

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

FACOLTA' DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA TRIENNALE IN INGEGNERIA ELETTRONICA



TESI

Struttura e funzionamento delle celle solari e degli impianti fotovoltaici

Relatore: Proff. Andrea Cester

Laureando: Luca Durigon

Anno accademico: 2010/2011

Indice

| | |
|--|----|
| Prefazione | 5 |
| 1- Introduzione al fotovoltaico | |
| 1.1- La radiazione solare | 6 |
| 1.2- Vantaggi e applicazioni del fotovoltaico | 8 |
| 1.3- Prospettive future | 9 |
| 2- La cella fotovoltaica | |
| 2.1- L'effetto fotovoltaico | 11 |
| 2.2- Fondamenti fisici e struttura del silicio | 11 |
| 2.3- Diodo a giunzione | 13 |
| 2.4- Diodo fotovoltaico a giunzione | 14 |
| 2.5- Caratteristica elettrica della cella solare | 15 |
| 2.6- Rendimento | 16 |
| 3- Tipologia di celle fotovoltaiche | |
| 3.1- Silicio Monocristallino e Policristallino a confronto | 18 |
| 3.2- Dalla cella al modulo fotovoltaico al silicio cristallino | 19 |
| 3.2.1- Superficie esterna e strato antiriflesso | 19 |
| 3.2.2- Griglia di contatto superiore | 20 |
| 3.2.3- Substrato | 21 |
| 3.2.4- Superficie posteriore | 22 |
| 3.3- Silicio Amorfo | 22 |
| 3.3.1- Struttura del silicio amorfo e processo di produzione | 23 |
| 3.3.2- Struttura del silicio amorfo idrogenato | 24 |
| 3.3.3 - Effetto Staebler-Wronski | 25 |
| 3.3.4 - Energy gap | 25 |
| 3.3.5- Altri tipi di celle fotovoltaiche | 26 |
| 4- Impianto fotovoltaico | |
| 4.1- Dal modulo al campo fotovoltaico | 28 |
| 4.2- Posizionamento di un modulo e scelta dell'angolo di tilt | 29 |
| 4.3- Tipologia di impianti fotovoltaici e loro applicazioni | 32 |
| 4.3.1- Impianti FV collegati in rete | 32 |
| 4.3.2- Impianti FV a isola | 33 |
| 4.4- Sistema di accumulo di energia | 35 |
| 4.4.1- La batteria | 36 |
| 4.4.2- Installazione e alloggiamento degli accumulatori | 38 |

Bibliografia

Prefazione

Nell'attuale contesto energetico ed ambientale globale è diventato rilevante e prioritario l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra e di sostanze inquinanti, anche mediante lo sfruttamento di fonti energetiche alternative e rinnovabili, che affianchino e riducano l'utilizzo di combustibili fossili, i quali sono oltretutto destinati ad esaurirsi per il considerevole consumo da parte di diversi Paesi.

Il Sole è certamente una fonte di energia rinnovabile dalle grosse potenzialità, a cui si può attingere nel rispetto dell'ambiente. Basti pensare che istante per istante la superficie dell'emisfero terrestre esposto al Sole riceve una potenza maggiore di 50 mila TW; la quantità di energia solare che arriva sul suolo terrestre è quindi enorme, circa diecimila volte superiore a tutta l'energia usata dall'umanità nel suo complesso.

Tra i diversi sistemi che utilizzano fonti di energie rinnovabili, il fotovoltaico è promettente per le qualità intrinseche del sistema stesso, poiché ha ridottissimi costi d'esercizio (il combustibile è gratuito) e limitate esigenze di manutenzione, e affidabile, silenzioso e relativamente semplice da installare. Inoltre il fotovoltaico, in alcune applicazioni isolate, è sicuramente conveniente in confronto ad altre fonti energetiche, specie in luoghi in cui sia difficoltoso ed antieconomico giungere con tradizionali linee elettriche.

Nel panorama italiano il fotovoltaico sta avendo un forte incremento grazie al Conto Energia, un meccanismo di sovvenzione per il settore fotovoltaico che prevede la remunerazione, con incentivi erogati dal GSE (Gestore dei Servizi Elettrici), dell'energia elettrica prodotta da impianti connessi alla rete.

Nella prima parte del mio scritto descriverò la struttura e il funzionamento delle celle solari al silicio cristallino e amorfo, per poi dedicarmi agli impianti fotovoltaici, la loro tipologia, i principali componenti, i metodi di installazione e le diverse configurazioni. Viene inoltre analizzata la produzione energetica di un impianto e come essa viene immagazzinata negli impianti a isola.

1.INTRODUZIONE AL FOTOVOLTAICO

1.1 La radiazione solare

Nel nucleo del Sole avvengono incessantemente reazioni di fusione termonucleare a milioni di gradi che liberano enormi quantità di energia sotto forma di radiazioni elettromagnetiche. Parte di questa energia raggiunge l'esterno dell'atmosfera terrestre con un irraggiamento medio (costante solare) di circa $1367 \text{ W/m}^2 \pm 3\%$ che varia in funzione della distanza Terra-Sole e dell'attività solare (macchie solari).

Per *irraggiamento solare* si intende l'intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria [kW/m^2]. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro della radiazione solare.

Nell'attraversare l'atmosfera la radiazione solare si attenua, poiché in parte viene riflessa ed assorbita (soprattutto dal vapore d'acqua e dagli altri gas atmosferici).

La radiazione che prosegue viene parzialmente diffusa dall'aria e dalle particelle solide in sospensione nell'aria (Fig. 1.1).

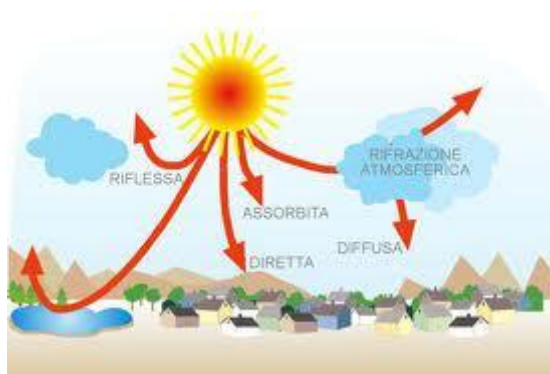


Fig. 1.1: Flusso di energia fra il sole, l'atmosfera e la superficie terrestre

Per *radiazione solare* s'intende l'integrale dell'irraggiamento solare su un periodo di tempo specificato [kWh/m^2].

La radiazione che giunge su una superficie orizzontale è pertanto composta da una *radiazione diretta*, associata all'irraggiamento diretto sulla superficie, da una *radiazione diffusa* che arriva sulla superficie dal cielo in ogni direzione e da una *radiazione riflessa* dal terreno e dall'ambiente circostante una data superficie (Fig. 1.1).

D'inverno e con il cielo coperto la componente diffusa è molto maggiore di quella diretta.

La radiazione riflessa dipende dalla capacità di una superficie di riflettere la radiazione solare e viene misurata tramite il coefficiente di albedo calcolato per ciascun materiale (Fig. 1.2).

| Superficie | Indice |
|--|--------|
| Neve (caduta di fresco o con un film di ghiaccio) | 0,75 |
| Superfici acquose | 0,07 |
| Suolo (creta, marna) | 0,14 |
| Strade sterrate | 0,04 |
| Bosco di conifere d'inverno | 0,07 |
| Bosco in autunno / campi con raccolti maturi e piante | 0,26 |
| Asfalto invecchiato | 0,10 |
| Calcestruzzo Invecchiato | 0,22 |
| Foglie morte | 0,30 |
| Erba secca | 0,20 |
| Erba verde | 0,26 |
| Tetti e terrazze in bitume | 0,13 |
| Pietrisco | 0,20 |
| Superfici scure di edifici (mattoni scuri, vernice scure) | 0,27 |
| Superfici chiare di edifici (mattoni chiari, vernici chiare) | 0,60 |

Fig. 1.2: coefficienti di albedo per materiali maggiormente presenti

In Italia la radiazione media annuale varia dai 3.6 kWh/m²/giorno della Pianura Padana ai 4.7 kWh/m²/giorno del centro sud e ai 5.4 kWh/m²/giorno della Sicilia (figura 1.6). In località favorevoli del Sud e delle Isole è possibile pertanto raccogliere annualmente circa 2000 kWh/m², l'equivalente energetico di 1.5 barili di petrolio per metro quadrato, mentre il resto dell'Italia si trova fra i 1750 kWh/m² della fascia tirrenica e 1300 kWh/m² della zona padana.

