

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

FACOLTA' DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA GESTIONALE



TESI DI LAUREA TRIENNALE

GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

RELATORE: Ch.mo Prof. MIRTO MOZZON
Ch.mo Prof. RINO A. MICHELIN

LAUREANDO: MARTA TOLOMIO

ANNO ACCADEMICO: 2010/2011

INDICE

1 introduzione.....	2
1.1 prime applicazioni.....	5
1.2 fotovoltaico in Italia.....	6
2 la radiazione solare.....	7
3 effetto fotovoltaico.....	10
3.1 modello atomico.....	10
3.2 teoria delle bande.....	10
3.3 conduttori, isolanti, semiconduttori.....	12
3.4 il silicio: strutture e caratteristiche.....	15
3.5 curva caratteristica e circuito equivalente.....	18
3.6 parametri di una cella.....	23
3.7 limitazioni della radiazione solare.....	27
4 le celle.....	28
4.1 tipologie di celle fotovoltaiche.....	28
4.2 celle al silicio.....	28
4.3 celle a film sottile.....	30
4.4 celle multigiunzione.....	31
4.5 celle organiche.....	32
5 impianti fotovoltaici.....	33
5.1 impianti stand-alone.....	34
5.2 impianti grid-connected.....	36
5.3 impianti ibridi.....	37
5.4 impianti ad inclinazione fissa.....	38
5.5 impianti ad inseguimento attivo.....	39
5.6 impianti ad inseguimento passivo.....	40
5.7 componenti di un impianto fotovoltaico.....	41
5.7.1 array fotovoltaico.....	41
5.7.2 convertitore statico.....	43
5.7.3 sistema di accumulo di energia.....	46
5.7.4 regolatore di carica.....	47
6 dimensionamento.....	49
6.1 scelta della potenza degli impianti e dei moduli.....	51
6.2 scelta della tensione.....	52
6.3 scelta dell'impianto e dell'inverter.....	53
6.4 batterie.....	54
7 analisi e osservazioni sugli aspetti ambientali del sistema fotovoltaico.....	55
7.1 metodologia generale.....	55
7.2 prospettive future.....	57
8 conclusioni.....	60
bibliografia.....	62
sitografia.....	63

1. INTRODUZIONE

Sono da considerarsi **energie rinnovabili** quelle forme di energia generate da fonti che per loro caratteristica intrinseca si rigenerano o non sono "esauribili" nella scala dei tempi "umani" e, per estensione, il cui utilizzo non pregiudica le risorse naturali per le generazioni future. Sono dunque generalmente considerate "fonti di energia rinnovabile" il Sole, il vento, il mare,, il calore della Terra, ovvero quelle fonti il cui utilizzo attuale non ne pregiudica la disponibilità nel futuro. Viceversa quelle fossili (petrolio, carbone, gas naturale) e nucleare (uranio, plutonio), sono da considerarsi limitate in un'ottica storica e pertanto appartenenti alla categoria delle risorse **non rinnovabili**.

Nel 2004, il consumo mondiale medio totale dell'umanità era pari a 15 TW ($= 1.5 \times 10^{13}$ W) che per un 86,5% proveniva dai combustibili fossili. Questo equivale a 0,5 ZJ ($= 5 \times 10^{20}$ Joule) per anno, anche se vi è un'incertezza di almeno il 10% nei valori del consumo energetico totale del mondo in quanto non tutte le economie del mondo tengono i registri dei loro consumi energetici con lo stesso rigore.

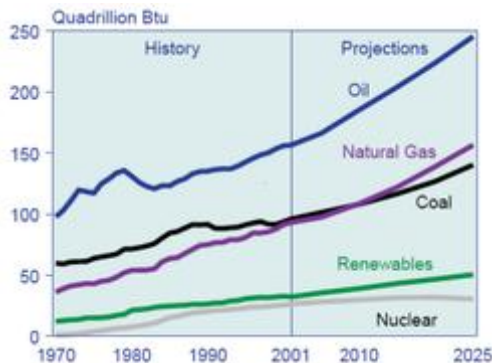


Figura 1.1: Consumo di energia mondiale, 1970-2025. Fonte: International Energy Outlook 2004.

L'utilizzo prevalente di combustibili fossili comporta diverse conseguenze ambientali, sociali e sanitarie. Il biossido di carbonio (CO_2), il monossido di carbonio (CO), il biossido di zolfo (SO_2), il biossido di azoto (NO_2) e le polveri sottili sono i principali inquinanti prodotti dalla combustione degli idrocarburi fossili. Questi gas inquinanti vengono immessi nell'atmosfera, causando effetti dannosi, come l'effetto serra, il buco

dell'ozono, le piogge acide, con conseguenti cambiamenti climatici a livello mondiale, il deterioramento degli ecosistemi e la perdita della biodiversità.

In sintesi le risorse non rinnovabili presentano tre problemi che rischiano di compromettere la possibilità delle generazioni future di soddisfare i propri bisogni:

- 1) le riserve globali di combustibili fossili non sono illimitate.
- 2) le riserve di combustibili fossili sono distribuite in modo diseguale nel nostro pianeta e soprattutto hanno un mercato inaffidabile, in quanto storicamente influenzato dalla politica e dall'economia, piuttosto che da fattori geologici.
- 3) la combustione delle risorse fossili comporta il surriscaldamento dell'atmosfera terrestre ed è corresponsabile dei cambiamenti climatici.

Fino al secolo scorso gli effetti sull'ambiente non erano né visibili né presi in considerazione. Oggi, con i ritmi impressionanti di produzione di energia, possiamo osservarne le conseguenze sull'ecosistema.

Queste analisi hanno portato alla stipulazione del **Protocollo di Kyoto** nel 1997, che ha formalizzato per la prima volta la necessità di ridurre le emissioni di gas serra, soprattutto di CO₂, principale causa dell'innalzamento della temperatura globale.

Il protocollo, a cui ha aderito anche l'Italia, ha stabilito i limiti emissivi da raggiungere entro il 2008-2012 (8% per l'Unione Europea e 6,5% per l'Italia). Purtroppo alcuni paesi non lo hanno sottoscritto, nonostante siano tra i maggiori produttori di CO₂.

La sottoscrizione iniziale dei paesi era un atto puramente formale. Soltanto la successiva ratifica dell'accordo da parte dei parlamenti nazionali formalizzava l'impegno del paese a ridurre le emissioni.

Dal protocollo di Kyoto erano esclusi i paesi in via di sviluppo per evitare di frapporre ulteriori barriere alla loro crescita economica. Un punto molto dibattuto e che trova ancora oggi il disaccordo degli Stati Uniti soprattutto per l'esclusione dagli impegni dei grandi paesi emergenti dell'Asia, India e Cina. I paesi non aderenti sono responsabili del 40% dell'emissione mondiale di gas serra.



Figura 1.2: adesione al Protocollo di Kyoto al febbraio 2009. In verde gli stati che hanno firmato e ratificato il trattato, in giallo gli stati che lo hanno firmato ma non ancora ratificato. Gli Stati Uniti hanno firmato ma hanno poi rifiutato di ratificare il trattato.

Il settore energetico attuale, quindi, sta subendo un periodo di transizione sia per la graduale ma inevitabile diminuzione delle riserve di combustibili fossili, sia per il loro impiego reso sempre più difficoltoso dalle citate questioni ambientali. Inoltre l'Environmental Protection Agency (EPA), l'Agenzia americana per l'Ambiente, ha certificato (2009) che il gas CO₂ emesso comporta seri rischi per la salute delle persone. Si tratta dunque di prendere provvedimenti che inevitabilmente andranno a condizionare alla base gli attuali modelli di produzione industriale e quelli riguardanti il consumo energetico. La Ricerca e l'opinione pubblica, dunque, si stanno indirizzando verso un futuro energetico basato su **fonti alternative**.

Attualmente l'energia elettrica è la forma di energia più sfruttata. I consumi di elettricità, infatti, continuano a crescere così come aumentano le sue tipologie di impiego. Essa, però, è una fonte secondaria (non primaria come il calore, l'energia luminosa o il petrolio). Si dice che è un **vettore energetico**: è facilmente trasportabile ed utilizzabile, versatile, non vincolata dalla presenza di grandi macchine con trasmissioni meccaniche. Il principale problema è la sua produzione, che oggi avviene principalmente in grandi centrali termoelettriche, con calore prelevato dalla combustione del petrolio, a rendimenti abbastanza bassi (circa il 40%), il resto è calore disperso nell'ambiente. La soluzione a tale problema fu scorta ancora nel lontano 1839 quando Alexander Edmond Becquerel riuscì a generare corrente elettrica irraggiando

una soluzione elettrolitica contenente due elettrodi di materiali diversi. Nel 1873 Willoughby Smith scoprì la fotoconducibilità del selenio. Il rendimento delle celle al selenio si aggira intorno all'1%. Oggi in laboratorio le celle al silicio raggiungono quasi il 40%. Nel 1883 Fritts descrive il funzionamento di una cella fotovoltaica. Si comprende che lo sfruttamento del Sole come fonte energetica era un'occasione che non poteva essere trascurata. L'energia solare, infatti, è illimitata, non costa ed è l'unica che in tutto il mondo può venir sfruttata in maniera decentralizzata, ovunque ve ne sia bisogno. L'effetto fotovoltaico è il processo di conversione della radiazione solare in una corrente continua di elettroni. Un **impianto fotovoltaico**, è un impianto elettrico che sfrutta l'energia solare per produrre energia elettrica mediante effetto fotovoltaico. Esso non inquina, non fa rumore, non richiede trasporto di combustibile, non deturpa il paesaggio, non produce scorie o cattivi odori, si presta egregiamente per l'integrazione architettonica e i costi d'installazione sono supportati da una crescente resa energetica. Il principale ostacolo all'installazione di questo tipo di impianti è stato, per lungo tempo, l'alto costo degli impianti stessi e di conseguenza dell'energia prodotta. Tali limiti sono stati largamente compensati negli ultimi anni dalla produzione in più larga scala, conseguenza diretta dell'incentivazione offerta alla produzione di energia solare che ha portato ad un sostanziale abbattimento dei costi. Questo spiega il motivo per cui il settore attualmente attragga investimenti ad un tasso di crescita senza precedenti.

1.1. Prime applicazioni

I pionieri delle applicazioni della cella solare, anche a causa degli elevati costi iniziali della tecnologia, furono l'aeronautica e l'esercito USA che da subito seguirono il suo sviluppo presso i laboratori Bell. La nuova fonte energetica sembrava infatti ideale per alimentare satelliti artificiali orbitanti attorno alla terra.

Il 17 marzo 1958 venne lanciato in orbita il satellite **Vanguard 1**, il primo ad essere alimentato da un sistema a due sorgenti: batterie chimiche e celle solari al silicio. Mentre le batterie si esaurirono dopo una settimana circa, le celle solari continuarono a funzionare per anni. In pochi anni il fotovoltaico passò a fornire elettricità alla maggioranza dei satelliti americani e sovietici, fino a diventare la principale fonte di energia tutt'ora utilizzata a tali applicazioni.

La tecnologia invece continuò a rimanere troppo costosa per usi terrestri, e lo rimase fino ai primi anni Settanta, quando Elliot Berman, progettò un modulo solare notevolmente più economico.

La prima importante applicazione di celle solari per uso terrestre fu presso l'industria petrolifera, che se ne servì in luoghi non coperti da linee elettriche: pannelli fotovoltaici vennero così usati al posto delle batterie, tossiche, ingombranti e dalla vita breve per alimentare luci di segnalazioni e per combattere la corrosione delle teste dei pozzi e dei condotti sulle piattaforme petrolifere.

1.2. Il fotovoltaico in Italia

Nell'agosto del '61, in occasione della prima Conferenza Internazionale delle Nazioni Unite sulle Fonti di Energia Nuove e Rinnovabili, svoltasi a Roma, vennero presentate numerose opere sullo stato dell'arte e sulle prospettive del fotovoltaico. Dopo la crisi petrolifera del 1973 il CNR cominciò a fabbricare celle solari, vennero fondate la *Solare S.p.a* e la *Helios Technology*, inizialmente nota come *Secies*.

Nel 1979, al Passo della Mandriola, nella comunità dell' appennino Cesenate, venne installato il primo impianto fotovoltaico italiano da 1 kW, frutto di una collaborazione tra l'istituto *LAMEL* del *CNR*, *l'ENEL*, la *Riva Calzoni* e la *Helios Technology*..

2. LA RADIAZIONE SOLARE

Per comprendere meglio che tipo di energia si sta cercando di sfruttare sul suolo terrestre vengono riportate alcune particolarità della sorgente principale.

Il Sole è la stella madre del sistema solare attorno alla quale orbitano gli otto pianeti principali, i pianeti nani, i loro satelliti, innumerevoli altri corpi minori e la polvere diffusa per lo spazio, che forma il mezzo interplanetario. Il Sole costituisce da solo il 99,8% della massa del sistema. Questa stella medio - piccola ha un volume di $1.41 \cdot 10^{27} \text{ m}^3$, una densità media di $1,4 \text{ ton/m}^3$ e quindi una massa di $1,98 \cdot 10^{27} \text{ ton}$. Ha un diametro di circa 1.393.000 km e compie una rotazione completa sul proprio asse ogni 25 giorni circa. La sua distanza media dalla Terra è di 149,6 milioni di km.

Il Sole è costituito da involucri concentrici e il più interno è il nucleo. Il nucleo è circondato da uno strato radiativo e poi da uno convettivo, che trasportano l'energia dal nucleo verso la fotosfera. La fotosfera insieme alla cromosfera e alla corona solare costituiscono la parte più esterna del Sole, quella a noi visibile.

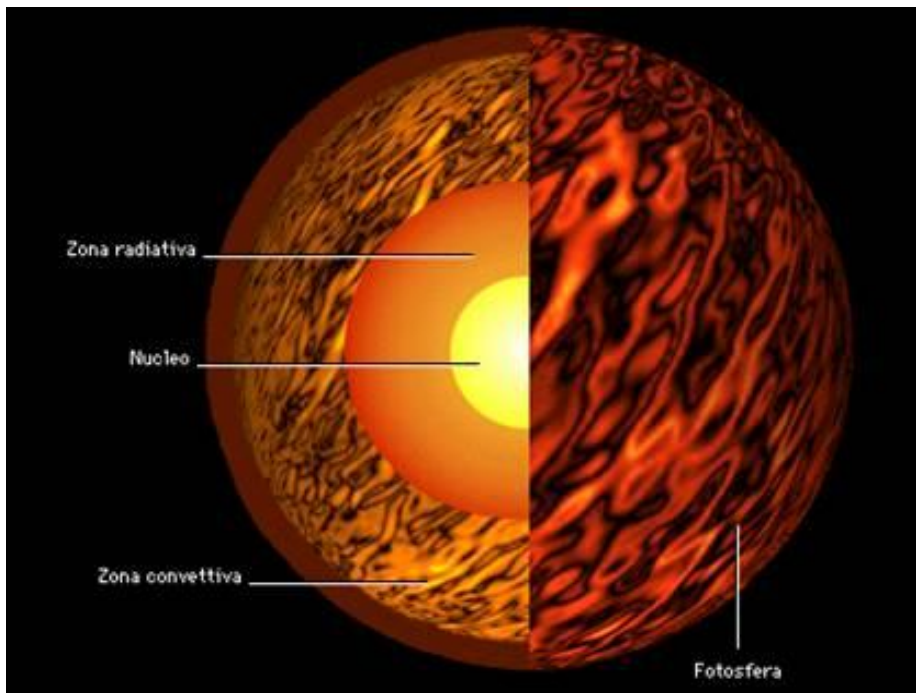


Figura 2.1: il Sole è costituito da involucri concentrici.

Il sole è costituito essenzialmente da **idrogeno** (circa il 74% della sua massa, il 92% del suo volume) ed **elio** (circa il 24-25% della massa, il 7% del volume), cui si

aggiungono altri elementi più pesanti presenti in tracce. Grazie principalmente alla pressione ed alla temperatura che si raggiungono nel suo nucleo, l'astro fonde l'idrogeno in elio; in realtà sono presenti varie reazioni, ma quella che s'innesca più facilmente nel nucleo solare è la fusione dell'idrogeno in elio perché possiede la temperatura di attivazione più bassa, quindi raggiungibile a concentrazioni gravitazionali minori. La fusione nucleare è il processo attraverso il quale si producono nuclei di elementi più pesanti a partire dalla fusione di due nuclei di elementi più leggeri. Ogni secondo, nel nucleo della stella, 600.000.000 tonnellate di idrogeno vengono convertite in 595.740.000 tonnellate di elio. Dopo questa trasformazione, 4.260.000 tonnellate di idrogeno (pari allo 0,75%) sembrano esser state perse; in realtà questa massa mancante si è trasformata direttamente in energia, ossia in radiazione elettromagnetica, secondo l'equazione massa-energia di Albert Einstein: $E=mc^2$. La reazione può essere quindi riassunta nella formula:



L'energia così prodotta viene poi trasmessa dagli strati più interni a quelli più esterni per conduzione, convezione e irraggiamento.

Il sole irraggia quindi energia sotto forma di radiazione elettromagnetica di lunghezza d'onda compresa tra 0,2 e 3 μm . Questa radiazione è composta da una componente visibile e da una non visibile. La parte visibile ha una lunghezza d'onda compresa tra 0,4 e 0,8 μm .

L'energia generata dal sole si manifesta sotto forma di flusso continuo di **fotoni** che partono dalla superficie del sole stesso e in circa 8 minuti e mezzo raggiungono la terra.

Ogni fotone che raggiunge la terra ha tutta l'energia che possedeva in partenza dal sole.

Tutta l'energia che arriva sopra l'atmosfera (costante solare) è pari a $1,92 \text{ cal/cm}^2 \times \text{min.} = \text{circa } 1,353 \text{ Kw/m}^2$

Il globo terrestre intercetta questa quantità di energia che si propaga dal sole in modo continuo sulla superficie che di volta in volta risulta esposta alla radiazione solare. Tuttavia, se si considerano la rotazione della terra sul proprio asse, l'inclinazione di quest'ultimo rispetto al piano su cui avviene il moto di rivoluzione, la dipendenza dalla latitudine e infine i fenomeni atmosferici che tendono a filtrare in misura diversa la radiazione solare, troviamo delle differenze evidenti a seconda della zona e del periodo

considerato. L'energia solare, quindi, non raggiunge la superficie terrestre in maniera costante, la sua quantità varia durante il giorno, da stagione a stagione e dipende dalla nuvolosità, dall'angolo di incidenza e dalla composizione delle superfici. La radiazione che riceve un metro quadrato di una superficie orizzontale è detta **radiazione globale** che include la **radiazione diretta** e quella **diffusa**. La radiazione diretta è quella che giunge direttamente dal sole, mentre la radiazione diffusa è quella riflessa dal cielo, dalle nuvole e da superfici riflettenti. La radiazione diretta si ha quindi solo quando il sole è visibile ed è circa dieci volte maggiore di quella diffusa, quando il sole è sulla verticale del luogo.

