiche. Nel 2015 infatti si prevede che il costo dell'energia prodotta da energie alternative sarà uguale a quello dell'energia prodotta da fonti tradizionali, ossia con combustibili fossili. Se pensiamo infatti che attualmente per produrre un kWh di energia elettrica vengono utilizzati l'equivalente di 2.56 kWh di combustibili fossili, ed emessi 500 g di anidride carbonica, possiamo capire come sia importante continuare nello sviluppo di energie alternative, che come detto sono illimitate e non inquinanti.

Non va sottovalutata anche la loro sovrabbondanza in quanto nel prossimo futuro la difficoltà di reperire combustibili fossili porterà a un loro rapido aumento di prezzo a livello mondiale, con conseguenze che in Italia i cittadini già capiscono. A tutti questi vantaggi possiamo aggiungere anche che gli impianti fotovoltaici attualmente hanno un grado di efficienza e una durata altamente competitiva anche data l'assenza di parti meccaniche in movimento.

Inoltre, e ciò è una considerazione molto importante per tutti gli studenti del mio campo, il settore delle energie alternative è sicuramente in continua espansione commerciale e rappresenta un valido bacino per la ricerca di lavoro e per la crescita personale.

BIBLIOGRAFIA

- Appunti del corso di chimica e materiali metallici
- F. Groppi, C. Zuccaro, 2008, Impianti solari fotovoltaici a norme CEI, Editoriale Delfino, Milano
- A. Caffarelli, G. de Simone, 2010, Principi e progettazione dei sistemi solari fotovoltaici, Maggioli Editore, Santarcangelo di Romagna
- S. Rota, 2006, Elettricità dal sole, Sandit libri, Albino

SITOGRAFIA

- <http://www.ilportaledelsole.it/>
- <http://www.glsolareenergy.com>
- <http://www.enerpoint.it>
- <http://www.gse.it>
- <http://www.ambiente-italia.com>
- <http://www.wikipedia.org>