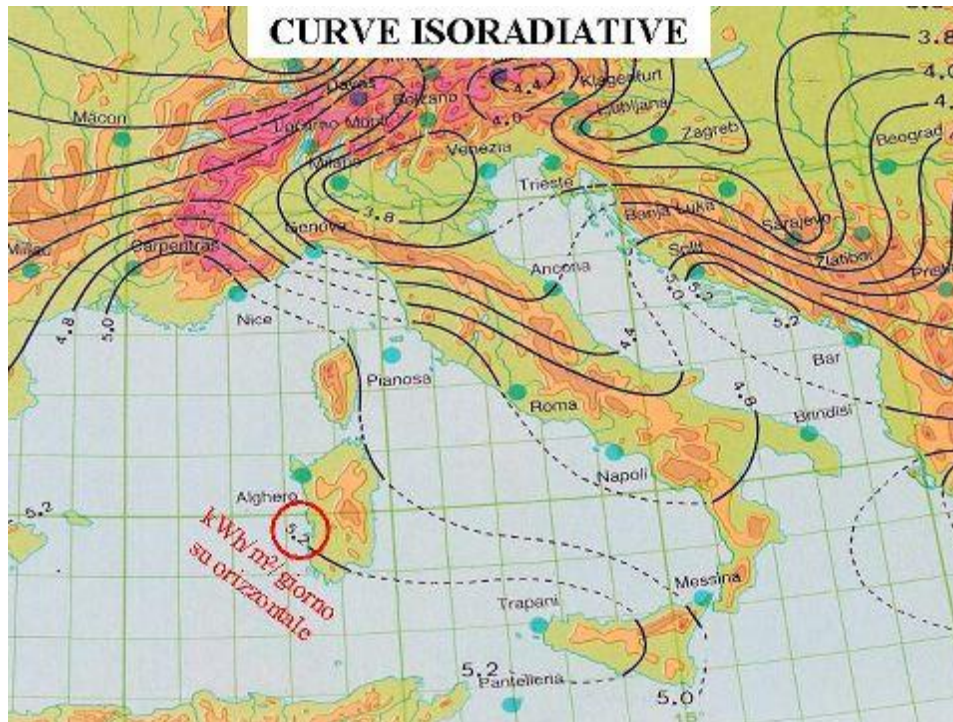


Fig. 1.3: Irradiazione globale giornaliera in kWh/m²

La componente diretta arriva sulla superficie con un angolo pari circa a quello della latitudine del luogo, quella diffusa non possiede angoli di arrivo preferenziali.

In funzione dell'inclinazione del sole sull'orizzonte, la radiazione totale raggiunge mediamente un valore massimo pari a circa 1000 W/m² (irraggiamento al suolo in condizioni di giornata serena con sole a mezzogiorno e temperatura di 25 gradi c°); questo valore è tuttavia fortemente influenzato dalle variazioni delle condizioni atmosferiche (di carattere aleatorio) e, per questo motivo, il progetto degli impianti fotovoltaici va eseguito utilizzando i dati storici di soleggiamento rilevati nella località prescelta o in località con caratteristiche climatiche simili.

I dati storici disponibili riguardano generalmente i valori giornalieri o medi mensili dell'insolazione su superficie orizzontale, espressi in kWh/m²/giorno (Fig. 1.3).

L'orientamento dei moduli solari è fondamentale e la loro posizione ideale è un orientamento esattamente verso Sud.

Per un posizionamento fisso di validità annuale è consigliabile un'inclinazione pari alla latitudine meno 10°; dunque, alle nostre latitudini, l'inclinazione ottimale del piano dei moduli è pari a circa 33° (in questo modo si massimizza l'energia captata nell'arco dell'anno).

Per gli impianti indirizzati solo per la stagione estiva si adottano dei valori di inclinazione pari alla latitudine meno 20°-30° mentre per il periodo invernale le inclinazioni devono essere pari alla latitudine più 10°-15°.

Questi angoli possono cambiare da località a località, sebbene ci si trovi alla stessa latitudine, a causa della variabilità della componente diretta e diffusa, che si ha nelle diverse zone.

1.2 Vantaggi e applicazioni del fotovoltaico

Un impianto fotovoltaico trasforma direttamente ed istantaneamente l'energia solare in energia elettrica senza l'utilizzo di alcun combustibile. La tecnologia fotovoltaica sfrutta infatti l'effetto fotovoltaico, per mezzo del quale alcuni semiconduttori opportunamente "drogati" generano elettricità se esposti alla radiazione solare.

I principali vantaggi degli impianti fotovoltaici possono riassumersi in:

- Diminuzione della quota di energia nazionale prodotta nelle centrali a combustibile fossile (carbone, nafta da petrolio, gas metano), con conseguente diminuzione di emissione di CO₂, gas responsabile dell'effetto serra.
- Diminuzione della dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento di questi combustibili.
- Estrema affidabilità per l'assenza di parti in movimento.
- Minimo costo di manutenzione.
- modularità del sistema (per incrementare la potenza dell'impianto è sufficiente aumentare il numero di pannelli) secondo le reali esigenze dell'utente.

Tuttavia, il costo iniziale per la realizzazione di un impianto fotovoltaico è ancora piuttosto elevato a causa di un mercato che non ha ancora raggiunto la piena maturità tecnica ed economica. Inoltre la produzione è discontinua a causa della variabilità della fonte energetica solare.

La produzione elettrica annua di un impianto fotovoltaico dipende da diversi fattori tra cui:

- radiazione solare incidente sul sito di installazione;
- inclinazione ed orientamento dei pannelli;
- presenza o meno di ombreggiamenti;
- prestazioni tecniche dei componenti dell'impianto (principalmente moduli ed inverter).

Le principali applicazioni degli impianti fotovoltaici sono:

1. impianti (con sistemi di accumulo) per utenze isolate dalla rete (stand alone);
2. impianti per utenze collegate alla rete di bassa tensione (grid connected);
3. centrali di produzione di energia elettrica fotovoltaico, generalmente collegate alla rete in media tensione.

Inoltre sono sempre più diffusi gli incentivi in "conto energia", concessi solo per le applicazioni di tipo 2 e 3, in impianti con potenza nominale non inferiore ad 1 kW.

Un impianto fotovoltaico è essenzialmente costituito da un generatore (pannelli fotovoltaici), da una struttura di sostegno per installare i pannelli sul terreno, su un edificio o una qualsiasi struttura edilizia, da un sistema di controllo e condizionamento della potenza, da un eventuale accumulatore di energia, da quadri elettrici e dai cavi di collegamento.



1.3 Prospettive future

Un pannello solare che funziona di notte è una contraddizione di termini. In una parola: impossibile. Ma Steven Novack, dell'Idaho National Laboratory del dipartimento americano dell'Energia, ha sviluppato un nuovo concetto di pannelli solari destinato a creare una vera rivoluzione nel settore. E soprattutto superare il grande limite dei pannelli solari: senza sole, quindi di notte, non producono energia, con le evidenti limitazioni che ciò comporta.