La radiazione diffusa eguaglia quella diretta quando il sole è vicino all'orizzonte. Nei giorni nuvolosi la radiazione diffusa supera in intensità la radiazione diretta.

Una superficie inclinata può ricevere, inoltre, la radiazione riflessa dal terreno o da specchi d'acqua o da altre superfici orizzontali. Tale contributo è chiamato **albedo**. Le proporzioni di radiazione diretta, diffusa ed albedo ricevuta da una superficie dipendono da:

- *Condizioni meteorologiche*

in una giornata nuvolosa la radiazione è quasi totalmente diffusa; in una giornata serena con clima secco predomina invece la componente diretta, che può arrivare fino al 90% della radiazione totale.

- *Inclinazione della superficie rispetto al piano orizzontale*

una superficie orizzontale riceve la massima radiazione diffusa e la minima riflessa, se non ci sono intorno oggetti a quota superiore a quella della superficie.

- *Presenza di superfici riflettenti*

il contributo maggiore alla riflessione è dato dalle superfici chiare; così la radiazione riflessa aumenta in inverno e diminuisce in estate per effetto di assorbimento dell'erba o del terreno.

Per raccogliere l'energia si devono utilizzare dei particolari strumenti, chiamati moduli fotovoltaici e pannelli termici, entrambi con funzionalità che dipendono da vari fattori: la latitudine del sito, l'esposizione dei moduli (angolo di tilt e angolo di azimut) e l'irraggiamento.

3. EFFETTO FOTOVOLTAICO

3.1. Il modello atomico

Il modello fisico dell'atomo che usiamo è quello proposto da Bohr, dimostratosi poi limitato. In questo modello l'interazione tra elettrone e nucleo è vista come un equilibrio di forze elettrostatiche (coulombiane) di attrazione, tra nucleo e elettrone, e centrifughe dovute alla velocità di rotazione dell'elettrone.

Questo equilibrio di forze può avvenire, secondo Planck, solo su alcune orbite ad ognuna delle quali corrisponde un livello di energia. Queste orbite con livelli fissi di energia valgono se l'atomo è isolato, mentre in un cristallo o in un materiale con molti atomi le orbite di atomi vicini si influenzano e creano, al crescere del numero di atomi, delle bande su cui gli elettroni possono stare.

La banda più esterna dell'atomo su cui risiedono gli elettroni si chiama **banda di valenza**. Questa banda contiene gli elettroni che facendo parte sia di un atomo che del suo vicino costituiscono il legame tra i due atomi. All'esterno della banda di valenza c'è la banda di conduzione, su cui vanno gli elettroni che si muovono all'interno del materiale e che, viaggiando, costituiscono la conduzione elettrica. I livelli energetici bande di valenza e di conduzione possono essere parzialmente sovrapposti. In questo caso gli elettroni normalmente fanno parte dell'orbita più esterna dell'atomo possono, senza incrementi di energia, passare alla banda di conduzione. Questo permette al materiale di muovere in continuità gli elettroni, e cioè il materiale è **conduttore**. Se invece la banda di valenza è separata da un forte gap energetico dalla banda di conduzione, allora questo fenomeno non accade e il materiale è **isolante**.

3.2 La teoria delle bande

Un cristallo *metallico* può essere considerato come una *molecola gigante* e, per la compattezza della sua struttura, sussistono le condizioni per cui si realizzi un'estesa sovrapposizione degli orbitali di valenza dei singoli atomi, così che gli orbitali molecolari risultanti siano completamente *delocalizzati* e si estendano su tutto il *reticolo*. Il *legame nei metalli* si può considerare pertanto come conseguenza della sovrapposizione degli orbitali *atomici di valenza di tutti gli* atomi che costituiscono il *reticolo per formare un insieme praticando di orbitali molecolari*. Questi orbitali delocalizzati che descrivono la distribuzione degli elettroni di valenza degli atomi nel

reticolo cristallino di un metallo sono generalmente designati col nome di *orbitali di Bloch*, dal nome dell'autore che per primo li introdusse, e la teoria di Bloch del legame metallico prende il nome di *teoria delle bande*.

Il concetto base di questa teoria è che gli orbitali molecolari di un cristallo differiscono da quelli propri di una molecola costituita da pochi atomi per una caratteristica molto importante, relativa cioè ai *livelli energetici* ad essi corrispondenti. Per rendercene conto, si immagini di costruire un reticolo cristallino di un metallo legando fra loro ad uno ad uno N atomi. Quando ad un primo atomo se ne aggiunge un secondo per formare l'ipotetica, i due orbitali di valenza dei due atomi si combinano insieme formando due orbitali molecolari ai quali corrispondono un livello energetico più basso ed uno più alto di quello relativo agli orbitali atomici originari. Tale procedimento può essere ripetuto per più atomi e si osserva che con ogni successiva addizione di un atomo si introduce un nuovo orbitale atomico e quindi un nuovo livello energetico, che è sempre vicino a quello degli orbitali atomici di partenza. Per un insieme di N atomi si avranno pertanto N orbitali molecolari e se N è dell'ordine del numero di Avogadro N_A , si otterrà un numero di orbitali molecolari e, quindi, di livelli energetici, dell'ordine di 10^{23} , così ravvicinati da costituire una *banda* praticamente *continua*. Si può osservare che, in generale, il processo di formazione delle bande di energia in un cristallo metallico coinvolge tutti gli orbitali atomici di ciascun atomo isolato. Quando gli atomi ad una distanza reciproca sufficientemente grande da non interagire, i loro livelli energetici corrispondono a quelli propri dell'orbitale dell'atomo isolato; tuttavia man mano che la distanza interatomica diminuisce, ogni livello origina una banda che si allarga all'aumentare della reciproca interazione. Tale allargamento può determinare anche la sovrapposizione delle bande generate dai diversi tipi di orbitali atomici.

La distribuzione degli elettroni nelle bande di un cristallo avviene cominciando dai livelli energetici più bassi seguendo il principio di esclusione di Pauli. Le fasce di energia tra le varie bande costituiscono sono un insieme di livelli energetici proibiti per gli elettroni del cristallo.

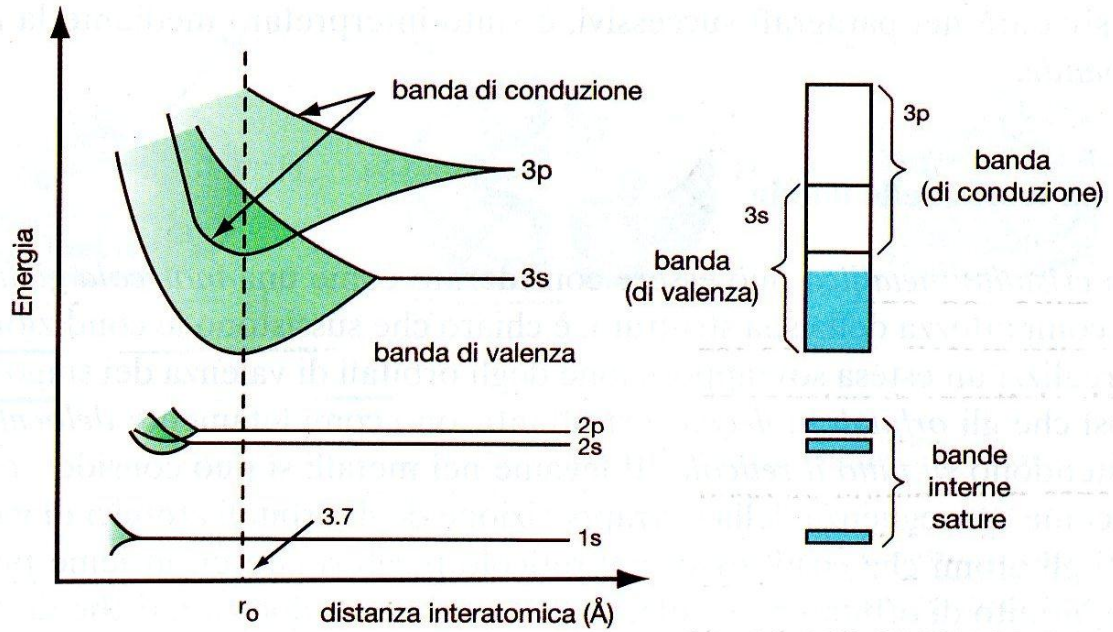


Figura 3.2.1 formazione delle bande di energia in un cristallo di sodio metallico; a destra è rappresentata schematicamente la successione delle bande alla distanza interatomica.

3.3. Conduttori, isolanti, semiconduttori

Il modello a bande può essere applicato a tutti i solidi cristallini, anche non metallici, ed è particolarmente efficace nel descrivere le loro proprietà di *conduttori* elettrici o di *isolanti*.

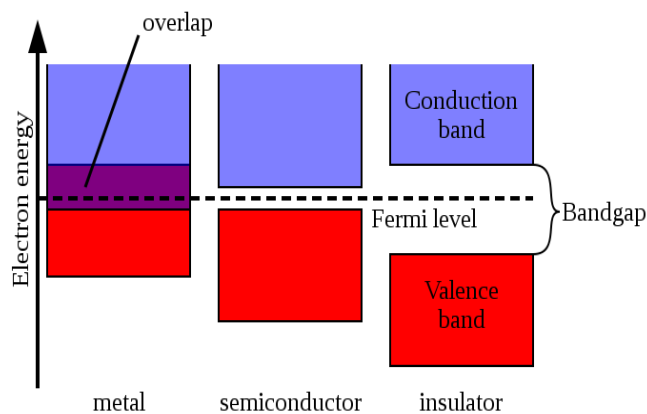


Figura 3.3.1: Rappresentazione di metalli, semimetalli e isolanti.

I metalli si manifestano con proprietà comuni, dette proprietà metalliche, come un'elevata conducibilità elettrica e termica, una bassa energia di prima ionizzazione, duttilità e malleabilità. Presentano alcune proprietà ottiche, quali la non trasparenza alla luce e la lucentezza. Presentano strutture cristalline molto compatte.

In generale, un conduttore (conduttore elettronico) è un cristallo caratterizzato da bande elettroniche di valenza solo parzialmente piene oppure sature a cui si sovrappongono bande vuote. Se si applica una differenza di potenziale tra due punti di un metallo, gli elettroni della banda di valenza possono quindi assumere valori energetici più elevati occupando così livelli vuoti della banda: ciò corrisponde al fatto che essi possono acquistare un'energia cinetica significativa e costituire, con il proprio movimento ordinato, una corrente elettrica. La banda del cristallo che presenta livelli energetici vuoti accessibili agli elettroni rendendo possibile la conduzione elettrica del metallo è perciò chiamata banda di conduzione. Occorre osservare che lo spostamento degli elettroni sotto l'influenza di un campo elettrico viene disturbato dalle vibrazioni degli atomi attorno alle loro posizioni di equilibrio; dal momento che tali vibrazioni aumentano all'aumentare della temperatura, si ha di conseguenza una parallela *diminuzione* della conducibilità elettrica dei metalli. Il modello a bande spiega inoltre altre proprietà metalliche, quali la riflessione della luce (lucentezza), caratteristiche delle superfici metalliche: gli elettroni, infatti, avendo a disposizione un gran numero di livelli energetici, distribuiti in modo praticamente continuo in certi intervalli, possono assorbire facilmente radiazioni luminose di tutte le frequenze, passando a livelli energetici superiori, e riemettono successivamente la luce assorbita ricadendo a livelli più bassi.

Nel caso degli *isolanti*, la *banda di valenza* è *satura* ed è separata dalla *banda di conduzione*, vuota, da un dislivello (*gap*) energetico molto elevato. Il *diamante* è, ad esempio, un eccellente *isolante elettrico* con una differenza energetica tra le due bande di circa 6 eV: tale dislivello fa sì che pochi elettroni abbiano una sufficiente energia per essere promossi alla banda di conduzione vuota, con il risultato che la sua conducibilità elettrica è trascurabile.

I *semiconduttori* hanno una struttura delle bande simile a quella degli isolanti, con la differenza però che il dislivello energetico tra la banda di valenza piena e quella di conduzione vuota è molto più piccolo, dell'ordine di 1 eV; semiconduttori tipici sono *silicio* e *germanio* aventi, rispettivamente, gap energetici di 1.1 e 0.7 eV .

Il meccanismo di conduzione elettrica nei semiconduttori puri (*semiconduttori intrinseci*) può essere spiegato nel seguente modo.

Il trasferimento di elettroni dalla banda di valenza a quella di conduzione può avvenire mediante irraggiamento (fotoconduzione) con trasferimento radiazione elettromagnetica di opportuna frequenza, cioè tale per cui $h\nu > AE$ (dove AE rappresenta il gap energetico del semiconduttore e ν la frequenza della radiazione incidente), o per eccitazione termica (termoconduzione). In presenza di un campo elettrico, gli elettroni nella banda di conduzione, essendo carichi negativamente, si muovono verso le zone a potenziale elettrico più alto; nella banda di valenza, in seguito al trasferimento di elettroni nella banda di conduzione rimangono delle lacune (o buchi) positive che si muovono, in presenza di . campo elettrico, verso le zone a potenziale elettrico più basso.

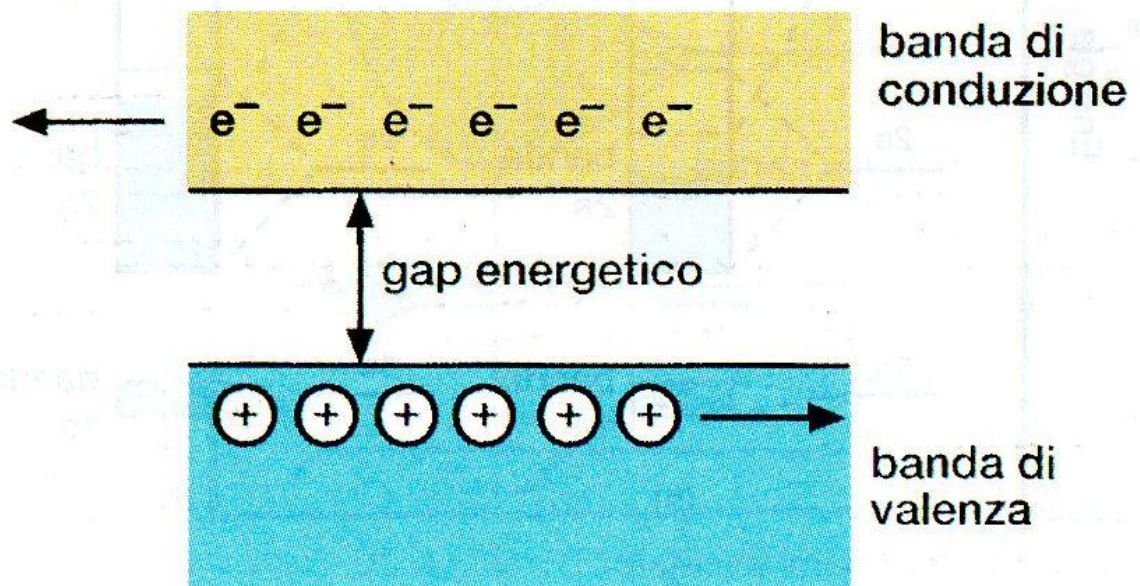


Figura 3.3.2: bande di energia e meccanismo della conduzione elettrica nei semiconduttori.

Per i semiconduttori la conducibilità elettrica, a differenza dei metalli, aumenta con la temperatura, dato che aumenta il numero di elettroni che, per eccitazione termica, vengono promossi dalla banda di valenza a quella di conduzione.

La maggior parte delle applicazioni tecnologiche dei semiconduttori riguardano materiali estrinseci o drogati.

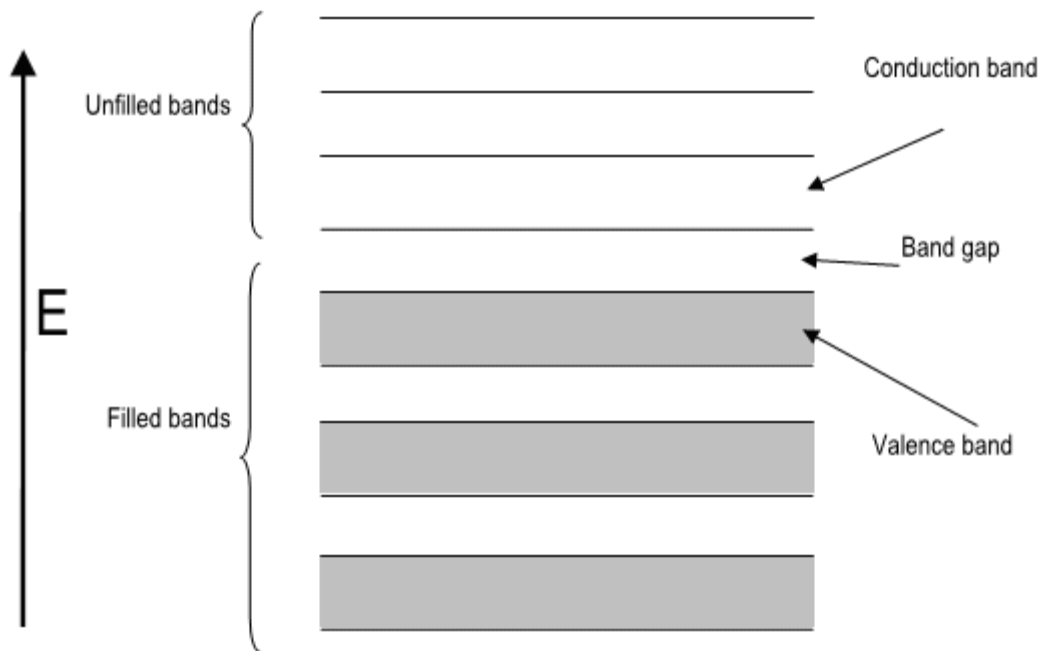


Figura 3.3.3: i semimetalli.

3.4. Il silicio: struttura e caratteristiche

La conversione della radiazione solare in energia elettrica avviene sfruttando l'effetto indotto da un flusso luminoso che investe un materiale semiconduttore (per esempio silicio) quando quest'ultimo incorpora su un lato atomi di drogante di tipo P (boro) e sull'altro atomi di tipo N (fosforo).

Per capire, almeno dal punto di vista qualitativo, come questo fenomeno possa avvenire, consideriamo il reticolo cristallino del silicio, nel quale ciascun atomo è circondato da altri quattro e nel quale ognuno di essi mette in comune uno dei suoi quattro elettroni di valenza, appartenenti alle orbite più esterne. In questo modo gli è possibile completare l'ottetto esterno e rendere quindi stabile la configurazione (nella realtà, essendo lo spazio tridimensionale, il reticolo assume la forma tetraedrica anziché quella quadrata utilizzata per la rappresentazione su un piano). Gli elettroni appartenenti alle orbite più interne sono invece fortemente legati al nucleo e pertanto non entrano in gioco nei legami con gli altri atomi e nella conduzione elettrica.

Tuttavia, in un reticolo, l'effetto della vicinanza di un gran numero di atomi uguali fa sì che dalla struttura a livelli si passi alla struttura a bande di energia, per effetto delle quali ciascun elettrone può essere in grado di occupare un qualsiasi livello energetico all'interno di ciascuna banda. La banda di valenza e quella di conduzione, come si può vedere sono tra loro separate da un gap di valore E_g , che nel silicio vale circa 1,12 eV a temperatura ambiente, e quindi affinché un elettrone possa "saltare" dalla banda

inferiore a quella superiore deve essergli fornita almeno tale energia, ad esempio sotto forma di energia fotoelettrica o termica. Quando ciò si verifica, l'elettrone, passato alla banda di conduzione, è libero di muoversi nel reticolo (almeno fino alla sua ricombinazione). In conclusione, nel reticolo di un cristallo di materiale semiconduttore la conduzione elettrica può avvenire a seguito del movimento degli elettroni nella banda di conduzione e delle lacune nella banda di valenza. Se all'interno del reticolo cristallino viene inserito un atomo che nell'orbita più esterna possiede 3 elettroni (ad esempio un atomo di boro) si ottiene la formazione di una lacuna nella banda di valenza), mentre se tale atomo possiede 5 elettroni esterni (ad esempio un atomo di fosforo) l'effetto risultante sarà di avere 1 elettrone in più. Nel primo caso l'atomo inserito è detto accettore e il semiconduttore diventa di tipo P, mentre nel secondo caso si è in presenza di un atomo donatore e il semiconduttore diventa di tipo N.

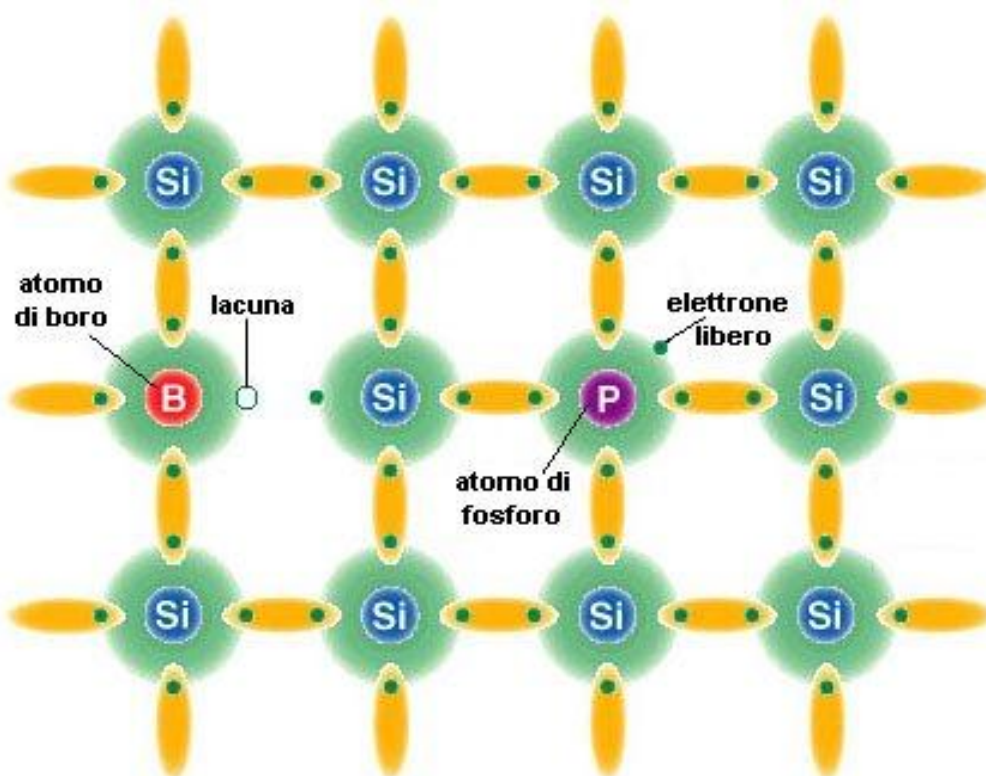


Figura 3.4.1: Rappresentazione di silicio drogato con fosforo e boro.

L'operazione di inserimento di atomi differenti nel reticolo si chiama drogaggio del semiconduttore e non può essere effettuato oltre una certa misura, al fine di non interferire troppo con la geometria del cristallo. Infatti, un drogaggio medio prevede che

vengano inseriti circa 10^{15} atomi di drogante per cm^2 nel reticolo del silicio, il quale contiene complessivamente $5 \cdot 10^{23}$ atomi; il rapporto risultante è quindi in questo caso dell'ordine di 1 atomo di drogante ogni 50 milioni di atomi di silicio. A titolo di confronto si consideri che, a temperatura ambiente, la concentrazione di elettroni nella banda di conduzione nel silicio intrinseco, cioè non drogato, è dell'ordine di 10^{10} elettroni/ cm^2 , per cui risulta essere di fatto il drogante a determinare l'effettiva conducibilità dei semiconduttori.

Queste cifre danno anche ragione del fatto che il silicio utilizzato nei circuiti a semiconduttori debba avere un grado di purezza estremamente elevato, anche se l'industria fotovoltaica tollera normalmente una maggiore percentuale di impurità rispetto a quella elettronica tradizionale. La conduzione elettrica nei due tipi di cristallo è sostanzialmente differente: mentre nel silicio di tipo P la conduzione avviene per effetto dello spostamento delle lacune nella banda di valenza, nel silicio di tipo N il moto delle cariche è dovuto agli elettroni in eccesso, appartenenti agli atomi donatori, che sono passati nella banda di conduzione. Poiché a temperatura ambiente tutti questi elettroni possono essere considerati già presenti nella banda di conduzione, si può dire che tutti gli atomi donatori concorrono alla conduzione elettrica in modo analogo a quanto avviene nei metalli. Se poniamo a contatto i due cristalli di silicio di tipo P e di tipo N otteniamo una giunzione P-N. Per diffusione, le lacune presenti nel cristallo P tenderanno a spostarsi in quello N, mentre gli elettroni liberi presenti nel cristallo N tenderanno a spostarsi in quello P. Tuttavia, questo fenomeno continua fintantoché il potenziale elettrico generato dallo spostamento di cariche non diventa tale da controbilanciare il moto di diffusione. Pertanto, in condizione di equilibrio la giunzione P-N è caratterizzata da una regione di confine, detta di carica spaziale o di svuotamento, in cui avviene lo scambio di cariche tra le porzioni di cristallo differenzialmente drogate e da un potenziale elettrico crescente da P verso N che si stabilizza al di fuori di tale regione.

La giunzione viene utilizzata in elettronica per realizzare il diodo a semiconduttore, ma nel contempo costituisce anche una cella fotovoltaica.

Nel caso del diodo, applicando un potenziale tra P e N (il positivo sul lato P e il negativo sul lato N) si osserva il passaggio di corrente elettrica, purché il potenziale applicato sia in grado di annullare il potenziale elettrico interno. Normalmente un diodo al silicio inizia a condurre significativamente quando la tensione ai suoi capi supera $0,6 \pm 0,7$ V, anche se il fenomeno è abbastanza graduale.

Viceversa, invertendo le polarità del generatore (il negativo sul lato P e il positivo sul lato N), il potenziale elettrico interno si somma con quello esterno, non consentendo

quindi il passaggio di cariche (a meno di una debole corrente di saturazione dovuta al formarsi di coppie elettrone/lacuna per effetto termico).

3.5 Curva caratteristica e circuito equivalente

La cella fotovoltaica può essere vista come un componente elettrico che cambia il suo comportamento a seconda delle condizioni in cui si trova: al buio è sostanzialmente un diodo di gran superficie, mentre esposto ai raggi solari si comporta da generatore di corrente. Il suo funzionamento può essere descritto dalla curva caratteristica I-V come in figura 3.5.1.

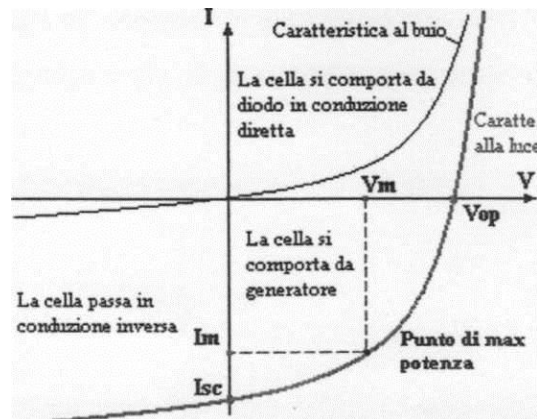


Figura 3.5.1: curva caratteristica di una cella fotovoltaica

Se si alimenta con potenziale positivo V il lato p (cioè introduciamo cariche positive al lato p, o cariche negative al lato n) non si ha passaggio di corrente per piccoli valori di V , perché il potenziale esterno viene contrastato dalla barriera del potenziale V_e generato dal doppio strato di cariche alla giunzione. Quando invece V tende a V_e , il dispositivo diviene un buon conduttore. La corrente è dovuta al moto di lacune entro il materiale p ed al moto di elettroni nel materiale n. Questi portatori di segno opposto si muovono verso la giunzione che possono ora attraversare visto che il potenziale esterno ha abbassato il valore del potenziale di contatto che su essa esisteva. Se invertiamo il segno del potenziale non si può avere invece conduzione. In questo caso, infatti, il potenziale esterno si somma a quello della barriera. Solo i portatori minoritari, ossia le lacune presenti nel materiale n e gli elettroni presenti nel p, sono facilitati dal maggior valore del potenziale di barriera ad attraversare la giunzione.

Poiché però la concentrazione dei portatori minoritari è sempre molto bassa, la corrente che si ha per polarizzazione inversa è estremamente modesta.

La corrente che passa nella cella nel caso di alimentazione con potenziale V è data dalla espressione della corrente che attraversa un diodo in conduzione diretta:

$$I_D = I_0(e^{qV/NKT} - 1)$$

dove:

q : carica elettrone

K : costante di Boltzman ($1.38 \cdot 10^{-23}$ J/°K) T :

temperatura (°K)

I_0 : costante che dipende dalle caratteristiche dei due semiconduttori

N : coefficiente compreso tra 1-h2, dipende dai fenomeni di generazione e ricombinazione che avvengono nella zona della carica spaziale (per un diodo ideale $N=1$)

La quantità $V_t = KT/q$ è chiamata potenziale termico. L'espressione analitica di I_0 è:

$$I_0 = A_0 T^3 e^{-E_g/KT}$$

A_0 : costante dipendente dal semiconduttore adottato.

Quando la cella viene illuminata con fotoni di frequenza $\nu > E_g/h$ la giunzione diviene sorgente di coppie elettrone-lacuna. La tensione ai capi della cella raggiunge, a circuito aperto, un valore (V_{op}) massimo mentre in questa

condizione la corrente del dispositivo è nulla. Se la cella è chiusa in corto circuito si misura una corrente massima denominata I_{cc} con una tensione nulla agli estremi.

Quando è presente un carico esterno, la corrente I_{cc} diminuisce di una quantità pari a I_d , di direzione opposta a quella generata dal processo fotovoltaico, questo perché con un carico esterno la cella diventa un diodo a cui viene applicata una tensione. Se scegliamo per convenzione che la fotocorrente sia positiva, la I_d è negativa. Il circuito equivalente della cella è:

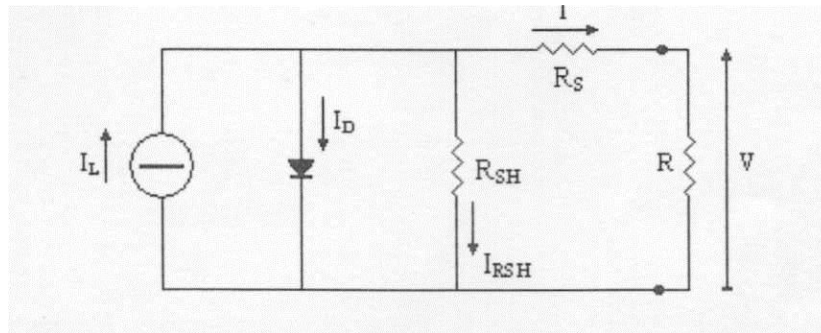


Figura 3.5.2: circuito equivalente di una cella fotovoltaica

La corrente I è quella generata dalla luce, la sua intensità è proporzionale al numero dei fotoni con frequenza $\nu > E_g/h$. La corrente I_d è quella che attraversa la giunzione della cella, la sua espressione come abbiamo già visto è data da:

$$I_D = I_0(e^{qV/NKT} - 1)$$

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

L'equazione caratteristica della cella illuminata diviene dunque:

$$I = I_L - I_D - I_{RSH} = I_L - I_0(e^{q(V - R_S I)/NKT} - 1) - (V + R_S I) / R_{SH}$$

Avendo a nostra disposizione l'espressione della corrente generata da una cella fotovoltaica illuminata, moltiplicandola per la sua tensione, ricaviamo la potenza generata e possiamo farne il grafico:

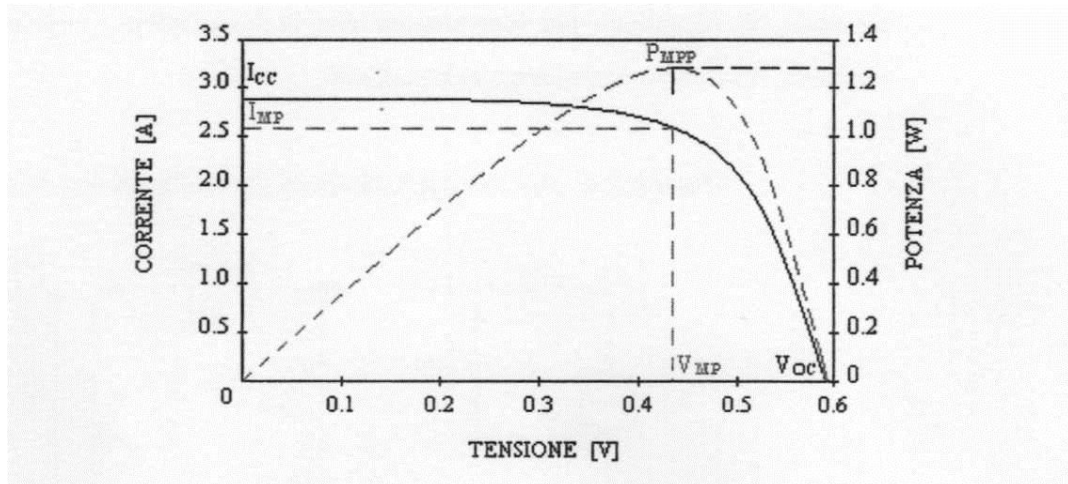


Figura 3.5.3: curve di potenza e corrente in funzione della tensione per una cella illuminata

Se come spesso accade R_s e R_{sh} sono trascurabili, V coincide col potenziale V_r che la cella trasmette al carico. Osservando la figura 3.5.3 possiamo individuare 3 zone della curva di corrente (curva nera), che corrispondono a tre regimi di funzionamento della cella. Nel primo tratto, con andamento più o meno orizzontale, la cella funge da generatore ideale di corrente, poiché la corrente rimane circa costante al variare della tensione. Nel tratto finale invece è la tensione a mantenersi all'incirca costante al variare della corrente, facendo così lavorare la cella come un generatore ideale di tensione. Nel tratto centrale infine, quello corrispondente al ginocchio della curva, si trova il punto per il quale è massimo il prodotto tra tensione e corrente di uscita, ossia è massima la potenza trasferita al carico. È questa la zona tipica di funzionamento delle celle, essendo infatti la più vantaggiosa. La corrente I_{cc} , per $V = 0$, è detta corrente di corto circuito (short circuit), ed è la massima corrente che la cella può erogare fissata l'illuminazione. Si dimostra che tale corrente è proporzionale all'irraggiamento. La differenza di potenziale che si ha ai capi della cella fotovoltaica, in condizione di circuito aperto, è indicata con V_{oc} (open circuit). Le variabili fondamentali che influiscono sulla caratteristica di una cella fotovoltaica, sono tre: l'intensità della radiazione solare, la temperatura e l'area della cella. L'intensità della corrente di corto circuito varia in modo proporzionale al variare dell'intensità dell'irraggiamento. Al contrario, l'intensità della radiazione solare, non ha un effetto rilevante sul valore della tensione a vuoto. Per questo la tensione a vuoto è presente con valori prossimi a quello massimo anche a bassi valori di radiazione solare. Come si vede dalla figura 3.9, la tensione a vuoto tra i casi di massimo e minimo valore d'irraggiamento varia tra $0.50 \div 0.60$ V.

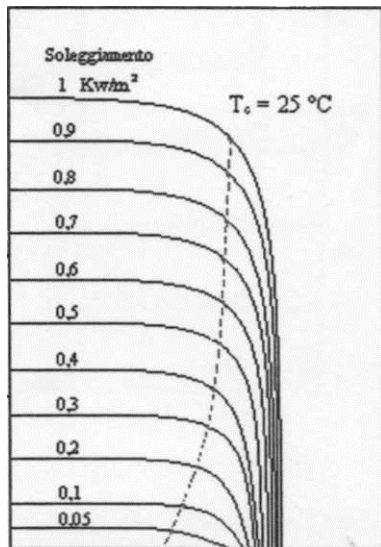


Figura 3.5.4: intensità di corrente prodotta per unità di area da una cella in diverse condizioni di soleggiamento

L'unico modo per evitare la presenza di tensione ai morsetti di un generatore fotovoltaico consiste nell'oscurare totalmente la superficie captante. Quando aumenta la temperatura della cella si registra una diminuzione della tensione a vuoto V_{oc} di circa $2.3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ e congiuntamente, un aumento della corrente di cortocircuito I_{CC} pari a circa $0.2\% / ^\circ\text{C}$.