Novack parte da una constatazione di fatto: circa la metà dell'energia disponibile dello spettro solare arriva sulla Terra nella banda degli infrarossi. E parte di questa viene rimessa sotto forma di calore dal terreno durante la notte. Se la notte è nuvolosa, in parte gli infrarossi vengono riflessi verso il suolo. Ecco perché nei deserti, dove la copertura nuvolosa è assente, di notte la temperatura si abbassa notevolmente e fa freddo: il calore attraversa l'atmosfera e si disperde nello spazio come radiazione Ir. Realizzando un sistema di microantenne della lunghezza d'onda degli infrarossi (sopra i 700 nanometri), test di laboratorio hanno verificato la possibilità di raccogliere l'84% dei fotoni rimessi dal terreno. Un sistema operativo reale utilizzabile su larga scala potrebbe arrivare al 46%. È comunque un'efficienza di gran lunga maggiore di quella dei migliori pannelli fotovoltaici attuali, le cui celle al silicio non oltrepassano il 20% nelle migliori condizioni. In realtà i pannelli tradizionali hanno efficienza ancora minore, perché se le celle non sono posizionate con un'angolazione precisa rispetto all'angolo di incidenza dei raggi solari oppure se si riscaldano troppo oltrepassando la temperatura ottimale di esercizio, la produzione di corrente elettrica crolla a frazioni di quella nominale. Le microantenne, invece, sono in grado di assorbire infrarossi in un ampio ventaglio angolare. A differenza delle celle fotovoltaiche, che assorbono fotoni per liberare elettroni e generare energia, le microantenne funzionano in altro modo. Entrano in risonanza con la lunghezza d'onda degli Ir generando una corrente alternata, ma a una frequenza troppo alta per essere utilizzata. La corrente alternata (Ac) deve quindi essere trasformata in corrente continua (Dc), ma qui sorge un problema. I diodi semiconduttori al silicio che convertono la Ac in Dc non funzionano alle alte frequenze generate, spiega Aimin Song, ingegnere nano elettronico dell'Università di Manchester. Inoltre quando vengono rimpiccioliti alle dimensioni delle microantenne, i diodi diventano meno conduttivi. Ma Song e, indipendentemente, Garret Moddel dell'Università del Colorado a Boulder, stanno risolvendo questo decisivo inconveniente con la creazione di un diodo di nuova concezione capace di utilizzare alte frequenze ottiche. Una volta superato il problema dei diodi, l'ideale sarebbe realizzare un pannello multistrato capace di funzionare a differenti frequenze. Capace quindi di assorbire sia la luce solare diurna, sia gli infrarossi emessi di notte dal terreno e anche quelli rispediti a terra dalle nuvole. Quindi un pannello che funzioni sia di giorno che di notte. In pratica la quadratura del cerchio. Oltre ai diodi, il problema consiste nel produrre microantenne delle dimensioni della radiazione infrarossa: alcune centinaia di nanometri (un nanometro è un milionesimo di millimetro). Al momento il gruppo di ricerca di Novack ad Idaho Falls ha creato microantenne capaci però di operare solo nell'infrarosso lontano, ma ritiene possibile realizzare entro pochi mesi microantenne in grado di lavorare anche nello spettro infrarosso medio e vicino. Un grosso impulso a questa tecnologia che potrebbe rivoluzionare il mondo dell'energia solare, può arrivare dai nano tubuli in carbonio, messi a punto da Michael Strano, Han Jae-hee e Geraldine Paulus del Mit di Boston. Il gruppo, su *Nature Materials* dello scorso 12 settembre, ha reso noto di aver trovato il modo di realizzare le microantenne di Novack utilizzando i nano tubuli in carbonio. Strano e colleghi hanno realizzato una sorta di fibra lunga mille nanometri e spessa 400 nanometri composta da circa 30 milioni di nano tubuli. I costi dei nano tubuli al carbonio negli ultimi anni si sono dimezzati più volte e, secondo Strano, nel prossimo futuro scenderanno ad alcuni centesimi di dollaro alla libbra (poco meno di mezzo chilo). I nano tubuli finora realizzati hanno un'efficienza dell'87% nel rapporto tra energia prodotta rispetto a quella assorbita, ma il gruppo di ricerca sta lavorando a una versione avanzata con un'efficienza del 99 per cento. I nano tubuli si stanno dimostrando molto promettenti e vengono studiati anche al Centro di nano scienze dell'Università di Copenaghen. In particolare

Peter Krogstrup dell'Istituto Niels Bohr, in collaborazione con altri ricercatori finanziati dalla società SunFlake, si sta concentrando sulla purezza delle nano fibre, in cui la struttura elettronica è perfettamente uniforme in tutto il materiale. Un aspetto importante, in quanto più il nano tubulo è puro, maggiore è l'efficienza. In Danimarca però la ricerca, apparsa sul numero di novembre 2010 di *Nano Letters*, si concentra su nano fibre diverse, non di carbonio ma di gallio e arsenico.



Circa 2 miliardi di persone non hanno accesso all'energia elettrica, quasi tutte in Paesi del Terzo mondo. Le rinnovabili, e in particolare il solare, potrebbero soddisfare il fabbisogno di almeno la metà delle popolazioni senza corrente elettrica, secondo le stime dello studio Bernoni ed Efram realizzato per la seconda edizione di *Good Energy Award*. Lo sviluppo della nuova generazione del fotovoltaico notturno sembra destinato proprio a chiudere questo gap. E senza aggravare le emissioni di gas serra. È solo un problema di volontà di investire risorse nella ricerca in questa direzione.

2.LA CELLA FOTOVOLTAICA

2.1 L'Effetto fotovoltaico

La conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica utilizza il fenomeno fisico dell'interazione della radiazione luminosa con gli elettroni nei materiali semiconduttori, denominato effetto fotovoltaico.

Tutti gli atomi sono formati da un nucleo centrale e dagli elettroni che gravitano attorno ad esso.

In un singolo atomo gli elettroni di ogni orbitale hanno un proprio livello energetico e vengono attratti al nucleo tanto più forte quanto più sono vicini.

In un cristallo, come in un semiconduttore, gli elettroni formano una serie di bande energetiche; la banda più alta viene detta banda conduttrice, e la differenza tra questa banda a quella inferiore viene detto gap-energetico ed è proprio questa quantità di energia che serve ad un elettrone per liberarsi dall'atomo.

Questo gap energetico è tanto più piccolo quanto più buone sono le doti di conduttore del materiale preso in considerazione(Fig.2.1).

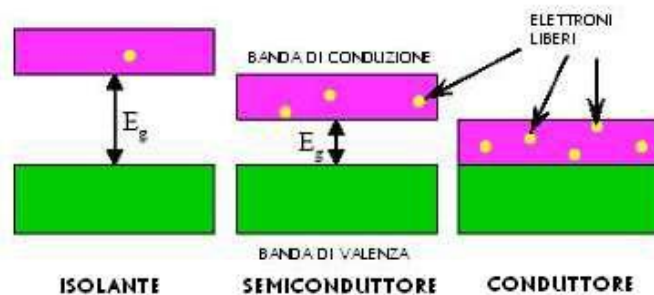


Fig. 2.1:bande energetiche a confronto

Nel caso di materiali isolanti, il band gap(o Energy gap: E_g) risulta troppo elevato per poter essere eguagliato dall'energia del fotone incidente, mentre per i materiali conduttori l'energia del band gap è piccolissima, quindi a temperatura ambiente c'è una continua creazione e distruzione di coppie elettrone-lacuna e l'energia necessaria alla creazione viene fornita direttamente dalle fluttuazioni termiche.

Nei semiconduttori invece,essendo che le radiazioni emanate dal sole sono costituite per la maggior parte da fotoni con energia molto maggiore della band-gap del silicio, l'assorbimento della radiazione solare da proprio luogo alla transizione in banda di conduzione di un certo numero di elettroni al quale corrisponde un egual numero di lacune che passa in banda di valenza.

2.2 Fondamenti fisici e struttura del silicio

Oggi sono disponibili parecchi tipi di semiconduttori con cui si fabbricano delle celle fotovoltaiche, ma per parecchie celle in commercio è usato il silicio,il quale ha 14 elettroni di cui 4 sono di valenza, cioè disponibili a legarsi in coppia con elettroni di valenza di altri atomi.