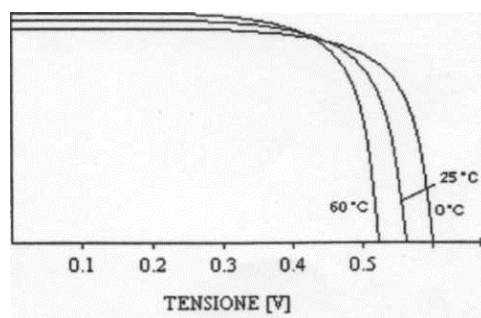


Figura 3.5.5: curve caratteristiche della cella per diversi valori di temperatura

I due fenomeni anche se di segno opposto si traducono in pratica in una diminuzione della potenza di picco valutabile intorno al 6-7% per ogni aumento di 10° C della temperatura delle celle.

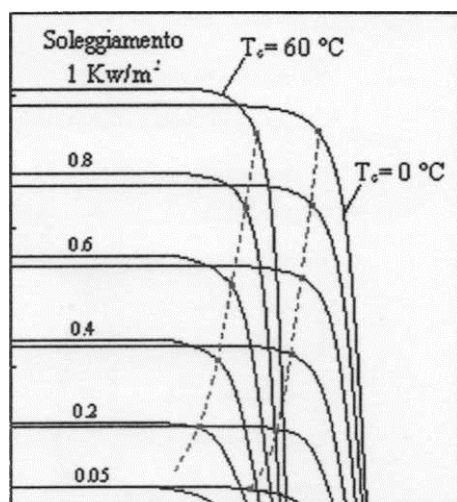


Figura 3.5.6: intensità di corrente prodotta per unità di area di una cella in funzione di temperatura e soleggiamento

Per quanto riguarda l'area della cella, si vede che non ha effetto sul valore della tensione a vuoto, ma ovviamente con maggior superficie si produrrà maggior corrente. Poiché la potenza di una cella fotovoltaica varia al variare della sua temperatura e della radiazione, per poter fare dei confronti sono state definite delle condizioni standard di collaudo (STC) sotto le quali la cella eroga in watt di picco (Wp). Tali condizioni includono una temperatura della cella di 25 °C, condizioni atmosferiche pari ad AM 1.5, l'intensità della radiazione di 1 Kw/m e la distribuzione dello spettro della luce.

3.6 Parametri di una cella

Il regime di funzionamento di una cella è quello in cui esso fornisce un determinato valore di potenza data dal prodotto $P = V \cdot I$, questa raggiunge il suo valor massimo nel cosiddetto punto di funzionamento della cella o punto di massima potenza. Tale punto è individuato da un determinato valore di tensione, V_m e di corrente I_m . Data perciò

una cella avente una propria caratteristica tensione-corrente, il carico (load) cui essa erogherà la massima potenza è dato da:

$$L_m = V_m / I_m$$

Altro parametro importante in un dispositivo fotovoltaico è il NOCT (Nominal Operative Cell Temperature) che rappresenta la temperatura di funzionamento nominale di una cella nelle seguenti condizioni: radiazione solare di 800 W/m^2 , temperatura ambiente di 20°C , funzionamento a vuoto e vento sulla cella di 1 m/s . Il valore del NOCT permette di calcolare la temperatura di lavoro di una cella mediante la seguente formula:

$$T_{\text{cell}} = T_{\text{amb}} + I_{\text{rr}} (\text{NOCT} - 20) / 800$$

dove I_{rr} è l'irraggiamento solare sul piano dei moduli.

Per una cella fotovoltaica è definito inoltre un fattore di riempimento, filling factor (FF), che esprime la "quadratura" della caratteristica V-I:

$$\text{FF} = I_m V_m / I_{\text{sc}} V_{\text{sc}}$$

Un altro parametro caratteristico della cella solare è l'efficienza di conversione η : è definita dal rapporto tra la potenza massima, per unità di superficie, fornita dalla cella stessa e l'intensità solare incidente sempre per unità di superficie.

Analiticamente la sua espressione è la seguente:

$$\eta = I_m V_m / E_{\text{in}}$$

Modificando l'espressione dell'efficienza con alcuni passaggi algebrici si arriva ad evidenziarne la dipendenza dal fattore di riempimento e dal tipo di materiale usato (attraverso l'energy gap). Mediamente il valore massimo dell'efficienza di conversione di una cella si trova tra il 20% ed il 25%. Questi limiti superiori dipendono da una serie di fattori, tra i quali spiccano le caratteristiche della radiazione solare ed il gap di banda proibita del semiconduttore. A questo punto può essere interessante analizzare con maggior dettaglio le perdite d'energia che si verificano nel semiconduttore.

Consideriamo l'energia solare che incide, con una certa intensità $E_{\text{incidente}}$, sulla superficie della cella:

- in primo luogo, solo il 76% di questa viene assorbita dalla cella, in quanto come abbiamo già osservato, solo i fotoni che hanno energia uguale o superiore al gap di banda proibita E_g possono essere assorbiti; i rimanenti fotoni non potendo contribuire alla rottura dei legami atomo-elettrone, attraversano semplicemente il semiconduttore;
- i fotoni che vengono assorbiti e che hanno energia superiore ad E_g , dissipano in calore l'eccesso e si stima che tale perdita sia intorno al 43%: il 43% del 77% di energia solare assorbita dalla cella corrisponde al 33% dell'energia solare incidente, per cui resta a questo punto solo il 44% dell'energia solare incidente;
- si perde circa il 7% in corrispondenza della giunzione. Questa perdita si può far dipendere dal cosiddetto fattore di tensione, definito come rapporto tra la tensione massima fornita dalla cella (V_{oc}) ed il gap di banda proibita E_g ;
- un'ulteriore perdita di energia (circa il 14%) è dovuto al fatto che in condizioni di massima potenza, la cella fornisce una corrente (I_m) ed una tensione (V_m) inferiore ai valori massimi, ossia rispetto a I_{sc} (corrente di corto circuito) ed a V_{oc} (tensione a circuito aperto); questa perdita di energia è collegata al fattore di riempimento FF. Resta a questo punto solo il 22% della radiazione solare;
- si ha una perdita del 5% per effetto della ricombinazione degli elettroni e delle lacune. Quando si libera un elettrone o si genera una lacuna non è detto che questi producano corrente perché è possibile che si ricombinino prima di essere inviati al carico;
- si perde il 1% per la riflessione dell'energia in prossimità dell'estremità superiore della cella;
- c'è infine una perdita dell' 1% causata dalla resistenza superficiale della cella.

Considerando tutte queste cause di dispersione, l'energia elettrica disponibile è pari appena al 16% dell'energia solare incidente. Si possono d'altra parte ottenere alcuni miglioramenti tramite una serie di accorgimenti tecnologici quali:

- un aumento d'efficienza della conversione si può ottenere riducendo il coefficiente di riflessione della radiazione solare. Scegliendo un opportuno materiale con cui ricoprire la faccia superiore della cella, si può ottenere un'adeguata riduzione della

riflessione coinvolgendo frequenze diverse a seconda del materiale scelto. Nella maggior parte dei casi si utilizza il biossido di titanio;

- un ulteriore miglioramento si ottiene ottimizzando l'effetto dell'assorbimento della luce da parte degli elettroni.

In primo luogo, una volta che la radiazione solare incide sulla faccia superiore della cella, essa penetra nel semiconduttore e viene in parte assorbita ed in parte dissipata; l'assorbimento, che coinvolge solo i fotoni con energia uguale o superiore al gap di banda proibita può essere quantificato dal cosiddetto coefficiente di assorbimento a . La frazione di energia incidente che viene assorbita è quantificabile come:

$$E_{\text{assorbita}} / E_{\text{incidente}} = 1 - e^{-ad}$$

dove d è la distanza che la radiazione percorre nel cristallo prima del completo assorbimento. Il caso ideale è quello in cui a a valore infinito (∞) nel qual caso tutta l'energia viene assorbita. Nella realtà a assume sempre un valore finito, dalla lunghezza d'onda della radiazione (k): per esempio, nel caso del Silicio alla temperatura di 300 °K, si è trovato che a raggiunge il suo valore massimo di circa 105, in corrispondenza di 0.4 μm ; si è anche trovato, sempre per il silicio, che il 50% dei fotoni di lunghezza d'onda di 0.8 μm è assorbito entro uno spessore di 7 μm dalla superficie. Al crescere di a , l'assorbimento della luce avviene sempre più vicino alla superficie (cioè per valori di d sempre più piccoli): allora, una volta stimato il valore di a e tenendo conto della lunghezza d'onda di interesse, basta ottimizzare la profondità della giunzione rispetto alla superficie della cella. Bisogna però tener conto anche di un altro fattore e cioè della ricombinazione degli elettroni: infatti, bisogna evitare, il più possibile, che la ricombinazione avvenga prima che gli elettroni siano separati dal campo elettrico interno alla giunzione, il che ridurre la corrente disponibile. Il parametro che si usa per caratterizzare la ricombinazione, è la cosiddetta lunghezza di diffusione degli elettroni, definita come il percorso medio che un elettrone percorre dal momento in cui passa alla banda di conduzione al momento in cui si ricombina. Allora, nota questa lunghezza, si fa in modo di ridurre la profondità della giunzione rispetto ad esso. Sulla base di queste considerazioni, generalmente si mantiene la giunzione alla profondità di circa 0.4 μm , il che favorisce l'assorbimento e degrada la ricombinazione

nella maniera desiderata. Con questi, e con altri piccoli accorgimenti siamo in grado di aumentare l'efficienza della cella e di conseguenza l'energia elettrica disponibile. Ad esempio per celle al silicio monocristallino commerciali si arriva ad avere un rendimento del 25%.

3.7. Limitazioni della radiazione solare

Di tutta l'energia che investe la cella solare sotto forma di radiazione luminosa, solo una parte viene convertita in energia elettrica disponibile ai suoi morsetti. L'efficienza di conversione per celle commerciali al silicio è in genere compresa tra il 13 % e il 17%, mentre realizzazioni speciali di laboratorio hanno raggiunto valori del 32,5%. I motivi di tale bassa efficienza sono molteplici e possono essere raggruppati in quattro categorie:

- **riflessione**: non tutti i fotoni che incidono sulla cella penetrano al suo interno, dato che in parte vengono riflessi dalla superficie della cella e in parte incidono sulla griglia metallica dei contatti;
- **fotoni troppo o poco energetici**: per rompere il legame tra elettrone e nucleo è necessaria una certa energia, e non tutti i fotoni incidenti possiedono energia sufficiente. D'altra parte alcuni fotoni troppo energetici generano coppie elettrone-lacuna, dissipando in calore l'energia eccedente quella necessaria a staccare l'elettrone dal nucleo;
- **ricombinazione**: non tutte le coppie elettrone-lacuna generate vengono raccolte dal campo elettrico di giunzione e inviate al carico esterno, dato che nel percorso dal punto di generazione verso la giunzione possono incontrare cariche di segno opposto e quindi ricombinarsi;
- **resistenze parassite**: le cariche generate e raccolte nella zona di svuotamento devono essere inviate all'esterno. L'operazione di raccolta viene effettuata dai contatti metallici, posti sul fronte e sul retro della cella. Anche se durante la fabbricazione viene effettuato un processo di lega tra silicio e alluminio dei contatti, resta una certa resistenza all'interfaccia, che provoca una dissipazione che riduce la potenza trasferita al carico. Nel caso di celle al silicio policristallino, l'efficienza è ulteriormente diminuita a causa della resistenza che gli elettroni incontrano ai confini tra un grano e l'altro e, ancor più nel caso di celle al silicio amorfo, per la resistenza dovuta all'orientamento casuale dei singoli atomi.

4. LE CELLE

4.1. Tipologie di celle fotovoltaiche

Gli obiettivi che si cercano di raggiungere nei processi di produzione delle celle solari sono sostanzialmente elevati valori di efficienza e contenimento dei costi. Proprio per questo secondo motivo il materiale più utilizzato è il silicio, un materiale facilmente reperibile e presente in grandi quantità sulla superficie terrestre (ne costituisce il 28%). Oltretutto il silicio è largamente utilizzato dall'industria elettronica, settore che ha visto uno sviluppo esponenziale negli ultimi dieci anni. Il grado di purezza del silicio richiesto per le celle solari è, inoltre, più basso di quello che necessita il settore elettronico, ragion per cui i materiali di scarto di quest'ultimo possono essere usati per la costruzione di celle. Si distingue infatti tra silicio di grado solare, con un contenuto di impurità di 10^5 - 10^6 , e silicio di grado elettronico, con una concentrazione di impurità di 10^8 . Esistono tre tipi principali di celle in commercio, e sono:

- celle al silicio monocristallino
- celle al silicio policristallino
- celle a film sottile, ovvero a silicio amorfo o materiali come il CIS (copper indium diselenide), CdTe (cadmium-telluride) e GaAs (gallium arsenide)
- celle multigiunzione
- celle organiche

La versione più diffusa di cella fotovoltaica è costituita da una lamina di materiale semiconduttore: l'unico materiale impiegato per la produzione di massa è il silicio. In base alla struttura cristallina del materiale semiconduttore, si possono distinguere tre tipi diversi di celle solari: monocristalline, policristalline e amorfe. In base alle tecnologie di produzione, invece, le celle solari possono essere classificate, fondamentalmente, in quattro tipi: al silicio, a film sottile, multigiunzione, organiche.

4.2. Celle al silicio

Le *celle al silicio* sono celle in materiale cristallino realizzate a partire da un *wafer* al silicio, cioè da una sottile fetta di questo materiale semiconduttore la cui struttura

crystallina può essere omogenea (silicio *monocristallino*), oppure non strutturalmente omogenea bensì organizzata in grani localmente ordinati (silicio *policristallino*). Pertanto, a seconda di quale tipo di silicio venga utilizzato, si parla, rispettivamente, di *celle monocristalline* e di *celle policristalline*, impiegate per realizzare altrettanti tipi di pannelli fotovoltaici, che rappresentano la maggior parte del mercato attuale. L'efficienza dei pannelli fotovoltaici realizzati con celle al silicio si attesta tipicamente sul 15% per i pannelli monocristallini e sul 13% per i pannelli policristallini (questa è l'efficienza del pannello, che è sempre inferiore o uguale a quella della loro peggior cella). Ne consegue che, a parità di energia prodotta, le celle (ed i pannelli) in silicio monocristallino occupano un po' meno spazio degli analoghi policristallini, tuttavia costano di più.



Figura 4.2.1: Esempio di cella al silicio monocristallino

4.3 Celle a film sottile

Le *celle a film sottile* sono celle prodotte lavorando un materiale semiconduttore ad alta pressione e con tecnologie di vuoto, in modo da impiegare quantità molto esigue di tale materiale (spessori dell'ordine del micron). In generale, questo tipo di celle solari sono caratterizzate da bassi costi e dalla possibilità di realizzare - specie se è usato come semiconduttore il silicio - dei pannelli flessibili, adatti per ricoprire superfici curve. Le più famose celle a film sottile sono quelle in *silicio amorfo*, che hanno un'efficienza tipica compresa fra il 6 e l'8% e sono assai economiche: su tali celle - molto usate anche per alimentare dispositivi elettronici di consumo quali calcolatrici, orologi, etc. - gli atomi di silicio vengono depositi in forma "amorfa", cioè strutturalmente disorganizzata, caratteristica che ne permette la flessione. Altri tipi di celle a film sottile possono essere ricavati con altrettanti tipi diversi di semiconduttori: telluro di cadmio, solfuro di cadmio, arseniuro di gallio, diseleniuro di indio rame (CIS), etc.

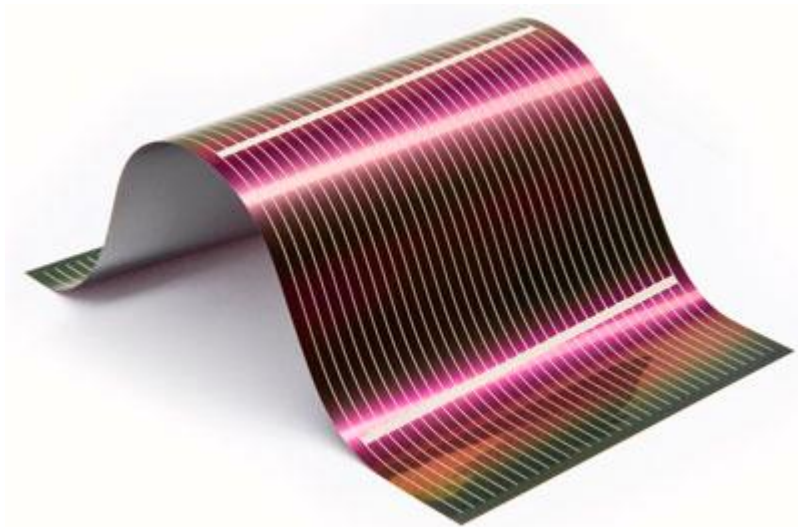


Figura 4.3.1: Celle a film sottile

4.4. Celle multigiunzione

Le celle multigiunzione sono celle ad altissima efficienza, tanto più superiore rispetto alle normali celle al silicio quanto più la luce è concentrata. Sviluppate per i pannelli fotovoltaici dei satelliti spaziali, sono quindi le celle solari più efficienti, raggiungendo un'efficienza del 41% se usate ad una concentrazione superiore a 500 X). Si tratta di celle a più strati, formate dalla sovrapposizione di più "film sottili" di semiconduttori scelti leggermente diversi fra loro (in gergo, devono avere gap di energia diversi), così che ciascuno strato possa assorbire in modo ottimale i fotoni di un certo range di energia. Sono utilizzate negli innovativi sistemi fotovoltaici a concentrazione, quali i pannelli a concentrazione, dove sono in genere raffreddate con sistemi passivi. Sebbene il costo delle celle multigiunzione sia circa 100 volte quello delle celle al silicio normali, è solo una piccola frazione di quello dell'intero sistema a concentrazione, il che rende tali sistemi economicamente competitivi. semiconduttori: telluro di cadmio, solfuro di cadmio, arseniuro di gallio, diseleniuro di indio rame (CIS), etc.