In un cristallo di silicio chimicamente puro ogni atomo è legato in modo covalente con altri 4 atomi cosicché all'interno del cristallo non vi sono elettroni liberi(Fig.2.2)

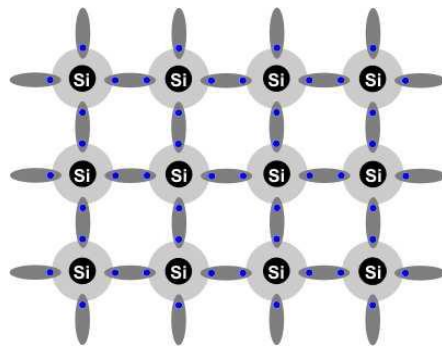


Fig. 2.2: struttura atomica del silicio

L'energia media necessaria per fare uscire l'elettrone dalla banda di valenza di un cristallo di silicio a 20°C è di 1.12 eV, un elettrone che esce dalla banda di valenza è chiamato "elettrone libero" poiché è disponibile per la conduzione.

Ciascun elettrone libero lascia dietro di sé una buca, cioè una lacuna dove manca l'elettrone.

Ciò fa sì che un elettrone di valenza con un legame adiacente si può spostare da un atomo ad uno contiguo, così pure può avvenire per le buche. Per sfruttare l'elettricità è necessario creare un moto coerente di elettroni e di lacune, ovvero una corrente, mediante un campo elettrico interno alla cella. Questo meccanismo si ottiene mediante drogaggio del semiconduttore cioè alcuni atomi di silicio del cristallo vengono sostituiti con atomi di fosforo che hanno 5 elettroni di valenza, di questi elettroni quattro completano i legami covalenti con quelli degli atomi di silicio circostanti, accoppiando gli spin parallelo antiparallelo, mentre il quinto è un elettrone in eccesso che alla temperatura ambiente, ha sufficiente energia per essere considerato un elettrone libero (Fig.2.3).

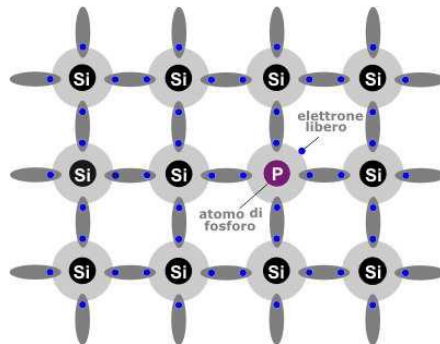


Fig. 2.3:silicio drogato con un atomo di fosforo

Analogamente se la sostituzione avviene con atomi di boro, che ha solo 3 elettroni di valenza, ci sarà un elettrone mancante per completare i legami chimici con gli atomi adiacenti di silicio. Tale elettrone mancante determina una carica positiva e viene chiamata lacuna (Fig.2.4).

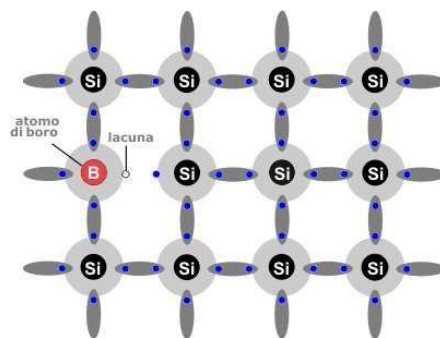


Fig 2.4:silicio drogato con un atomo di boro

Il primo strato, a carica negativa, si indica con n, l'altro, a carica positiva, con p.

La giunzione p-n (diodo) si realizza unendo proprio questi due strati con drogaggio differente.

2.3 Diodo a giunzione

Una cella fotovoltaica non è altro che un diodo a semiconduttore, essa converte l'energia dei fotoni in energia elettrica. Si ottiene un diodo quando c'è una transizione da un semiconduttore drogato di tipo p e un semiconduttore di tipo n.

Prima di considerare il funzionamento di una giunzione in presenza di luce è, però, opportuno considerare il funzionamento della giunzione in assenza di luce.

Si verifica, in tale situazione di funzionamento, una ricombinazione nella zona della giunzione e, gli elettroni liberi, dal materiale di tipo n, nella regione di sinistra, tendono a diffondere verso la regione di tipo p, dove essi possono facilmente ricombinarsi a causa della grande concentrazione di buche. Le buche dal lato destro della giunzione tendono a diffondere nel materiale di tipo n e, rapidamente, si ricombinano con i numerosi elettroni liberi (Fig.2.5).

Il movimento degli elettroni liberi e delle buche dà luogo ad una densità di carica netta nella regione di giunzione.

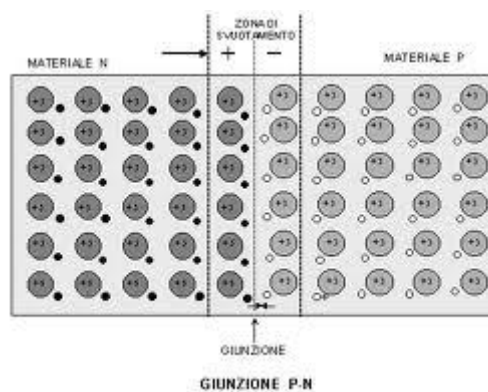


Fig. 2.5: giunzione pn

Gli elettroni liberi si muovono dalla sinistra della giunzione verso destra lasciando una carica positiva dietro di loro, mentre, le lacune che migrano, lasciano una carica negativa dietro di loro sul lato destro della giunzione.

La distribuzione delle cariche dà luogo ad un campo elettrico e quindi ad una differenza di potenziale attraverso la giunzione.

Il potenziale attraverso la giunzione tende a ritardare la diffusione dei portatori di carica ed eventualmente può prevalere una condizione di equilibrio.

Oltre ad aversi degli elettroni liberi nei conduttori di tipo n e delle buche nei conduttori di tipo p, si possono prendere anche in considerazione, al fine di giustificare il modo di funzionamento di questi diodi, le buche presenti nel conduttore di tipo n e i pochi elettroni liberi presenti nel conduttore di tipo p, che sono le cosiddette cariche minoritarie.

Le cariche minoritarie tendono anche ad attraversare la giunzione facilmente poiché il profilo di potenziale è tale che la loro migrazione ne risulta incentivata. Pertanto il potenziale elettrico, quando il passaggio di corrente è trascurabile, permette la diffusione attraverso la giunzione di una sufficiente quantità di carica maggioritaria, cosicché la corrente della carica minoritaria tende ad essere mascherata.

La differenza di potenziale attraverso la giunzione non è, però, direttamente disponibile per un circuito esterno. In tale caso, infatti, si ha un conduttore che è collegato da entrambi i lati alle giunzioni del diodo. Le cariche sulle giunzioni sono neutralizzate dalle cariche indotte nel conduttore.

Una differenza di potenziale su un circuito esterno modifica però lo stato della giunzione di contatto.

Una piccola differenza di potenziale positiva applicata alla giunzione fa, infatti, decrescere la barriera di potenziale e fa passare una grande quantità di cariche maggioritarie attraverso la

giunzione. D'altra parte, il potenziale negativo accresce la barriera di potenziale e fa decrescere la corrente dovuta alle cariche maggioritarie, ma lascia inalterata la corrente dovuta alle cariche minoritarie. La corrente del diodo, I_D , è la somma della corrente dovuta alle cariche maggioritarie e di quella dovuta alle cariche minoritarie, se le differenze di potenziale sono moderatamente grandi, possono attraversare la giunzione solamente le cariche minoritarie. La corrente dovuta alle cariche minoritarie dipende dal rateo di generazione delle cariche minoritarie e, quindi, è determinata dalla temperatura del materiale semiconduttore. Per un dato materiale è approssimativamente costante e vale $-I_0$; essa è indipendente dal potenziale della giunzione.

La corrente dovuta alle cariche maggioritarie dipende, invece, dal profilo del potenziale poiché solo pochi elettroni e buche con energia che supera quella della barriera di potenziale possono superarla. Come risultato di tutto ciò, per effetto della mobilità di alcuni portatori di carica che tendono ad avere una distribuzione dipendente dalla temperatura, si ottiene una corrente con una dipendenza che è di tipo esponenziale. Il risultato netto è dato dalla seguente espressione

$$I_D = I e^{V_D/q} / nKT - I_0$$

dove:

V_D tensione di diodo, V

K costante di Boltzmann, $1.38 \cdot 10^{-23}$ J/K

T temperatura assoluta

n fattore adimensionale

2.4 Diodo fotovoltaico a giunzione

Come già spiegato in precedenza, la radiazione incidente con fotoni che hanno energia uguale all'energia richiesta per liberare l'elettrone di valenza genera delle coppie addizionali di elettroni e buche nel semiconduttore.

La regione n del diodo è sufficientemente sottile, cosicché la luce incidente è assorbita anche dalla regione p che è immediatamente adiacente (figura 2.6).

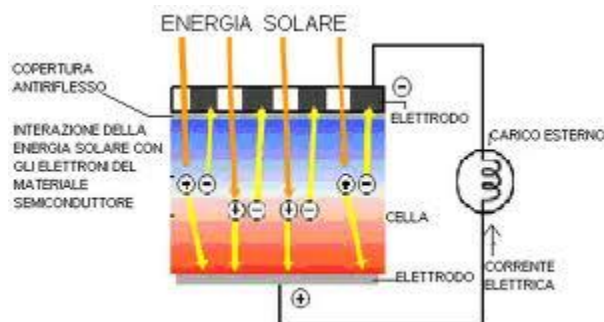


Fig. 2.6: funzionamento diodo fotovoltaico

Le cariche sia maggioritarie che minoritarie (elettroni buche) sono generate in eguale quantità.

Poiché sono presenti delle elevate quantità di cariche maggioritarie anche in assenza di luce, le cariche maggioritarie in eccesso hanno poco effetto sulla creazione del doppio strato e sull'incremento della differenza di potenziale del doppio strato.

In assenza di luce, però, sono presenti solamente poche cariche minoritarie e pertanto la corrente dovuta alle cariche minoritarie che sono generate con l'incidenza dei fotoni, può essere, in tale caso, significativa.

Poiché le cariche minoritarie attraversano facilmente la giunzione, si produce una corrente dovuta alle cariche minoritarie che è proporzionale all'energia generata attraverso il meccanismo di impatto fotonico con la generazione dei trasportatori minoritari di carica. Ciò dà luogo ad un andamento della caratteristica tensione corrente che è quella riportata in figura (Fig.2.7).

2.5 Caratteristica elettrica della cella solare

La cella fotovoltaica è sostanzialmente un diodo di grande superficie. Esponendola alla radiazione solare, la cella si comporta come un generatore di corrente, il cui funzionamento può essere descritto per mezzo della caratteristica tensione-corrente:

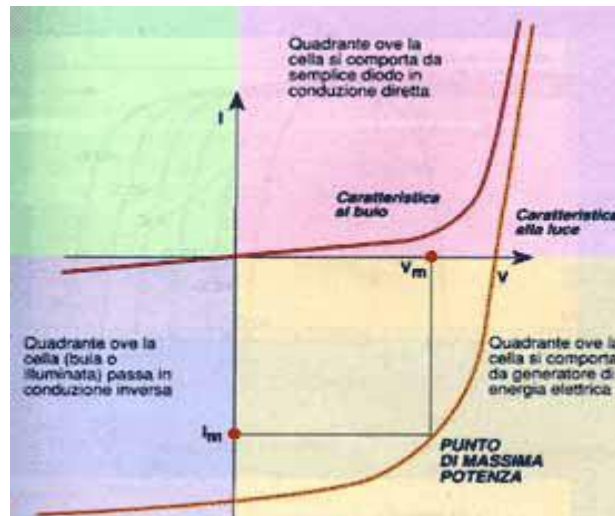


Fig. 2.7: caratteristica tensione corrente della cella fotovoltaica

In generale la caratteristica di una cella fotovoltaica è funzione di tre variabili fondamentali: intensità della radiazione solare, temperatura e area della cella.

L'intensità della radiazione solare non ha un effetto significativo sul valore della tensione a vuoto; viceversa l'intensità della corrente di corto circuito varia in modo proporzionale al variare dell'intensità dell'irraggiamento, crescendo al crescere di questa.

La temperatura non ha un effetto significativo sul valore della corrente di corto circuito; al contrario, esiste una relazione di proporzionalità tra questa e la tensione a vuoto, diminuendo la tensione al crescere della temperatura.

L'area della cella non ha alcun effetto sul valore della tensione; viceversa esiste una diretta proporzionalità tra questa e la corrente disponibile.

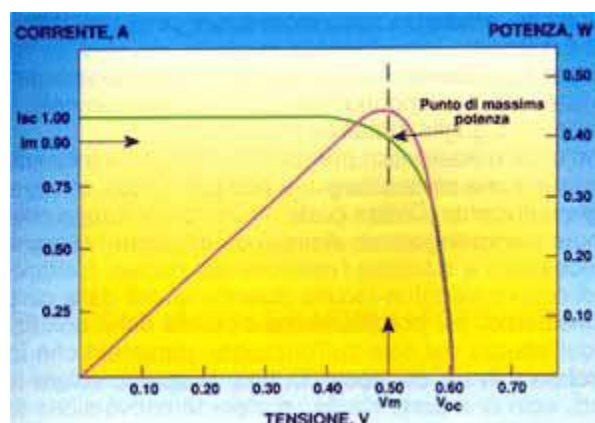


Fig.2.8: Caratteristica elettrica di una cella solare e andamento della potenza

In condizioni di corto circuito la corrente generata è massima (I_{sc}), mentre in condizioni di circuito aperto è massima la tensione (V_{oc}). In condizioni di circuito aperto e di corto circuito la potenza

estraibile sarà nulla, poiché nella relazione $P = V \times I$ sarà nulla la corrente nel primo caso e la tensione nel secondo.

Negli altri punti della caratteristica all'aumentare della tensione aumenta la potenza, raggiungendo quindi un massimo e diminuendo repentinamente in prossimità della V_{oc} .

2.6 rendimento

Il regime di funzionamento di una cella è quello in cui esso fornisce un determinato valore di potenza data dal prodotto $P = V \times I$; questa raggiunge il suo valor massimo nel cosiddetto punto di funzionamento della cella o punto di massima potenza (Fig.2.8).

Quest'ultimo è individuato da un determinato valore di tensione, V e di corrente I .

Analizzando lo spettro solare alle nostre latitudini (Fig.2.9), osserviamo che l'intensità massima dell'energia solare è compresa fra 0.5 e $0.55 \mu\text{m}$.

Essendo il rendimento di una cella direttamente proporzionale alla sua capacità di assorbire l'irraggiamento, questa è la prima causa del basso rendimento delle celle.

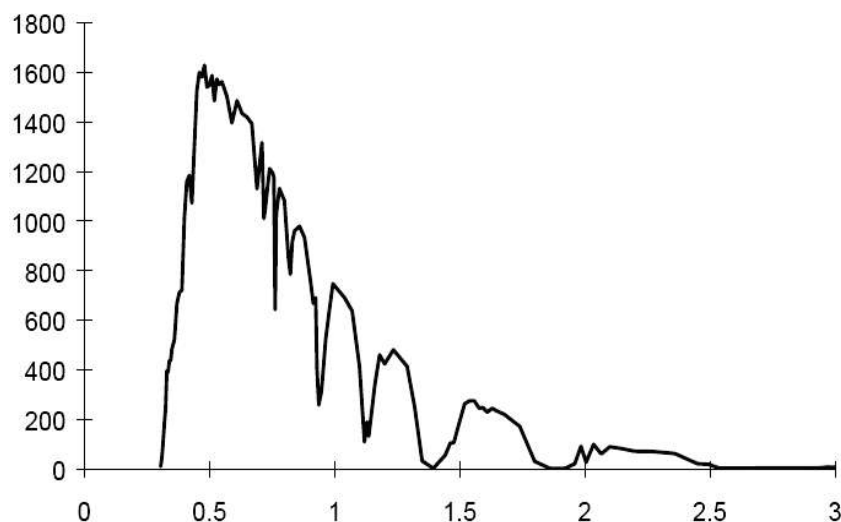


Fig.2.9 Spettro solare della luce dopo che ha già attraversato l'atmosfera

Consideriamo ora un parametro caratteristico della cella solare che è l'efficienza di conversione, 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.