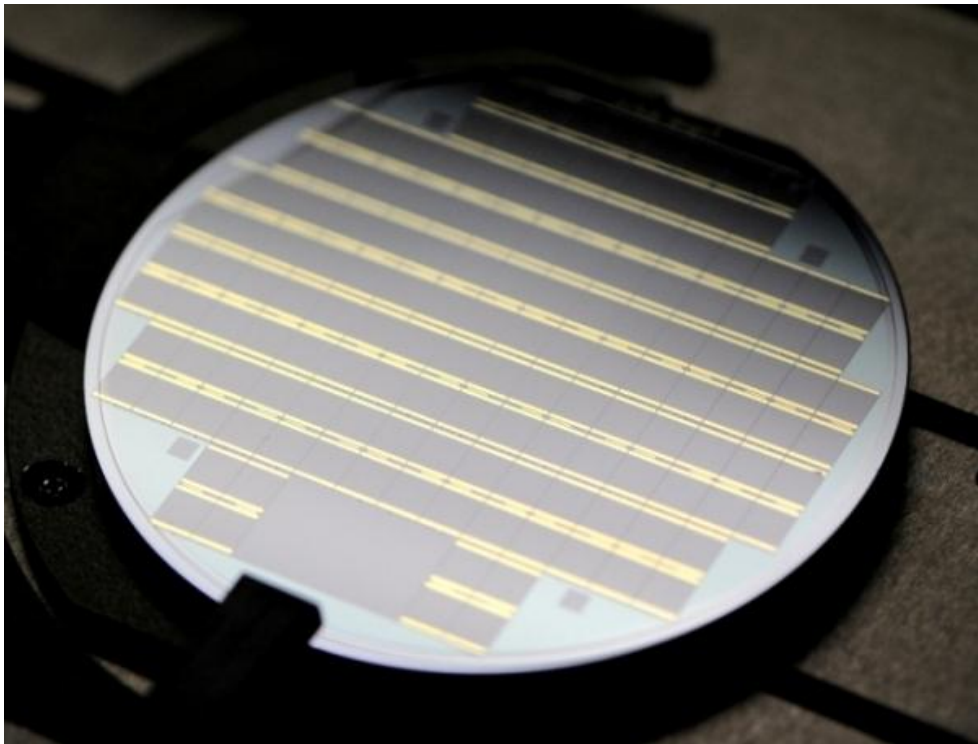


Figura 4.4.1: celle multigiunzione

4.5 Celle organiche

Il campo delle celle solari organiche comprende tutti quei dispositivi la cui parte fotoattiva è basata sui composti organici del carbonio. La struttura base di una cella organica è semplice: essa è detta "a sandwich" ed è composta da un substrato, generalmente vetro ma anche plastica flessibile, e da una o più sottilissime pellicole, che contengono i materiali fotoattivi, frapposte tra due elettrodi conduttivi. Le celle organiche più efficienti, ispirandosi al processo di fotosintesi clorofilliana, utilizzano una miscela di materiali in cui un pigmento assorbe la radiazione solare e gli altri componenti estraggono la carica per produrre elettricità. La gamma di pigmenti che possono essere impiegati include quelli a base vegetale, come le antocianine derivate dai frutti di bosco, i polimeri e le molecole sintetizzate in modo da massimizzare l'assorbimento dello spettro solare.

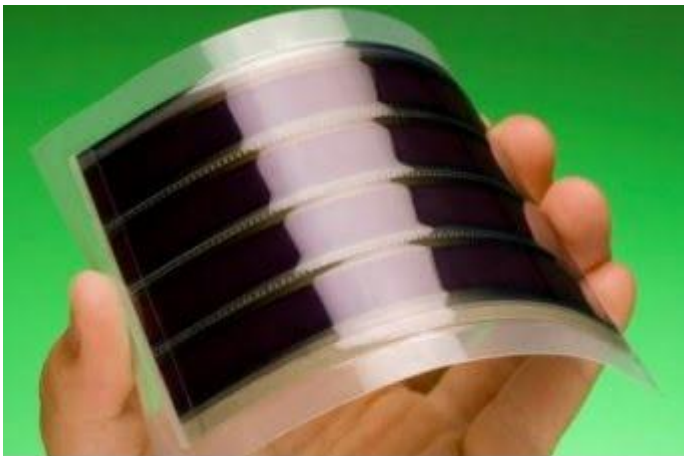


Figura 4.5.1: celle organiche

5. IMPIANTI FOTOVOLTAICI

Se per qualsiasi applicazione viene richiesta dalle utenze una potenza maggiore di quella che un singolo modulo fotovoltaico può fornire, si creano impianti fotovoltaici collegando più moduli che normalmente lavorano con una corrente continua a 12 V. La quantità dei moduli collegata viene decisa grazie alla potenza richiesta. In linea di massima un impianto fotovoltaico è composto da (figura 5.1):

- *Array fotovoltaico*, composto da più moduli
- *Regolatore di carica* per regolare la potenza dell'array
- *Sistema di accumulazione della potenza*, composto da batterie.
- *Inverter*, per trasformare la corrente continua in alternata *Cavi, sensori, strutture fisiche*

L'energia prodotta giornalmente da un array fotovoltaico varia con la sua grandezza, orientazione e la sua ubicazione.

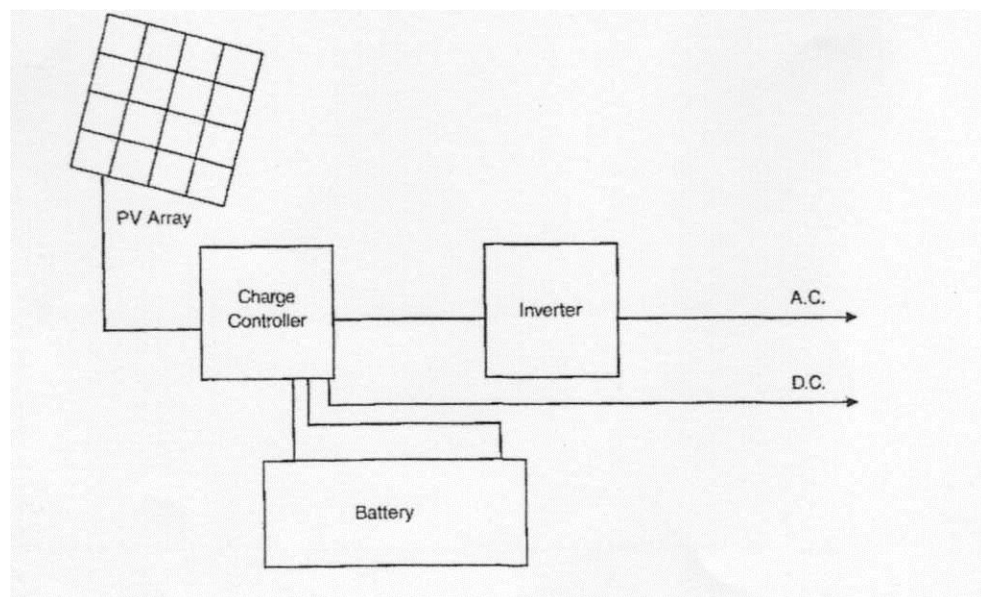


Figura 5.1: *Elementi di un impianto PV*

L'accumulazione di energia è necessaria per garantire alle utenze l'apporto di energia necessario anche quando il sole non splende. Per questo scopo sono state progettate

speciali batterie a *carica profonda (deep cycle)*, in grado di fornire una tensione costante a mano a mano che la batteria si scarica. Il dimensionamento delle batterie dipende da fattori come la radiazione solare giornaliera, il carico totale, i picchi di carico e il numero di giorni di autonomia richiesto. Il regolatore di carica è posizionato tra l'array fotovoltaico e le batterie, al fine di preservarle dal danneggiamento dovuto a sovraccarichi o sovrascarichi. Se è necessario disporre di energia elettrica sotto forma di corrente alternata monofase o trifase, è necessario l'utilizzo di convertitori statici come gli *inverter*. Una trattazione più approfondita degli elementi appena descritti si trova al paragrafo 5.7.

Le categorie in cui si possono classificare gli impianti sono due: il primo in base al tipo di connessione con la rete e si possono avere:

- Impianti isolati (stand-alone)
- Impianti connessi in rete (grid-connected)
- Impianti ibridi

Il secondo tipo di classificazione riguarda la tipologia dei movimenti permessi ai moduli, in questo caso vi sono:

- Impianti ad inclinazione fissa Impianti ad inseguimento attivo
- Impianti ad inseguimento passivo

La dove è necessario fare assumere alla tensione disponibile verso l'utenza un valore costante si utilizzano opportuni regolatori di tensione o circuiti di tipo *chopper*, i quali consentono di massimizzare le prestazioni dell'impianto facendolo lavorare alle condizioni ottimali di potenza, regolando opportunamente il valore di tensione e corrente (par. 3.4) secondo la legge $P_{max} = V_m * I_m$. Tali dispositivi si chiamano *maximum power point tracker MPPT*.

5.1. Impianti stand-alone

Gli impianti isolati sono sistemi non collegati alla rete elettrica e sono composti da un array di moduli fotovoltaici connessi ad un insieme di batterie attraverso il regolatore di carica (figura 5.1.1). L'energia fornita dal modulo è una corrente continua e può essere direttamente utilizzata per l'alimentazione di carichi predisposti per tale tipo di corrente. L'energia prodotta in eccesso è immagazzinata nel sistema di batterie d'accumulazione, il regolatore di carica scollega le batterie dall'array quando queste

sono totalmente cariche e le ricollega (staccandole dal carico) quando sono completamente scariche. La capacità delle batterie deve essere tale da immagazzinare la carica prodotta durante il giorno ed utilizzarla nella notte.

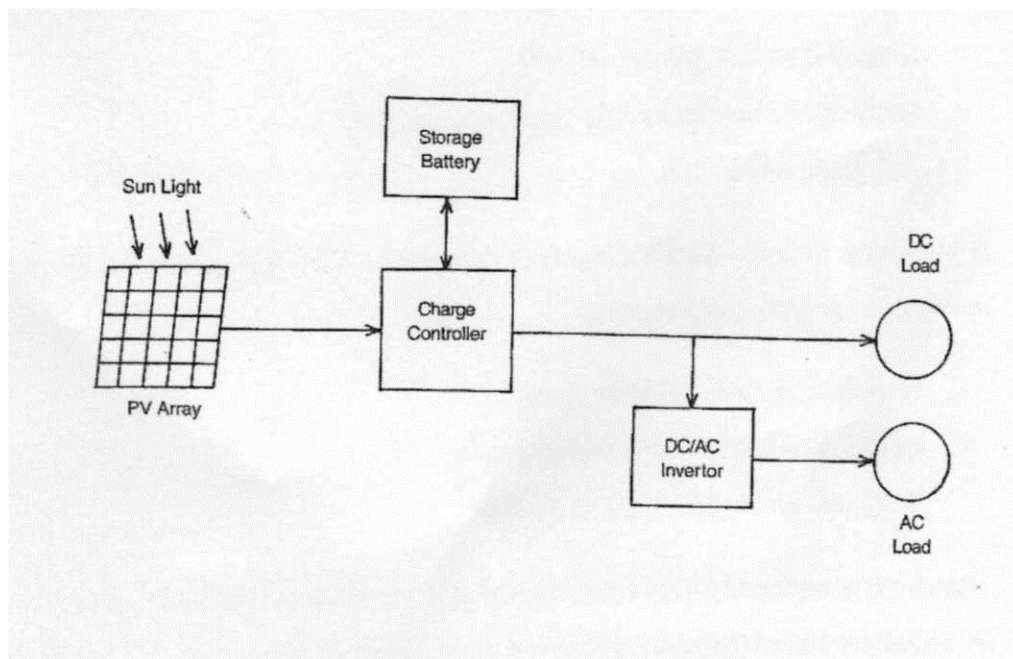


Figura 5.1.1: Impianto stand alone

Le applicazioni più diffuse per questo tipo di impianti sono:

- Abitazioni in zone non raggiunte dalla rete elettrica (case/rifugi in montagna, abitazioni in parchi naturali, abitazioni in piccole isole)
- Apparecchiature per il pompaggio dell'acqua
- Ripetitori radio, stazioni di rilevamento e trasmissione dei dati, apparecchi telefonici
- Apparecchi di refrigerazione, trasporto medicinali
- Segnaletica di strade, porti, aeroporti Impianti pubblicitari

5.2 Impianti grid-connected

Gli impianti fotovoltaici connessi in rete possono essere considerati delle vere e proprie centrali dal punto di vista concettuale. Forniscono l'energia elettrica generata dal processo fotovoltaico direttamente alla rete pubblica di distribuzione dell'energia.

Sono impianti che generano livelli contenuti di potenza, dell'ordine di qualche kW, e immettono quest'energia nella rete grazie ad un convertitore statico, l'inverter, che trasforma tensione e corrente da continue ad alternate. Questi tipi d'impianto non richiedono sistemi d'accumulo dell'energia, perché la presenza della rete elettrica garantisce l'alimentazione delle utenze in qualsiasi condizione, sia di produzione sia di carico. (figura 5.2.1)

In questi tipi d'impianti la rete elettrica è vista come un sistema di accumulo, che assorbe energia nei periodi di maggior irraggiamento solare e la restituisce in quelli meno favorevoli. Non è necessario che l'impianto sia dimensionato per far fronte al fabbisogno energetico di tutti i carichi che esso alimenta, perché la rete svolge la funzione di polmone, facendo fronte alla parte d'energia non fornita dall'impianto; in questo modo si possono focalizzare le scelte in base ad altri vincoli, come l'ampiezza delle aree disponibili per i pannelli. Questa tipologia d'impianti, che è definita generazione distribuita, è la più idonea ad una diffusione in larga scala del fotovoltaico, trovando applicazione in edifici urbani esistenti o di nuova realizzazione e sfruttando tutte quelle superfici che, ai nostri occhi, sembrano marginali (pensiline, frangisole).

Data la natura distribuita della fonte primaria, l'irraggiamento solare, risulta poco conveniente adottare centrali di produzione "concentrate", come avviene nelle centrali convenzionali, ma ben più efficace adottare una nuova logica di produzione distribuita, sia geograficamente sia elettricamente.

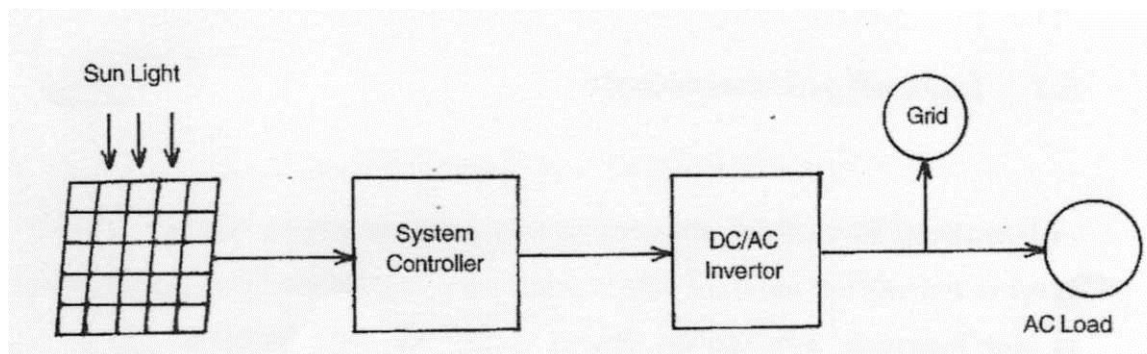


Fig. 5.2.1 - Impianto Grid-connected

I vantaggi dei sistemi connessi in rete sono:

Non sono richiesti sistemi di accumulazione come le batterie e di conseguenza nessuna perdita di energia dovuta allo stoccaggio di energia. Nessuno spreco di energia, dato che l'energia prodotta in eccesso è immessa direttamente nella rete

Nessun problema di dimensionamento, la potenza dell'impianto può essere aumentata in qualsiasi momento grazie all'ausilio della rete.

5.3 Impianti ibridi

Questo tipo di impianto consiste nell'accostare all'array fotovoltaico un'altra forma di energia come per esempio motori Diesel, piccoli impianti idrici o eolici o qualsiasi altra forma di sorgente di energia elettrica, (figura 5.3)

Tali tipologie d'impianto richiedono sistemi di controllo più sofisticati a differenza di quelli isolati. Il sistema di batterie e lo stesso array devono essere dimensionati per supplire alle esigenze energetiche delle utenze, mentre la fonte di energia ausiliaria è usata per i periodi di bassa produttività o di prolungato maltempo. Il costo è generalmente minore rispetto agli impianti stand-alone. Gli impianti ibridi sono molto versatili e sono una fonte di energia con elevata affidabilità per tutte le applicazioni in cui non è possibile l'allacciamento alla rete elettrica.

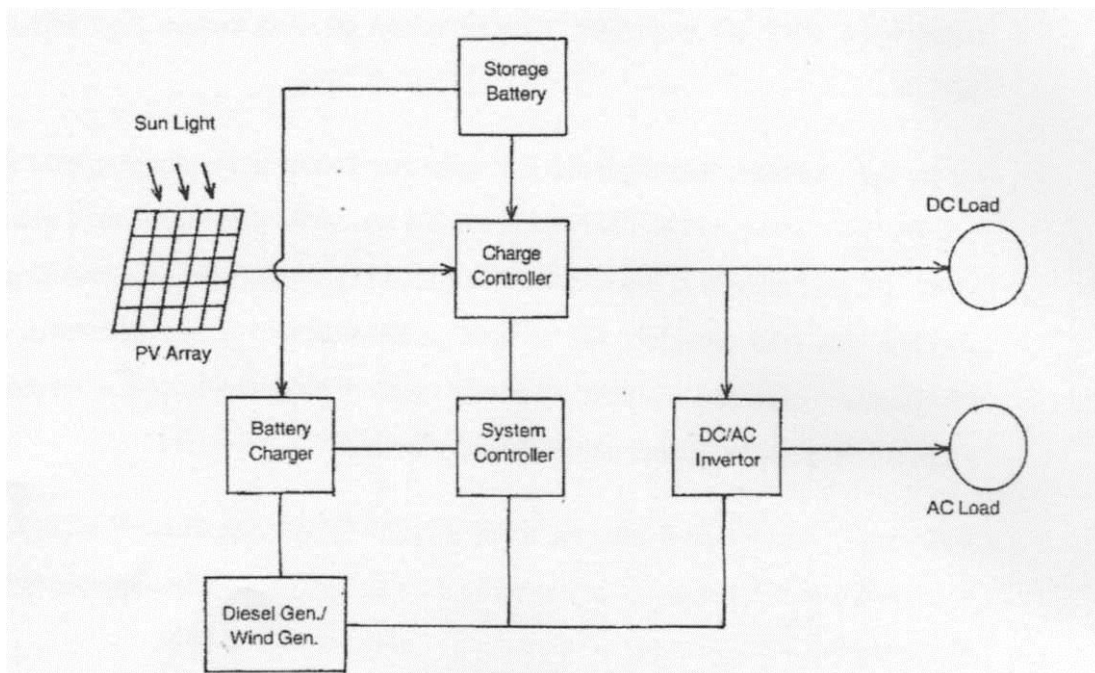


Figura 5.3.1: Impianto ibrido

5.4. Impianti ad inclinazione fissa

Questo tipo di soluzione per l'orientamento dei pannelli solari è, oggi, la più diffusa, sia perché più economica, sia perché non necessita di manutenzione e quindi risulta più facile da gestire.