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 20 % e il 25 %.

I motivi di tale modesta efficienza sono molteplici e possono essere raggruppati nelle seguenti categorie:

- **Riflessione:** non tutti i fotoni che incidono sulla cella penetrano al suo interno, dato che in parte sono riflessi dalla superficie e parte incidono sulla griglia metallica dei contatti.
- **Energia sufficiente:** per rompere il legame tra elettrone e nucleo è necessaria una ben determinata quantità di energia e non tutti i fotoni incidenti ne possiedono in modo sufficiente. Alcuni fotoni troppo energetici generano, inoltre, coppie elettrone-lacuna, dissipando in calore l'energia eccedente rispetto a quella necessaria a staccare l'elettrone dal nucleo.

- Ricombinazione: non tutte le coppie elettrone-lacuna generate sono raccolte dal campo elettrico di giunzione e inviate al carico esterno, poiché 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 è compiuta 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, permane una certa resistenza all'interfaccia ed essa provoca una dissipazione che riduce la potenza trasferita al carico. Nel caso di celle al silicio policristallino, l'efficienza è ulteriormente ridotta a causa della resistenza che gli elettroni incontrano ai confini tra un grano e l'altro e, soprattutto, nel caso di celle al silicio amorfo, per la resistenza dovuta all'orientamento casuale dei singoli atomi.
- Resistenza superficiale: si perde il 3% a causa della resistenza superficiale della cella.

Considerando tutte queste cause di dispersione, l'energia elettrica disponibile è pari appena al 18 % circa dell'energia solare incidente.

3.TIPOLOGIA DI CELLE FOTOVOLTAICHE

Il silicio è stato il primo materiale con cui si sono costruite le celle fotovoltaiche commerciali e tutt'ora il materiale più utilizzato.

La ragione di questa scelta è dovuta principalmente al fatto che il silicio, a differenza di altri elementi semiconduttori, è disponibile sul nostro pianeta in quantità pressoché illimitata e, oltretutto, è largamente utilizzato nell'industria elettronica che, con la rapidissima espansione degli ultimi decenni, ha agevolato lo sviluppo degli attuali metodi di raffinazione, lavorazione e drogaggio.

Inoltre, gli scarti della lavorazione dei componenti elettronici possono essere riciclati dall'industria fotovoltaica, che tollera maggiori concentrazioni di impurità.

Il silicio assorbe molto bene la luce con lunghezza d'onda che va da 0.4 a 1.5 μm , una proprietà che risulta molto importante per il fotovoltaico, visto lo spettro di potenza è massimo in questo intervallo. Ha un indice di rifrazione piuttosto alto, per cui vengono sempre applicati degli strati di materiale anti-riflessione.

3.1 Silicio monocristallino e policristallino a confronto

Il silicio monocristallino (Fig.3.1(a)) è ottenuto da un processo di melting a partire da cristalli di silicio di elevata purezza che, una volta fusi, vengono fatti solidificare a contatto con un seme di cristallo; durante il raffreddamento, il silicio gradualmente si solidifica nella forma di un lingotto cilindrico di monocristallo.

Successivamente, il lingotto viene tagliato con speciali seghe a filo in fettine (wafer) di un'estrema fragilità.

In alternativa al silicio monocristallino, l'industria fotovoltaica utilizza anche il silicio policristallino (Fig.3.1(b)) che ha costi di produzione inferiori e nel quale i cristalli si presentano ancora aggregati tra loro ma con forme e orientamenti differenti.

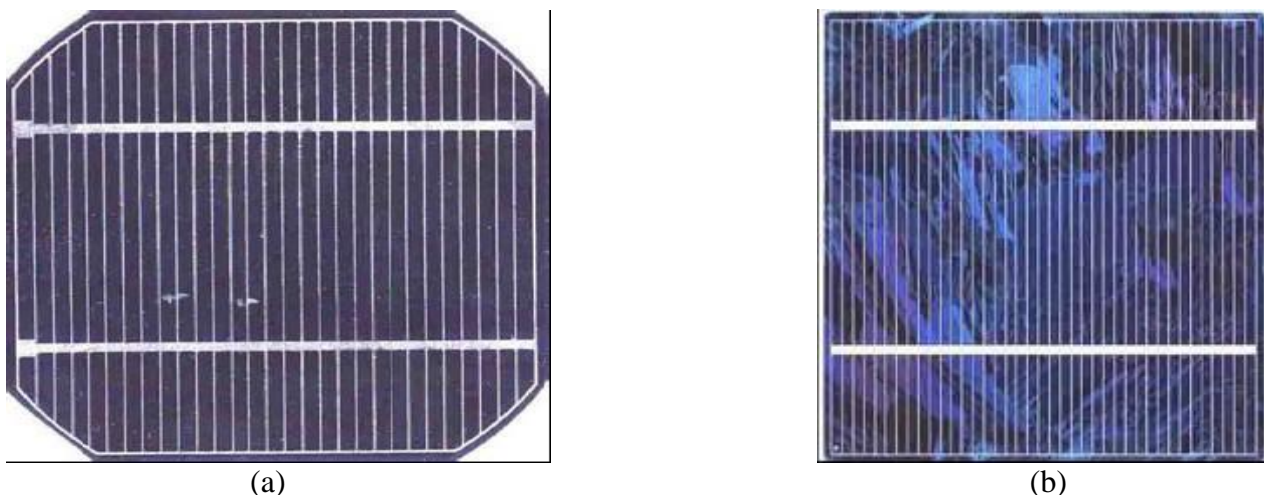


Fig.3.1 : (a) cella fotovoltaica di silicio monocristallino e (b) policristallino

L'affinamento del processo produttivo delle celle di silicio policristallino consente ormai di realizzare delle celle con prestazioni elettriche solo di poco inferiori rispetto a quelle in silicio monocristallino.

Le principali differenze tra materiale policristallino e cristallino sono due:

- la qualità del materiale cristallino è più bassa rispetto al monocristallo, a causa di imperfezioni dovute a bordi di grano e dislocazioni. Ciò provoca un abbassamento della vita dei portatori che porta ad efficienze più basse. Per affrontare questo problema si usano due tipi di strategie: passivazione delle impurezze tramite idrogeno e il loro assorbimento durante il processo produttivo.
- La superficie policristallina è sostanzialmente diversa per cui c'è bisogno di altre tecniche, rispetto al monocristallino, per quanto riguarda l'intrappolamento e l'assorbimento della luce.

3.2 Dalla cella al modulo fotovoltaico al silicio cristallino

La struttura di un modulo fotovoltaico al silicio cristallino è composto da diversi strati che si possono riassumere come segue seguente:



Fig.3.2 :Struttura di una cella fotovoltaica di silicio cristallino

in cui i vari strati sono:

- superficie esterna di vetro
- strato antiriflesso
- griglia di contatto superiore
- substrato
- contatto posteriore

3.2.1 superficie esterna e strato antiriflesso

Pur con qualche variante, i moduli fotovoltaici cristallini attualmente disponibili sul mercato possono essere ricondotti allo schema base (Fig.3.2). Dalla figura si può notare che anteriormente vi è sempre un vetro temprato di circa 4 mm di spessore che assolve l'ovvia funzione di permettere il passaggio della luce e proteggere la parte attiva. Non ci si lasci ingannare dalla presenza del vetro per ritenere il modulo fotovoltaico un oggetto delicato: le caratteristiche meccaniche del vetro superiore devono essere tali da assicurarne la calpestatibilità, reggendo il peso di una persona senza deformazioni apprezzabili. Devono inoltre essere in grado di resistere a condizioni meteorologiche particolarmente severe rappresentate anche dagli urti in seguito alla caduta di grandine di grosse dimensioni.

La trasmittanza del vetro anteriore, cioè la sua capacità di essere attraversato dalla luce solare, è molto superiore a quella offerta dai normali vetri in commercio, in modo da non pregiudicare il

rendimento complessivo del modulo: per raggiungere il risultato, i costruttori ricorrono a particolari composizioni con basso contenuto di ferro.