L'orientamento dei moduli solari è molto importante e la posizione ideale di questi ultimi richiede un orientamento, dove possibile, esattamente verso Sud. Per il calcolo dell'angolo d'inclinazione dei pannelli bisogna tener conto dei dati disponibili sulla radiazione solare al suolo, che sono in funzione della latitudine e della stagione e, in seguito, interpretarli in base alle esigenze del carico. Per ottimizzare l'energia captata mediamente in un anno sono indispensabili un posizionamento con azimut nullo (orientamento direzione sud) ed un'inclinazione pari alla latitudine meno 10° .

In base a ciò, per un impianto situato nel nord Italia, l'inclinazione ottimale sarebbe di circa 35° .

Se, invece, si rende necessario ottimizzare l'energia captata nella sola stagione estiva, si adottano dei valori d'inclinazione pari alla latitudine meno 20-30°; per quanto riguarda il periodo invernale le inclinazioni devono essere pari alla latitudine più 10-15°. Come già precisato nel capitolo 2, il sole assume in base alla stagione differente posizione nel cielo e quindi l'inclinazione del pannello per ottenere la massima energia cambia. Spesso però si interviene su superfici preesistenti disponibili ad accogliere i moduli, ma non ottimali per il loro posizionamento; per esempio, posizionando l'impianto verso Est o Ovest, si perde circa il 10% dell'energia massima ottenibile rispetto ad un preciso orientamento verso Sud.

Nel caso in cui la superficie, su cui si applica l'impianto fotovoltaico, sia verticale, se l'orientamento è verso Sud, la perdita è circa il 30% dell'irraggiamento solare annuale, mentre, se è verso Est od Ovest, la perdita arriva al 45%.

Per ottenere risultati migliori in termini di sfruttamento della radiazione, si ricorre a sistemi di inseguimento solare, o solar tracker system, grazie ai quali si riesce ad incrementare l'energia captata dal pannello del 30-40% rispetto ad un sistema fisso.

5.5. Impianti ad inseguimento attivo

Si chiamano sistemi ad inseguimento solare attivo, perché il movimento del pannello è realizzato con l'ausilio di motori elettrici, del tipo passo-passo o in corrente continua, comandati attraverso circuiti elettronici di controllo. Si possono avere sistemi d'inseguimento, i cui movimenti interessano uno o entrambi gli assi di rotazione, quello orizzontale e quello verticale.

La logica di funzionamento è quella di individuare la posizione del sole con l'ausilio di un sensore dedicato e di posizionare il pannello ortogonale rispetto ai raggi.

La posizione del sole è determinata grazie alla variazione di un parametro elettrico (tensione, resistenza).

Il segnale generato dal sensore di posizione non è utilizzabile direttamente per comandare i servomotori, ma necessita di un opportuno condizionamento che è realizzato con porte logiche, circuiti comparatori e trigger, secondo le diverse necessità. Una volta realizzato il condizionamento, il segnale è inviato alla parte centrale di tutto il sistema; si tratta dell'unità logica che elabora il segnale in ingresso e genera gli opportuni comandi dei motori. Per questo compito sono utilizzati microprocessori o

microcontrollori. Attraverso i segnali che arrivano dal sensore, il microprocessore è in grado di "capire" quando il sole è tramontato e di predisporre il pannello in posizione utile per il giorno successivo.

Con l'utilizzo di questi sistemi di inseguimento è possibile, nelle giornate di sole coperto, sfruttare al massimo la componente indiretta della radiazione solare. Per far ciò basta disporre il pannello in posizione orizzontale.

5.6. Impianti ad inseguimento passivo

Si tratta anche in questo caso di sistemi che servono ad inseguire la traiettoria del sole; si chiamano passivi, perché il movimento non è generato dalla presenza di motori elettrici, ma dall'espansione di un liquido con il calore.

L'aumento di volume di un liquido, contenuto in un serbatoio esposto al sole, genera una pressione interna la quale, agendo su un pistone pneumatico, genera a sua volta un movimento meccanico. Questo movimento è sfruttato per far ruotare il piano di supporto dei pannelli fotovoltaici, in modo tale da potersi presentare sempre in condizioni di massima perpendicolarità con i raggi solari.

Per evitare che il liquido riscaldato abbia un effetto non lineare con forte insolazione, è previsto un sistema di reazione, costituito da una lamiera ricoprente il radiatore di riscaldamento del liquido e ancorata al piano pivottante dei pannelli fotovoltaici; essa ripara dal sole e quindi diminuisce la temperatura del liquido, arrestandone la rotazione. Il movimento solare, di conseguenza, tende a riscoprire il serbatoio, riscaldandolo ulteriormente. In questo modo è generato un inseguitore, che si autoregola con la temperatura e la posizione solare. Il pannello pivottante è mantenuto in equilibrio instabile in maniera tale che, in assenza di riscaldamento solare, il peso stesso compensi l'azione del braccio pneumatico; questo è necessario per riposizionare l'inseguitore durante la notte al punto di partenza.

Il pivottamento è in grado di spostare i pannelli fotovoltaici da est ad ovest, con inclinazione regolabile da 30 a 45 gradi sud.

In questo tipo di sistemi d'inseguimento il movimento interessa un solo asse, quello di rotazione est-ovest quindi, rispetto ai sistemi attivi, in cui si ha la possibilità di movimentare entrambi gli assi, il rendimento risulta minore. Ciò è compensato in piccola parte dal fatto di non avere più autoconsumo da parte dei servomotori.

5.7. Componenti di un impianto fotovoltaico

5.7.1 Array fotovoltaico

L'array fotovoltaico è formato da un insieme di moduli fotovoltaici collegati tra loro in serie o in parallelo in modo da ottenere rispettivamente la tensione e la corrente totale necessaria.

Il modulo può essere meccanicamente preassemblato così da formare un pannello fotovoltaico, pratica caduta in disuso con il progressivo aumento delle dimensioni dei moduli, che ne hanno quindi incorporato le finalità. Un insieme di pannelli collegati in serie tra loro prende il nome di stringa. Più stringhe collegate tra loro in parallelo formano il generatore fotovoltaico detto anche campo.

Considerando il funzionamento elettrico della serie di celle, si nota che, nel caso una cella venisse oscurata, quest'ultima cesserebbe di comportarsi da generatore, funzionando, invece, come un diodo polarizzato inversamente. Questo comporterebbe il blocco della corrente generata, azzerando così l'energia prodotta da tutta la catena, ossia dal modulo. Nel caso in cui una delle celle sia solo parzialmente oscurata, la corrente che attraversa il modulo è pari a quella che tale cella produrrebbe se presa singolarmente. È importante fare in modo che, durante il loro funzionamento, i moduli fotovoltaici siano ombreggiati il meno possibile, anche se solo parzialmente. Ogni singolo modulo si comporta come se tutte le celle che lo compongono ricevessero una quantità di radiazione solare, pari a quella captata dalla cella meno esposta; questo si tradurrebbe in una riduzione dell'energia prodotta proporzionale alla percentuale di superficie ombreggiata. Per questo stesso motivo, se moduli con caratteristiche diverse sono connessi in serie, la resa dell'intera serie di moduli sarà limitata dal comportamento di quello a prestazione più bassa. Si osserva inoltre che se in una serie costituita da molte celle o più moduli posti in serie, ne viene ombreggiata una, si può verificare il fenomeno detto *hot-spot*. La cella oscurata si trova in questo caso polarizzata inversamente, con una tensione uguale o molto vicina alla tensione a vuoto di tutta la serie formata dalle celle rimanenti, ed è esposta quindi al pericolo di entrare in conduzione inversa. In questo caso la cella si troverebbe a dover dissipare la potenza generata dalle rimanenti celle del modulo, provocando un aumento di

temperatura localizzato che può dare luogo, anche con modesti valori d'irraggiamento solare, alla distruzione della cella per sovratemperatura.

Per ovviare a questi problemi, i moduli commerciali hanno montato, nella morsettiera della cassetta di terminazione, dei diodi proprio allo scopo di cortocircuitare, e quindi di isolare, il singolo modulo in caso di malfunzionamento. Un diodo può essere inserito in parallelo ai moduli, per consentire il passaggio della corrente proveniente dall'esterno, nel caso in cui il modulo sia contropolarizzato. Tale diodo è detto *diodo di by-pass*, perché permette il passaggio di una corrente che, nel caso di contropolarizzazione, sarebbe bloccata dalla cella, evitando la formazione di punti hot spot. Il diodo di by-pass, comunque, deve essere dimensionato per la corrente diretta dell'intero gruppo di celle in cui è inserito.

L'utilizzo dei diodi di by-pass riduce, inoltre, il problema del *mismatch* nelle serie di celle, la disomogeneità cioè nelle caratteristiche delle celle fotovoltaiche le quali, sebbene provengano dallo stesso processo di fabbricazione, possono essere differenti tra loro. Le differenze possono localizzarsi nelle piste di metallizzazione dei contatti, nella densità dello strato protettivo, nelle resistenze dei cavi di collegamento e dei contatti.

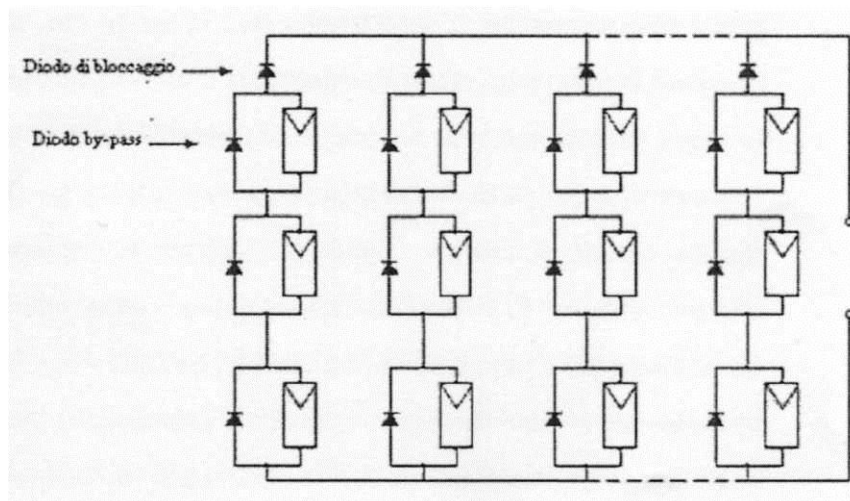


Figura 5.7.1: Diodi di bloccaggio e di by-pass in un array fotovoltaico

Questa disomogeneità tra le caratteristiche delle celle crea un effetto riduttivo, dal quale scaturisce che la potenza disponibile ai capi di un modulo fotovoltaico non coincide con la somma delle potenze delle singole celle, ma la corrente è limitata dalla cella a prestazione minori.

Un ulteriore diodo è collegato in serie alla stringa, in modo tale che la corrente generata dalle celle per effetto fotovoltaico sia anche la corrente diretta del diodo stesso. Esso prende il nome di diodo di blocco, poiché blocca la corrente con verso opposto a quella generata, che causerebbe un funzionamento delle celle non più come generatore ma come carico. Il problema di questo collegamento risulta essere la caduta di tensione sul diodo di blocco con conseguente riduzione della potenza utile. Per dimensionare questo diodo si deve tener conto della tensione inversa che agisce ai suoi capi, prodotta dall'intera serie di celle cui è collegato. La sua tensione inversa di rottura (tensione di *break-down*) deve essere maggiore della tensione inversa cui può venir sottoposto.

La tensione nominale del generatore fotovoltaico è pari alla somma delle tensioni nominali dei pannelli che compongono ogni stringa. Analogamente la corrente nominale è data dalla somma delle correnti nominali delle stringhe che lo compongono, pari anche alla tensione di ogni pannello sulla stringa.

5.7.2 Convertitore statico

I convertitori statici sono apparecchi elettronici in grado di convertire le grandezze elettriche tensione e corrente di un circuito in valore e/o forma. Fra le varie tipologie di convertitori statici di potenza, quelli in grado di convertire la corrente continua in corrente alternata vengono, in genere, identificati con il nome di *inverter*.

Negli impianti grid-connected, la tensione continua da convertire in alternata è quella del generatore fotovoltaico mentre, in quelli stand-alone, è quella presente al nodo generatore-batteria di accumulatori. Per gli impianti grid-connected, l'inverter deve essere in grado di immettere energia nella rete di distribuzione collegata al sistema elettrico nazionale. Le funzioni svolte dalle principali sezioni di un inverter sono le seguenti:

- *Maximum Power Point Tracker (MPPTJ)*. Questo dispositivo ha lo scopo di individuare istante per istante quel particolare punto sulla caratteristica I-V del generatore

fotovoltaico per cui risulta massimo il trasferimento di potenza verso il carico posto a valle. Il MPPT si rende necessario perché, la curva caratteristica I-V di una cella fotovoltaica, e quindi di un generatore fotovoltaico, non rimane costante ma varia istantaneamente al modificarsi delle condizioni di irraggiamento solare e col variare della temperatura: queste continue variazioni provocano continuamente lo spostamento del punto di massima potenza.

-Ponte di connessione. E' il cuore dell'inverter e permette di passare dalla corrente continua alla corrente alternata facendo uso di dispositivi semiconduttori (transistori, tiristori, ecc) pilotati con sequenze di impulsi di comando controllati.

-Trasformatore. Le funzioni del trasformatore sono due: la prima di adeguamento del livello di tensione di circuito primario con il valore richiesto dal carico e la seconda la separazione galvanica (o metallica) tra generazione fotovoltaica e utenza.

-Protezione di massima corrente. Provvede a sezionare l'uscita dei circuiti di potenza quando viene superata una determinata soglia di corrente. In genere ogni macchina è dotata anche di un dispositivo di protezione con intervento magnetotermico utilizzato come ricalzo a salvaguardia dell'inverter stesso.

-Protezioni di interfaccia con la rete elettrica. Gli impianti grid-connected devono essere in grado di disconnettersi automaticamente in caso di malfunzionamento di quest'ultima come, ad esempio, quando avviene una interruzione della fornitura di energia elettrica.

Al giorno d'oggi appartiene all'equipaggiamento standard degli inverter disponibili sul mercato anche un'interfaccia per PC oppure un display interno che rilevi tutti i dati notevoli di funzionamento dell'inverter.

La produzione annuale di energia di un impianto FV è definita tra l'altro anche dal grado di efficienza dell'inverter scelto e dalla sua capacità di adeguamento alla potenza del generatore.

Sono tre i diversi sistemi per l'erogazione di energia all'interno del gruppo degli impianti connessi in rete:

- *inverter centrale* con connessione in serie e parallela dei moduli fotovoltaici dalla parte del circuito in continua. La raccolta dell'energia avviene esclusivamente dalla parte della corrente continua e può convertire centinaia di kilo-watt

- *inverter a stringa* (inverter orientato ai moduli) con connessione in serie dei moduli fotovoltaici dalla parte della continua e connessione in parallelo dalla parte dell'inverter. Può convertire potenze tra i 500 W ed i 2,5 kW.

c) *inverter integrati nei moduli* per singoli moduli FV con connessione in parallelo dell'inverter dalla parte dell'inverter. Funzionano quando i moduli sono coperti dall'ombra o se non hanno la stessa capacità

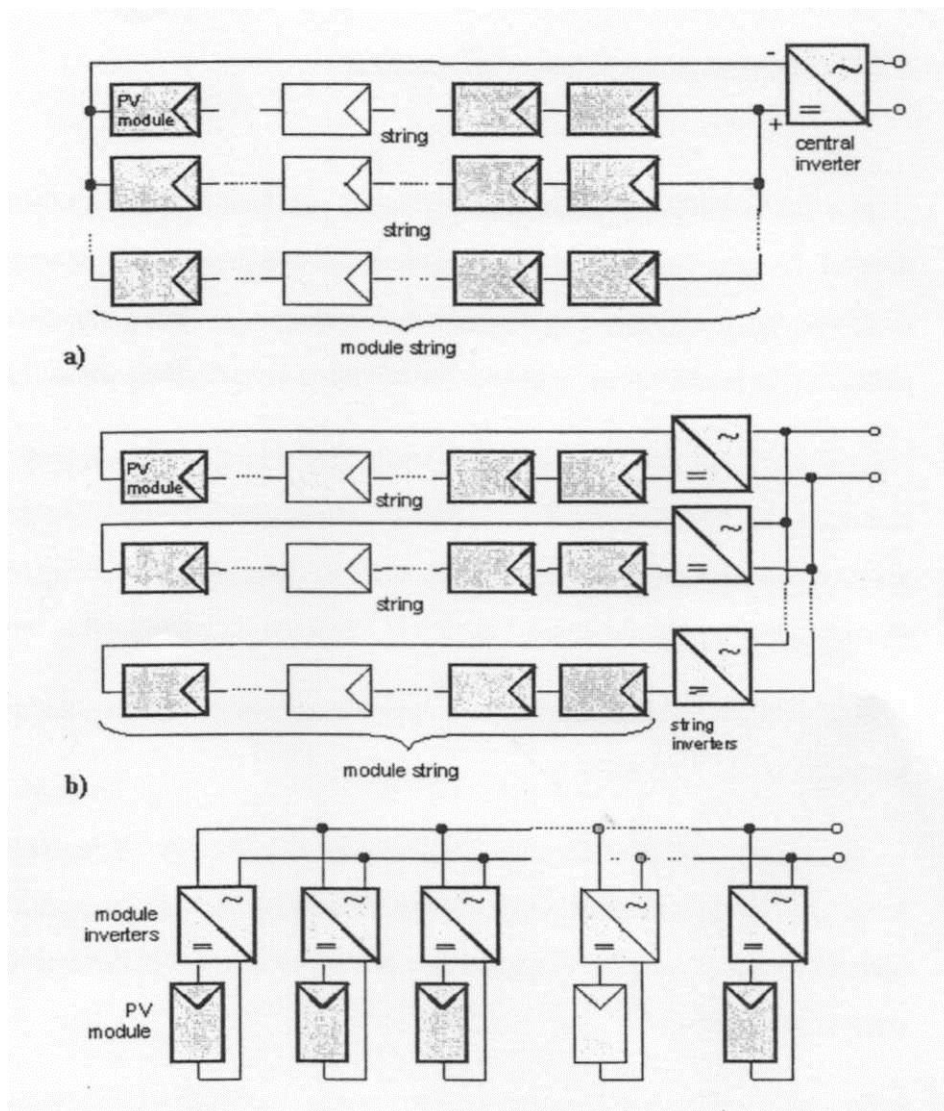


Figura 5.7.2: Connessione di moduli fotovoltaici agli inverter

Lo schema a inverter centrale è il più utilizzato perché contiene i costi.

Il costo specifico di un inverter centrale è in parte molto inferiore a quello degli inverter integrati nel modulo e inoltre gli inverter di bassa potenza hanno un grado di efficienza inferiore. Dall'altra parte un sistema con inverter centrale richiede una maggiore quantità di installazioni dalla parte del circuito in corrente continua, che a confronto con la tecnologia di installazione in alternata presenta costi maggiori. Gli inverter integrati nei moduli rendono superflua la presenza della scatola di connessione (compresi tutti gli altri relativi dispositivi necessari) e inoltre i circuiti di continua vengono in parte o completamente sostituiti da circuiti in alternata, meno costosi.

5.7.3 Sistema di accumulo dell'energia

I sistemi fotovoltaici sono caratterizzati, per loro natura, da fluttuanza e imprevedibilità di prestazioni. Si rende quindi necessario, nella maggior parte dei casi, l'utilizzo di un sistema di accumulo dell'energia prodotta, che permetta di garantire all'utente le prestazioni richieste (tensione, corrente, frequenza, ecc.).

Negli impianti grid-connected il ruolo del sistema di accumulo è ricoperto dalla connessione alle rete elettrica pubblica, che riceve l'energia elettrica in surplus prodotta dall'impianto fotovoltaico e la cede di notte o durante il giorno quando la produzione non è sufficiente a garantire le esigenze di carico dell'utenza.

Negli impianti stand-alone, invece, possono essere utilizzati vari metodi per accumulare l'energia prodotta:

- *Accumulo idraulico.* Con questo metodo si permette di trasformare energia elettrica in energia potenziale e viceversa. Esso consiste nel pompare acqua in un serbatoio disposto ad una certa quota, per poi sfruttarla nei momenti di maggior richiesta con delle turbine.

- *Accumulo ad aria compressa.* Questo metodo si basa nell'accumulare aria compressa in serbatoi metallici sotterranei, questo metodo più complesso del metodo idrico, ha rendimenti maggiori ed è economicamente più vantaggioso di quest'ultimo.

- *Accumulo all'idrogeno.* I pannelli fotovoltaici producono energia elettrica adatta al processo di elettrolisi dell'acqua. Il processo inverso avviene utilizzando l'idrogeno come combustibile.

- *Accumulo elettrochimico (batterie)*. Tra i diversi metodi di accumulo dell'energia elettrica, quello delle batterie si presenta come quello più usato per la sua affidabilità e praticità, avendo raggiunto una certa maturità tecnica.

Gli accumulatori elettrochimici sono dispositivi in grado di assorbire una certa quantità di energia elettrica trasformandola in energia chimica per poi ritrasformarla nuovamente in energia elettrica, quando questa viene richiesta. Esistono diversi tipi di accumulatori che a seconda della loro costituzione hanno caratteristiche specifiche diverse. La batteria al piombo è lo standard normalmente utilizzato. Ha un rapporto qualità prezzo relativamente buono, ne esistono diversi tipi e viene prodotta in grandi numeri e capacità, e per questo viene scelta nella maggior parte degli impianti, soprattutto se di piccola taglia (fino a circa $200W_p$). Al contrario delle batterie per automobili gli accumulatori al piombo per applicazioni fotovoltaiche sono state costantemente modificate per poter rispondere in maniera ottimale ai requisiti relativi a questo tipo di impiego (migliore stabilità dei cicli e minore autocorrosione). Le batterie al nickel-cadmio, al nickel e le OPzS sono invece molto più dispendiose di quelle al piombo e vengono impiegate solo in casi particolari.

Le batterie possono essere collegate tra loro in serie o in parallelo. Nel collegamento in serie il polo positivo di una batteria viene collegato con il polo negativo di un'altra. In questo modo si sommano le tensioni e le capacità in Wh, mentre le capacità in Ah non cambiano. Nel collegamento in parallelo, invece, si collegano tra loro i poli uguali, ottenendo la somma delle capacità in Ah e in Wh, mentre la tensione rimane costante. Il collegamento in serie è in pratica quello unicamente usato perché consente di ottenere la tensione richiesta dal sistema, mentre nel collegamento in parallelo la carica risulterebbe sempre non uniforme e la durata di vita delle batterie nettamente inferiore.

5.7.4 Regolatore di carica

Le principali funzioni di un regolatore di carica sono quelle di controllare la percentuale di carica delle batterie, proteggerle da sovraccarichi e da eccessive scariche in modo da aumentarne la vita utile.

Un buon regolatore deve offrire:

- *Affidabilità*
- *Semplicità costruttiva*: per generatori di piccola taglia il mercato offre regolatori compatti e totalmente elettronici, mentre per generatori di taglia maggiore si ricorre a regolatori a controllo elettronico con attuazione elettromagnetica
- *Regolazione ON-OFF*: consiste nella completa connessione o sconnessione del generatore fotovoltaico dalla batteria quando la tensione della stessa oltrepassa una prestabilita soglia.
- *Regolazione con MPPT*.

6. DIMENSIONAMENTO

L'attività del progettista di un impianto fotovoltaico inizia con il sopralluogo per acquistare i dati di ingresso del progetto quali:

- Spazi disponibili per individuare la potenza installabile
- Possibile orientamento ed inclinazione dei moduli
- Possibili ombreggiamenti
- Difficoltà per il montaggio dei moduli
- Ubicazione geografica dell'impianto, al fine di determinare la radiazione solare annua, e la producibilità dell'impianto
- Consumo annuo di energia elettrica del cliente

Il sopralluogo è necessario anche per impianti di piccola taglia, dove sono impiegate soluzioni standard, poiché occorre verificare che sussistano le condizioni in base alle quali tali soluzioni sono state configurate.

Individuare eventuali ombreggiamenti del campo PV costituisce la parte più delicata del sopralluogo. L'ombreggiamento infatti oltre a ridurre l'irraggiamento su una parte del campo PV, e quindi la sua producibilità, provoca fenomeni di dissimmetria nei moduli e tra le stringhe.

Un ostacolo è identificato dall'angolo γ verso il sud e dall'angolo θ sull'inclinazione (figura 6.1)

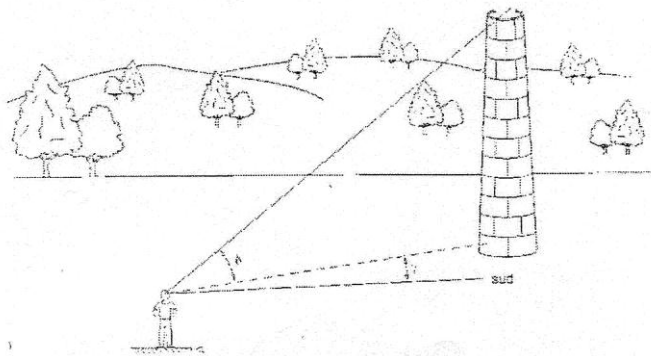


Figura 6.1: Identificazione di un ostacolo

La posizione dell'ostacolo riportata sul diagramma del percorso solare, mediante l'angolo γ in ascissa e l'angolo θ sulle ordinate, permette di stabilire se l'ostacolo ombreggia il campo PV, in quale periodo dell'anno e in quali ore. Individuati i possibili ombreggiamenti bisogna stabilire la disposizione dei moduli per ridurre al minimo le ombre e configurare lo schema dell'impianto in modo da minimizzare l'effetto degli inevitabili ombreggiamenti, collegando per esempio allo stesso inverter stringhe con uguali condizioni di irraggiamento.

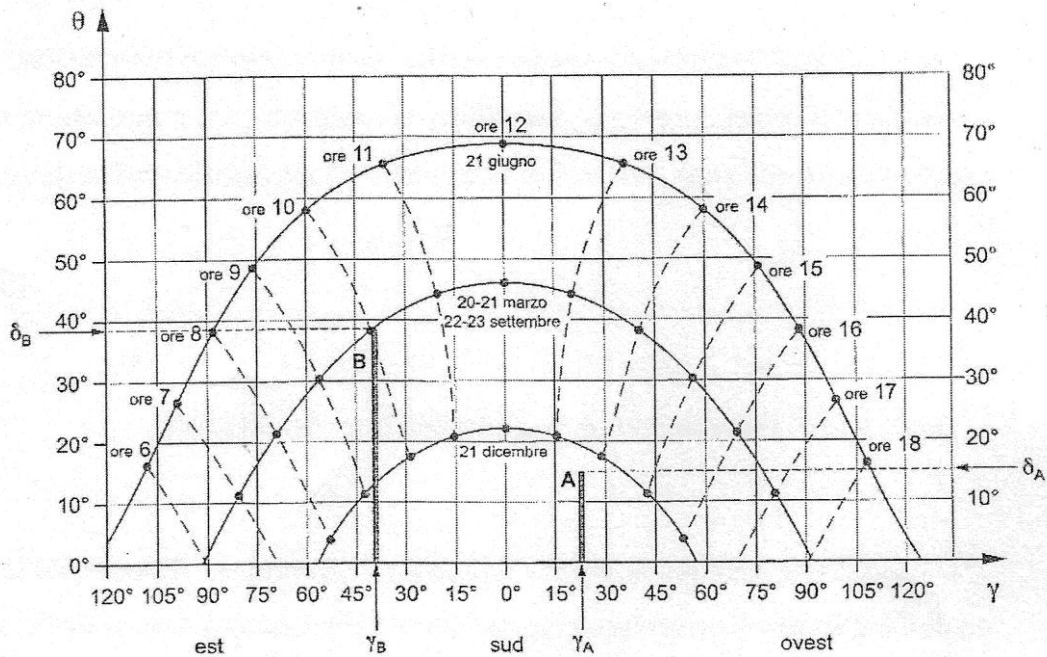


Figura 6.2: Sovrapposizione delle coordinate di un ostacolo con il diagramma solare

Se i moduli sono montati su un piano orizzontale, inclinati su file parallele, occorre distanziare le file per minimizzare l'ombra che ogni fila genera sulla successiva. L'esigenza di evitare le ombre contrasta con quella di ridurre la superficie del campo fotovoltaico. Un modo per sfruttare al meglio la superficie a disposizione e contemporaneamente garantire un buon grado di esposizione è quello di adottare la distanza D tra le file per cui non si ha ombra dalle ore 12 del 21 dicembre.

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

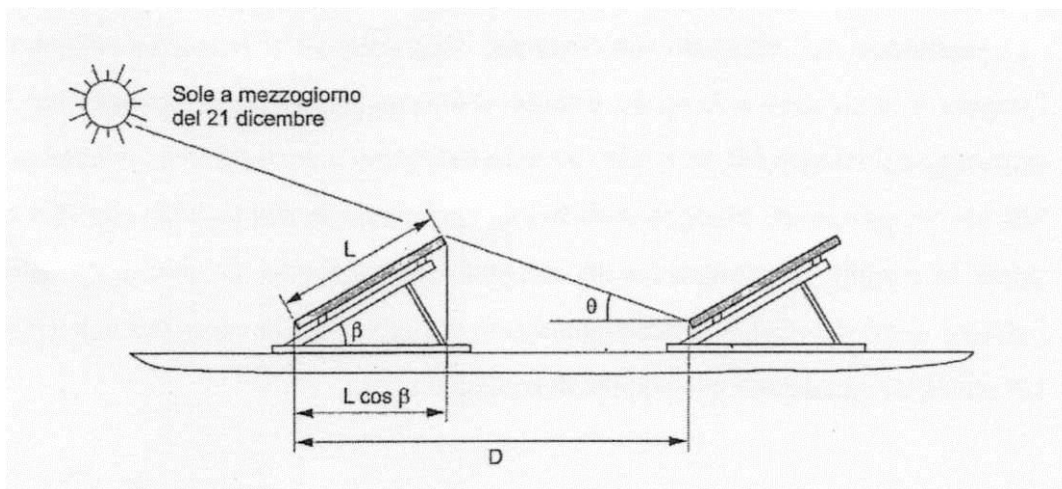


Figura 6.3: Distanza D tra schiere di moduli tale da evitare l'ombra a mezzogiorno del 21 dicembre

Quando l'ombreggiamento è inevitabile, occorre limitare il numero di moduli interessati e ridurre le zone dei moduli in ombra escluse dai diodi di by-pass.

6.1. Scelta della potenza dell'impianto e dei moduli

La scelta della potenza nominale del campo fotovoltaico dipende dalla destinazione dell'impianto, dalle risorse economiche e dallo spazio a disposizione.

Se l'impianto è destinato ad integrare il consumo di energia del committente mediante scambio di energia sul posto, la potenza dell'impianto per il numero di ore equivalenti non dovrebbe superare il consumo annuo di energia (kWh) dello stesso committente, altrimenti l'energia non consumata e immessa in rete viene persa (anche se ricompensata con tariffa incentivante). L'investimento che il committente è disposto a sostenere rappresenta il primo limite per definire la potenza dell'impianto. Il costo al kWh si riduce aumentando la potenza; attualmente il costo medio si aggira attorno ai 5500-7000 €/kW + IVA.

L'altro parametro fondamentale per la scelta della potenza dell'impianto è lo spazio disponibile per l'installazione dei moduli. La tabella 6.1.1 dà un'idea della superficie netta occupata dai moduli per ogni kilowatt. A tale superficie vanno aggiunti gli spazi necessari ad evitare ombreggiamenti, per le strutture di supporto dei moduli e per rendere accessibili i moduli nell'installazione e manutenzione (superficie lorda)

TIPO DI MODULO	SUPERFICIE NETTA [mVkW]
Silicio monocristallino	6,2-7,7
Silicio policristallino	6,6-10
Silicio amorfo	12,5-20
CdTe	10-11,1
CIS	8,3-10

Tabella 6.1.1.

Naturalmente il costo dei moduli disponibili sul mercato influisce in modo determinante sulla scelta del modulo stesso. L'efficienza di conversione del modulo è importante solo per limitare lo spazio occupato dal campo fotovoltaico. Il singolo modulo può essere grande (250 W) o piccolo (100 W). Moduli grandi comportano meno punti di ancoraggio e minori cablaggi ma implicano anche una minore flessibilità nella gestione dello spazio disponibile.

Stabilita la potenza nominale di un impianto e individuato il tipo di moduli occorre scegliere la tensione dell'impianto, definirne lo schema e sceglierne l'inverter.

6.2 Scelta della tensione

La potenza dell'impianto determina il numero di moduli necessari, a pari potenza del modulo. La scelta della tensione dell'impianto individua il numero di moduli che compongono la singola stringa.

Il numero di stringhe deve essere tale da conseguire la potenza prefissata. La tensione del generatore PV, cioè della stringa, deve essere coordinata con la scelta dell'inverter (paragrafo 6.3). A parità di potenza dell'impianto, la scelta di una tensione più elevata consentirà di utilizzare un minor numero di stringhe (di conseguenza anche cavi, scatole e quadri, diodi, fusibili etc.) e minori perdite sui circuiti a corrente continua. Per contro, con la tensione aumentano le sollecitazioni dielettriche e diventano più severe le condizioni in cui operano i dispositivi di manovra e di protezione. Nella scelta della tensione bisogna ricordare infine che valori superiori a 600V ce. sono ritenuti "alta tensione" dal DPR 547/55, con conseguente obbligo di schermatura per i cavi (art. 279).

Il DPR 574/55 vieta inoltre lavori elettrici sotto tensione sui sistemi a tensione maggiore di 1000 V, sia in ce. che in c.a., anche se, secondo la corte di cassazione, tenuto conto della legge 186/68 "non è punibile il datore di lavoro che violi il DPR 547/55, ma rispetti le norme CEI".

6.3 Schema dell'impianto e scelta dell'inverter

Le configurazioni secondo cui è possibile avere l'impianto sono descritte al paragrafo 5.7.2. Negli impianti fino a 2-3 kW si suddividono in genere i moduli in una o due stringhe, che alimentano un inverter monofase. Per impianti fino ai 6 kW si prevede in genere un unico inverter monofase, al quale sono collegate le due o tre stringhe che costituiscono il campo PV. Con un inverte multi stringa è possibile gestire anche condizioni di orientamento e orientamento non omogeneo tra le stringhe. Per gli impianti di potenza superiore ai 6 kW, si può scegliere lo schema multi-inverter oppure mono- inverter, tenuto conto dei vantaggi e gli svantaggi delle due soluzioni. Gli inverter trifase senza trasformatore di separazione hanno un rendimento maggiore, ma presentano generalmente una tensione di uscita inferiore a quella di rete, perché viene meno l'aumento della tensione da parte del trasformatore. Per questa ragione, per potenze fino ad un centinaio di kilowatt si preferisce ricorre alla soluzione multi- inverter, con più inverter monofase in parallelo sulla stessa fase e un unico trasformatore de separazione dalla rete pubblica (quando richiesto).

Il rendimento di un inverter non è costante, ma varia in funzione della potenza alla quale lavora, che a sua volta dipende dalle condizioni ambientali, soprattutto dall'irraggiamento solare. La figura 6.3.1 mostra gli andamenti tipici del rendimento degli inverter al variare della potenza in uscita rispetto a quella nominale P/P_n .

Il rendimento dell'inverter cambia dunque anche nel corso della stessa giornata. Per ottenere un rendimento significativo durante un congruo periodo di tempo, ad esempio un anno, bisognerebbe ipotizzare un diagramma nel tempo della potenza fornita dal generatore PV e calcolare il rendimento per il periodi di tempo considerato. Ciò viene fatto con il *rendimento europeo*, il quale però è basato su un andamento delle potenze relative agli irraggiamenti solari del centro Europa, non corrispondenti a quelli delle nostre latitudini.