Tra il vetro e le celle fotovoltaiche viene interposto un sottile strato di vinilacetato di etilene (EVA) trasparente che contiene additivi che ne ritardano l'ingiallimento dovuto all'esposizione ai raggi ultravioletti durante la vita operativa del modulo. Lo scopo dell' EVA è triplice: evitare un contatto diretto tra celle e vetro, eliminare gli interstizi che altrimenti si formerebbero a causa della superficie non perfettamente liscia delle celle ed isolare elettricamente la parte attiva dal resto del laminato.

3.2.2 griglia di contatto superiore

I contatti sono costituiti da una griglia. Questi sono progettati per avere la minima resistenza col silicio e devono essere stretti e spessi per ridurre la resistenza di serie il più possibile (ricordiamo che la resistenza è inversamente proporzionale alla superficie del conduttore e direttamente proporzionale alla lunghezza).

I contatti di una cella devono essere il più possibile selettivi: da una parte dovrebbero permettere il passaggio dei portatori maggioritari dal silicio al metallo senza perdite energetiche, mentre dall'altra dovrebbero bloccare i portatori del segno opposto, quelli minoritari.

I contatti diretti tra silicio e metallo generalmente non godono di questa proprietà, e l'approccio più utilizzato è quello di creare regioni con drogaggi più forti a ridosso del metallo in modo da non avere perdite per i portatori maggioritari, e da abbassare il flusso di portatori minoritari. Lo spessore della zona drogata dev'essere maggiore della lunghezza di diffusione dei portatori minoritari e il drogaggio abbastanza elevato da ridurre la resistenza per i portatori maggioritari, ma non eccessivo per evitare gli effetti indesiderati di drogaggio pesante. Nelle regioni p i contatti in alluminio hanno proprietà favorevoli con il boro, garantendo la creazione di regioni a drogaggio elevato profonde e un buon assorbimento dei portatori.

Nelle superfici dove non sono presenti i contatti, invece, si trovano molti "stadi trappola" nella banda proibita dovuti alla brusca interruzione del reticolo cristallino. Questi creano un elevato fattore di ricombinazione che viene affrontato in due modi: nel primo si cerca di eliminare gli stadi proibiti, ripristinando la struttura del reticolo con l'aggiunta di un materiale isolante appropriato, come l'ossido di silicio SiO_x ; nel secondo si effettua un'operazione analoga a quella descritta nei contatti, riducendo la densità di portatori in eccesso. Questo può essere ottenuto con drogaggio o con cariche nella superficie, come nell'elettrostatica di una struttura MOS.

Si dice, quindi, che le superfici nelle quale si agisce con tecniche del genere vengono rese passive. Generalmente si ottengono migliori risultati nelle zone n o intrinseche che nelle zone p. La passivazione risulta inoltre molto più semplice ed efficace nelle zone prive di contatti.

Sotto le linee metalliche il substrato dev'essere drogato fortemente in modo da rendere i contatti selettivi. L'emettitore, di bassa profondità, si estende lungo tutta la superficie frontale comportandosi come un "elettrodo trasparente" consentendo ai portatori minoritari nella base un cammino a bassa resistenza verso i contatti. In figura 3.3 abbiamo alcuni esempi di configurazioni dell'emettitore.

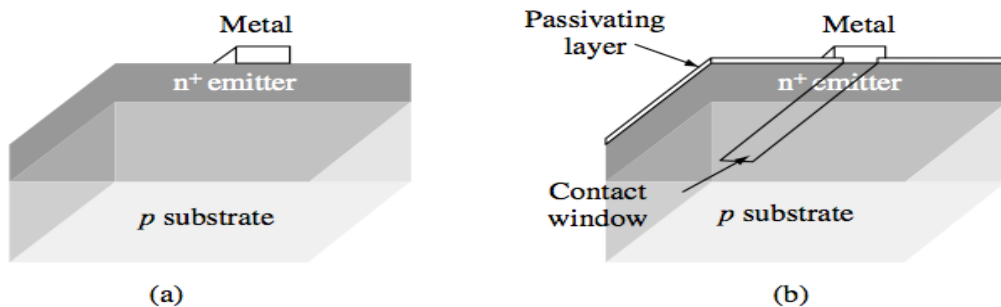


Fig.3.3 :Configurazioni dell'emettitore

Se la superficie non è stata resa passiva (figura 3.3 (a)) la regione n dev'essere più sottile possibile: l'elevata concentrazione di trappole rende infatti difficile il cammino dei portatori liberi verso il contatto e si cerca di ridurre la ricombinazione con un alto drogaggio.

Quando invece si utilizza uno strato di passivazione (figura 3.3 (b)) è possibile abbassare il livello di drogaggio, evitando così gli effetti degenerativi del drogaggio pesante. Per mantenere bassa la resistenza di contatto l'emettitore dev'essere tuttavia abbastanza profondo (1 μ m). La superficie di passivazione viene rimossa prima della metallizzazione nei punti in cui si posiziona la griglia: viene creata una finestra di contatto più stretta rispetto alla larghezza della linea di metallo in modo da ridurre la superficie di ricombinazione metallo-silicio.

3.2.3 *substrato*

Come già detto, le celle sono generalmente ricavate da wafer di Czochralski (Cz-Si), data la loro elevata disponibilità nel campo dell'elettronica. Questi, a differenza di quelli prodotti in laboratorio, contengono molte impurezze, conservando tuttavia una buona perfezione cristallina, e hanno, quindi, tempi di vita dei portatori più corti.

In campo industriale si utilizzano inoltre sottostrati in policristallino (mc-Si). Questi vengono fatti crescere con procedure specifiche del settore fotovoltaico e presentano, oltre a difetti nel reticolo, alte concentrazioni di impurezze di metalli, a causa di una segregazione più bassa durante il procedimento di solidificazione relativamente veloce. Come conseguenza si hanno tempi di vita ancora più bassi. Tuttavia, durante il processo di fabbricazione delle celle, i tempi di vita dei portatori minoritari possono essere soggetti a forti variazioni.

La soluzione adottata è quella di integrare delle procedure di assorbimento dei difetti durante il processo produttivo, con particolari trattamenti termici. I tempi di vita del substrato possono arrivare da 1 a 10 μ s alla fine del processo.

Durante le procedure di assorbimento si crea una regione di accumulo delle impurezze, che non preclude la manifattura del dispositivo, e che spesso può essere rimossa facilmente. Diffusioni di fosforo e alluminio, favoriscono condizioni ottimali per le procedure di assorbimento.

L'assorbimento dovuto al fosforo è effettuato in condizioni di supersaturazione. Il processo lascia tuttavia uno "strato morto" di fosforo inattivo, in prossimità della superficie, che riduce l'efficienza, se non rimosso.

Nella deposizione dell'alluminio, invece, si forma uno strato liquido di Al-Si, dove le impurezze tendono a segregarsi, data la loro elevata solubilità. Queste rimangono nello strato di assorbimento durante il raffreddamento, aumentando i tempi di vita dei portatori nel substrato.

Inoltre la scelta del livello di drogaggio è determinata sia dalla struttura della cella, sia dal meccanismo prevalente di ricombinazione del materiale. Alti drogaggi minimizzano la resistenza in serie dei contatti nella parte non illuminata.

Anche la scelta dello spessore di substrato è fortemente influenzata dalle proprietà del materiale e, ovviamente, dalla lunghezza di diffusione dei portatori minoritari. Nelle celle con lunghezza di diffusione più elevata dello spessore della cella, il fattore più importante diventa la velocità di ricombinazione superficiale. Celle più sottili inoltre assorbono meno luce, e l'intrappolamento diventa un fattore importante. Le perdite associate al trasporto di

portatori estratti alla faccia non illuminata, invece, diminuisce rendendo lo spessore della cella.

Infine maggiore è la dimensione della cella, maggiore è la corrente da prelevare, e i contatti diventano più lunghi aumentando la resistenza e quindi le perdite per effetto Joule, abbassando il rendimento. Per alleviare il problema, al prezzo di una minore superficie illuminata, i terminali della cella vengono saldati a dei bus presenti all'interno dell'area attiva diminuendo la distanza da dove la corrente viene raccolta.