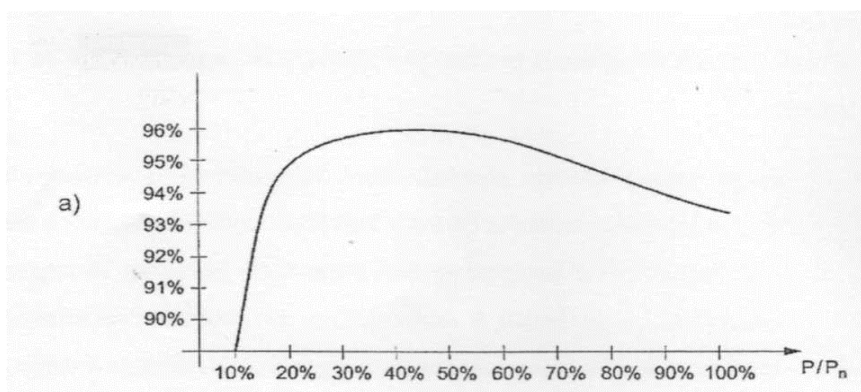


Figura 6.3.1: Andamento tipico del rendimento di un inverter

Nel nord Italia, si sceglie in genere una potenza massima in ingresso dell'inverter pari al 90-95% della potenza nominale del generatore (si fa riferimento al generatore oppure alla parte di generatore collegata all'inverter), poiché l'inverter lavora per la maggior parte del tempo a potenza ridotta. Se la posizione del generatore non è quella ottimale si può però sottodimensionare anche più del 10%.

Nel centro e sud Italia, dove l'irraggiamento solare è maggiore, in genere l'inverter viene leggermente sovradimensionato (5-10%) poiché la potenza in ingresso è mediamente maggiore. In questo modo, si ha anche un margine maggiore per non perdere la potenza che eccede in calore, quando l'irraggiamento è più elevato dello standard.

Gli inverter devono essere installati, per quanto possibile, in ambienti con temperature basse, perché il loro rendimento diminuisce all'aumentare della temperatura.

Per consentire lo smaltimento del calore dissipato dall'inverter, è necessario garantire un'adeguata ventilazione dell'ambiente di installazione. Per grossi inverter è in genere necessario prevedere un sistema di ventilazione forzata, specie se sottodimensionati o se la temperatura dell'ambiente è generalmente elevata. Tale sistema di ventilazione va dimensionato secondo le indicazioni del costruttore.

6.4 Batterie

Il metodo più semplice e pratico per stimare la capacità delle batterie si divide in tre punti: La potenza prodotta giornalmente dal generatore fotovoltaico in è divisa per il voltaggio della batteria (6 o 12 Volt), per avere la capacità della batteria in AH, Per prevedere l'autonomia richiesta dalle batterie, la capacità in AH ottenuta nel punto precedente, è moltiplicata per il massimo numero di giorni di maltempo previsti. Generalmente vengono considerati a seconda delle latitudini dai 3 ai 10 giorni. Maggiore è l'approvvigionamento energetico, tanto maggiori saranno le spese di impianto e le sue dimensioni.

Il risultato del punto due viene diviso per 0,7 al fine di garantire la riserva del 30% alle batterie.

7. ANALISI E OSSERVAZIONI SUGLI ASPETTI AMBIENTALI DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

I sistemi fotovoltaici forniscono energia elettrica e il range di usi per l'elettricità e le situazioni in cui viene impiegata sono enormi. Tuttavia, ci sono molte altre tecnologie per la produzione di elettricità. Generalmente i combustibili fossili e la generazione idroelettrica sono largamente più utilizzati degli impianti fotovoltaici.

La questione si pone, poi, come il sistema fotovoltaico possa penetrare il mondo del consumo elettrico ed entrare in competizione con esso o competere altre sorgenti di produzione elettrica. Al momento attuale, ci sono vari sistemi fotovoltaici che possono ben competere in varie applicazioni in quanto molto adatti; in altre applicazioni, i sistemi fotovoltaici stanno procedendo sempre più verso un buon sviluppo grazie anche ai sussidi pubblici e investimenti atti a soddisfare le esigenze di elettricità, riducendo i costi ambientali.

In ogni caso, è utile conoscere la redditività economica, presente e futura, del sistema fotovoltaico in una data applicazione. Quindi illustreremo alcuni criteri finanziari convenzionali e il costo dell'energia consegnata. Quest'ultima è una fondamentale caratteristica dei sistemi fotovoltaici e può essere influenzata dal design e performance del sistema. La scelta di sviluppare un apparato fotovoltaico in una certa situazione è anche influenzato da altri temi, inclusa la competizione per avere una differente fornitura elettrica, rischi finanziari, e ambientali, politici e argomenti umanitari.

7.1. Metodologia Generale

Una metodologia generale per valutare l'economia di un sistema fotovoltaico è considerare i diversi Steps che lo caratterizzano.

Step 1:

system design, che deve essere fatto prima dell'analisi economica.

Steps 2,3,4,:

costo di sistema. Per determinare un costo di sistema, la completezza e accuratezza dei costi dei singoli componenti permette una buona stima. La figura suggerisce due modi possibili per stimare il costo del sistema. Se il design del sistema è basato su una tecnologia nota, allora è possibile definire una lista di materiali e ottenere le quotazioni dei venditori. Se la tecnologia delle celle/moduli è progettata per il futuro, o la tecnologia

oggetto di discussione non è ancora inserita nel mercato di produzione e quindi i costi non disponibili, allora il prezzo va predetto secondo dei modelli di processo specifici.

Per i modelli a cui facciamo riferimento noi, trattiamo componenti e materiali disponibili sul mercato e con prezzi noti da parte dei produttori e distributori.

Gli elementi che vengono presi in considerazione per i costi sono:

- Celle PV
- Moduli PV
- Struttura di supporto
- Controllo struttura
- Eliostati
- Sistema di r raffreddamento
- Interconnessioni di cablaggio
- Sistemi di transfer
- Terreno
- Lavoro di installazione e gestione
- Costi di finanziamento e costruzione
- Trasporto
- Tasse
- Licenze, permessi.

Steps 5:

produzione annuale di Energia. Può essere calcolata dai dati solari locali e dai parametri di performance del sistema. Per l'uso privato, l'energia qui considerata è l'energia d'uso, escluso quindi quella in eccesso prodotta.

Steps 6:

Levelized Energy Cost (LEC). È un indice di costo annuale (\$/kWh) riferito a un periodo di tempo prolungato per valutare la positività dell'investimento nel tempo e la sua stabilità.

Step 7:

valutazione economica. Viene fatto un paragone tra l'indice LEC e il costo dell'elettricità (LEC) calcolato da altre sorgenti. Per grandi produttori si tratta di fare un confronto tra la possibilità delle scelte fotovoltaica e altre fonti di energia da generatori diesel-elettrici o celle a combustibile. Per il singolo utilizzatore, si tratta di scegliere sull'effettiva convenienza rispetto il sistema pubblico.

Step 8:

valore annuale di energia. Il valore è calcolato dal tasso di utilità elettrica e produzione di energia. Cioè dipende dalle richieste di energia e dalla produzione di energia elettrica prodotta nell'arco dell'anno.

Step 9:

valore di progetto. Dopo aver calcolato i vari parametri e indici bisogna valutarli nell'insieme e stabilire delle relazioni temporali, di costo, di rendimento e sfruttabilità dell'impianto, così da poter arrivare rispondere alla domanda iniziale di maggiore o minore convenienza della scelta fotovoltaica.

Steps 10,11,12,13,14:

costo di sistema (manufacturing and modeling). Se i componenti da utilizzare hanno dei costi noti e reperibili, l'analisi di costo di essi viene fatta all'inizio del processo di valutazione economica. Altrimenti, qualora si trattasse di materiali da sviluppare, dopo aver concluso dell'effettiva redditività dell'impianto, si fanno dei modelli di valutazione e predizione dei costi di produzione e del mercato di destinazione.

7.2. Prospettive Future

Le celle, moduli e sistemi fotovoltaici hanno avuto uno sviluppo intenso nei 25 anni precedenti il XXI sec. Significativi miglioramenti nelle performance e riduzioni di costo per unità d'area sono stati fatti. La varietà di celle fotovoltaiche e tecnologie di moduli commercialmente disponibile o in corso di sviluppo sono in rapida crescita, anche se la tecnologia al silicio cristallino è ancora predominante. I costi effettivi di applicazione che hanno sempre caratterizzato i sistemi fotovoltaici sono stati implementati. Molte altre applicazioni sono state installate per beneficiare di sussidi dei governi e di istituzioni di sviluppo economico. Molti progressi sono stati fatti, ma il fotovoltaico fornisce ancora una piccola frazione del mercato della produzione di energia elettrica.

Secondo una recente pubblicazione del Photon International la produzione mondiale di fotovoltaico è stata di 520,6 MWp nell'ultimo anno. Ci sono circa 59 produttori mondiali di moduli fotovoltaici. I due terzi dell'industria è ancora dipendente dai sussidi. Europa, Giappone e USA alimentano gran parte delle richieste di produzione. Molte industrie iniziano a investire in tale ambito, tramite anche corporazioni e negli ultimi anni sono anche diventati i maggiori protagonisti dell'industria fotovoltaica. La top ten di maggiori produttori stila nel 2010 comprende:

- 1) Sharp (le loro celle solare sono state le prime ad essere integrate con sistemi elettronici) 74.0 MW_p
- 2) BP Solar (fa parte della British Petroleum, ma emerse dopo l'incorporazione con le Solarex statunitense, presentando i suoi programmi in USA, Spagna, Australia e India) 54.4 MW_p
- 3) Kyocera (una delle maggiori aziende per la produzione elettronica giapponese) 54.0 MW_p
- 4) Siemens and Shell Solar GmbH (nata dalla fusione di Siemens e Shell, investe soprattutto negli USA) 48.3 MW_p
- 5) Astro Power (produttore indipendente statunitense) 26.0 MW_p
- 6) RWE Solar (nata dalla fusione della German Utility RWE e ASE Americas) 22.7 MW_p
- 7) Isofoton (produttore indipendente spagnolo di PV e tecnologia termica solare) 18.7 MW_p
- 8) Sanyo (principale produttore giapponese di semiconduttori, batterie) 16.0 MW_p
- 9) Mitsubishi (corporazione di varie piccole aziende giapponesi) 14.0 MW_p
- 10) Photowatt (produttore canadese) 13.5 MW_p

Considerato lo sviluppo degli ultimi anni e la concorrenza tra i vari gruppi di produttori, il prezzo dei moduli in \$/W diminuì negli ultimi anni.

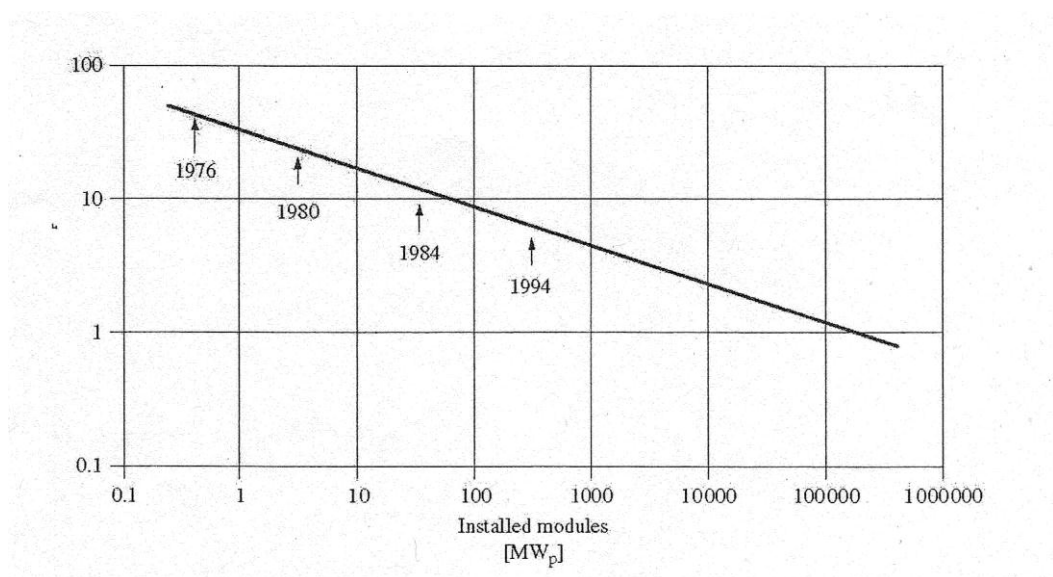


Figura 7.2.1: Trend del prezzo dei moduli fotovoltaici

Da una prospettiva generale risulta chiaro che il futuro sviluppo dei sistemi PV non è prevedibile e la sua crescita è di certo legata a vari fattori non solo internamente connessi, ma anche da fattori esterni:

- Dal continuo progresso per migliorare le prestazioni e ridurre il costo dei sistemi PV
- Dall'alimentare del costo del combustibile fossile
- Dall'aumentare dei costi ambientali dovuti all'uso di combustibili fossili per la produzione di energia elettrica
- Dalla capacità di sviluppare sistemi che aumentino le prestazioni dei sistemi PV
- Dalla quantità di potenza prodotta per unità d'area e dalle richieste individuali.

Tutte queste prospettive suggeriscono che i sistemi PV continueranno ad ampliare il loro inserimento nel mercato e contribuire alla produzione di energia in quantità sempre crescenti nelle prossime decadi.

8. CONCLUSIONI

Nei prossimi 50 anni l'umanità, con le economie mondiali in rapido sviluppo e una popolazione in costante crescita dovrà far fronte a due grandi sfide: soddisfare la domanda mondiale di energia e limitare gli effetti del riscaldamento globale. L'energia solare, assieme alle altre fonti rinnovabili, è una delle possibili soluzioni ad entrambi i problemi.

Con il progressivo esaurimento delle riserve di combustibili fossili, sempre più persone si dovranno rivolgere a questa fonte di energia alternativa. Si stima infatti che entro il 2100, l'energia solare rappresenterà l'80% dell'energia totale prodotta in tutto il mondo.

La luce del sole è la più importante fonte di energia che abbiamo a disposizione. E' un'energia pulita, gratuita e ancora adoperabile per alcuni miliardi di anni. Allo stato attuale, come abbiamo visto in precedenza, le modalità di sfruttamento di tale energia sono costituite prevalentemente dagli impianti fotovoltaici. Per produrre un chilowattora elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2.56 kWh sotto forma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria circa 0.53 kg di anidride carbonica. Si può dire quindi che ogni kWh prodotto dal sistema fotovoltaico evita l'emissione di 0.53 kg di anidride carbonica. Installare un impianto fotovoltaico è quindi una scelta responsabile perché rispetta l'ambiente, contribuisce a ridurre lo sfruttamento delle risorse naturali (gas, petrolio, carbone) e riduce le emissioni dei gas responsabili dell'effetto serra e dell'inquinamento atmosferico, portando ad un miglioramento della qualità della vita.

Sicuramente il fotovoltaico non era inizialmente molto competitivo, ma poi grazie alla riduzione dei costi (per merito della ricerca) ed al migliore rendimento degli odierni moduli fotovoltaici, la conversione diretta dell'energia solare è diventata estremamente attraente come fonte non tradizionale di energia. Lo strumento per raggiungere questo obiettivo è nell'assicurare la continuità della detrazione fiscale al 55% per almeno un quinquennio, accompagnata da una relativa campagna informativa e dalla massima semplificazione burocratica. Deve essere previsto, inoltre, un incentivo sull'installazione dei piccoli impianti e un "conto energia" per gli impianti di grande taglia. Il costo complessivo dell'incentivazione necessaria per raggiungere l'obiettivo di 1 metro quadrato per abitante potrebbe aggirarsi in totale a 17 miliardi di euro. Sacrificio necessario, a mio modo di vedere, al fine di ridurre sempre di più la dipendenza economica del nostro paese nei confronti dei combustibili fossili con un conseguente miglioramento della vivibilità e della sostenibilità ambientale.

Grazie a queste tariffe incentivanti, garantite per 20 anni, l'installazione di un impianto rappresenta, dal punto di vista economico, un investimento a lungo termine: si acquista in

anticipo l'energia che si consumerà nei prossimi decenni, col vantaggio di avere un costo fisso, indipendentemente da crisi economiche ed energetiche.

BIBLIOGRAFIA

- M. Pagliaro, G. Palmisano, R. Ciriminna, Il nuovo fotovoltaico, dal film sottile alle celle a colorante, Dario Flaccovio editore 2008
- F. Groppi, il fotovoltaico per tutti, Editoriale Delfino 2005
- A. Magrini, D. Ena, tecnologie solari attive e passive
- A. Robotticonversione diretta dell'energia solare in elettricità: il processo fotovoltaico, Utet 1984
- J. Duffie L'energia solare nelle applicazioni termiche, Liguori 1978
- G. Righini L'energia solare e le sue applicazioni, Feltrinelli, 1966
- J. Perlin Dal Sole: l'energia solare dalla ricerca spaziale agli usi sulla Terra, 2000 C. Casci
- Energia solare : principi generali e utilizzazione, CLUP 1980
- C. Caputo Gli impianti convertitori di energia, Casa Editrice Ambrosiana 2001
- riv. Specializzata Il Sole a 360°, n. 1-12, 2006
- riv. Specializzata EDS - Energia dal Sole n. 1 e n.2 2006
- periodico elettronico Solar Energy Materials & Solar Cells, Elsevier
- Califano P.F., P. Spirito, Le celle solari, in Fonti Energetiche Alternative, Franco Angeli Editore.
- Canali C, M. Prudenzioli, Materiali semiconduttori per la conversione fotovoltaica, Alta Frequenza, vol. XLVI, n. 10, 1977
- Cirillo E., Gli impianti fotovoltaici: le celle solari, Energie alternative HTE, n. 52, 1988
- Grove A. S., Fisica e tecnologia dei dispositivi a semiconduttore, Franco Angeli Editore, 1985.
- Marinelli, Olivetti, Ingegneria Solare - Principi ed applicazioni, Pitagora ed., Bologna 1994
- Marco Sala, Lucia Ceccherini Nelli, Tecnologie Solari, Alinea, Firenze 1993
- Manuale Energetics, Fotovoltaico: un investimento alla luce del sole
- Francesco Groppi, Carlo Zuccaro Impianti solari fotovoltaici a norme CEI, Editoriale Delfino, 2007.
- Gamba Massimo, Impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica dalla fonte solare
- Michelin, A. Munari, Fondamenti di chimica, Cedam

SITOGRAFIA

www.assolterm.it

www.fairfild.com

www.efestoclima.it

www.energytechnologysolutions.it

www.ambienteitalia.it

www.pro-energy.it

<http://qualenergia.it>

<http://ecoalfabeta.blogosfere.it>

www.consulente-energia.com

www.ises.org

www.energoclub.it

www.enel.it

www.ecorete.it/solare-energia.php

www.cnr.it

www.greensolar.it

www.enerpoint.it

www.logicaenergetica.it

www.enea.it

www.entechsolar.com

www.geniabusines.com

www.ape.ud.it

www.fis.unipr.it

www.trinasolar.com