3.2.4 superficie posteriore

In una cella si cerca di ottimizzare la riflessione all'interno di essa, in modo da intrappolare i raggi solari per garantire la più alta probabilità di assorbimento possibile.

Questo è ottenibile facendo sì che la superficie non illuminata della cella agisca come uno specchio. I metalli sono in genere buoni specchi, tuttavia l'alluminio, dopo trattamento termico, ha bassi coefficienti di rifrazione. Una struttura silicio - ossido - metallo può dare buoni risultati.

Infatti sul retro delle celle, solitamente viene posto un ulteriore foglio di EVA, con funzioni analoghe a quello utilizzato anteriormente. A chiusura del sandwich realizzato, viene in genere utilizzato un foglio di polivinile fluorurato (Tedlar) eventualmente rinforzato con fogli metallici e polimerici per aumentare la sua impermeabilità all'ossigeno ed all'acqua e massimizzare la riflessione all'interno della cella.

In alternativa è possibile usare un altro vetro con caratteristiche meccaniche e trasmissive della luce inferiori a quelle previste per il vetro anteriore: un modulo realizzato in questo modo viene denominato *a doppio vetro*.

La soluzione a doppio vetro offre maggiore protezione e consente una trasparenza che, per l'uso architettonico, è spesso essenziale; per contro, ne raddoppia quasi il peso (sconsigliandone l'uso in impianti mobili) e ne aumenta il prezzo di mercato.

3.3 Silicio amorfo

Il silicio amorfo è stato il primo e l'unico prodotto antagonista del cristallino per tutti gli anni '80 e '90. Dal lancio sul mercato ad oggi la tecnologia amorfa è quella che ha realizzato i maggiori progressi sviluppando soluzioni sofisticate ed attenuando molti dei suoi problemi tecnologici: a questo proposito, va considerato che proprio negli anni '90 lo sviluppo del cristallino ha avuto un naturale rallentamento dovuto alla necessità delle industrie di recuperare parte degli investimenti di ricerca del decennio precedente. A differenza della tecnologia cristallina nella quale il materiale semiconduttore si presenta solido in forma di wafers con spessore di qualche centinaio di micron, in questo caso la materia attiva può essere ottenuta in forma di gas con il vantaggio di poter essere depositata in strati spessi pochi micron e su di una grande varietà di superfici di appoggio. Il contenuto utilizzo di silicio rispetto al cristallino è quindi in linea con la limitata disponibilità di materiale attivo ottenuto come scarto dell'industria elettronica che si sta profilando all'orizzonte. Si possono così ottenere film di spessore totale pari a 1-2 millimetri, anche flessibili (per esempio, silicio amorfo depositato su una lastra di 0,5 millimetri di alluminio) e leggerissimi. Purtroppo la natura stessa del silicio amorfo, che non presenta una struttura molecolare definita (cristalli), limita notevolmente la prestazione elettrica in termini di efficienza che rimane al di sotto del cristallino. Rimangono, in oltre da risolvere una serie di problemi legati alla stabilità delle prestazioni nel tempo. L'amorfo perde poco meno del 10% delle prestazioni di potenza dichiarate dal costruttore nelle prime 300-400 ore di esposizione.

Questo comporta difficoltà:

- nello stabilire a priori le vere prestazioni dell'impianto realizzato dopo il degrado iniziale;
- confrontare economicamente, in termini di costi/prezzi dei moduli a watt, l'amorfo con altre scelte a pari potenza acquistata. L'aspetto estetico di questi moduli è decisamente attraente con la possibilità di realizzare moduli flessibili, e quindi prodotti prevalentemente ad uso architettonico o in sostituzione agli elementi edilizi.

3.3.1 Struttura del silicio amorfo e processo di produzione

Un materiale amorfo presenta una struttura chimica analoga a quella che si trova in un cristallo con la differenza che il reticolo risulta del tutto disordinato. Infatti, una grossa percentuale di atomi, forma tre legami con altri tre atomi di silicio, mentre il quarto con un atomo di idrogeno, permettendo la formazione di un reticolo del tutto disordinato (Fig.3.4).

Gli atomi di idrogeno possono presentarsi isolati, cioè distante almeno un nanometro da un altro atomo del suo stesso tipo (fase diluita), o in coppia quando due o più atomi di idrogeno possono essere legati allo stesso atomo di silicio, nella fase di accumulo.

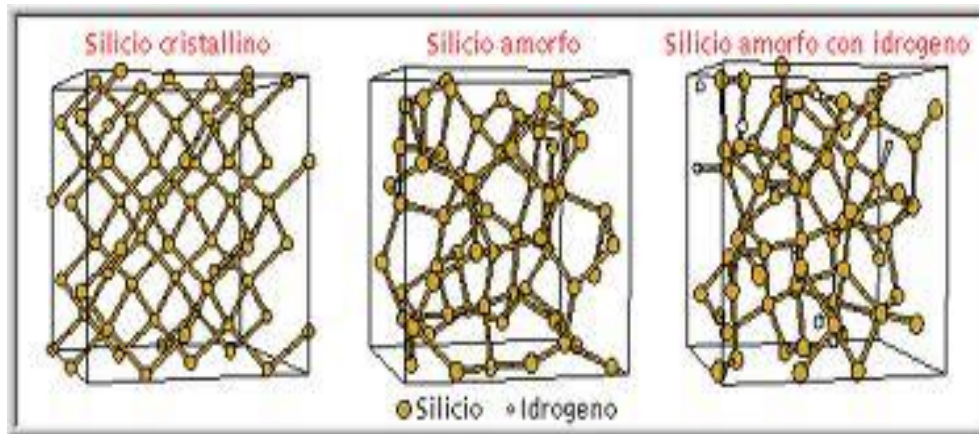


Fig.3.4 :Strutture tridimensionali a confronto

Questo tipo di silicio amorfo, chiamato anche silicio amorfo idrogenato (a-Si:H), viene ottenuto dall'*idruro di silicio* o *silicano* SiH_4 , tramite un procedimento chiamato *scarica a bagliore* del silicano indotta da voltaggio a radio frequenza. Questo metodo è il più utilizzato.

Una miscela di gas contenente silicano e idrogeno viene inserita in una camera sotto vuoto. Qui sono installati due elettrodi collegati ad un generatore ad alta frequenza. Per una determinata gamma di pressioni il gas può assumere lo stato di plasma. Questo genera ioni e radicali che diffondono nei sottostati che vengono posti negli elettrodi, i quali sono riscaldati per ottenere una migliore qualità delle pellicole che si vanno a depositare.

Per ottenere buoni risultati nella deposizione del silicio amorfo le condizioni del processo devono essere controllate e rimanere in un determinato campo di variazione. Tipicamente si utilizza una pressione compresa fra 0.5 e 1 Torr. A pressioni più basse la deposizione non avviene uniformemente, mentre a quelle più alte sono desiderabili per ottenere pellicole micro-cristalline.

La temperatura tipica del substrato è compresa tra 150 e 350°C. Minore è la temperatura maggiore sarà la quantità di idrogeno nel silicio amorfo, e maggiore sarà EG.

La potenza del generatore a frequenza radio ottimale è compresa tra 10 e 100 mW/cm².

Per potenze più basse lo stato di plasma non è raggiungibile, mentre per quelle più alte la velocità di reazione nel gas può provocare la formazione di una polvere di silicio che può contaminare la crescita. Questo problema può essere evitato utilizzando pressioni molto basse o usando quantità di idrogeno maggiori.

La frequenza a cui generalmente si opera per la scarica a bagliore è $f=13.56$ MHz. A frequenze più alte si ottengono velocità di deposizione maggiori e inoltre l'effetto della formazione delle polveri di silicio viene eliminato. Tuttavia la deposizione non avviene in modo uniforme. Inoltre l'accoppiamento tra generatore e elettrodi risulta molto difficile.

Questo tipo di deposizione è ancora in via di sviluppo. Con questa tecnica, chiamata anche *deposizione al plasma*, si può produrre un silicio amorfo con buone proprietà fotoniche.

Il drogaggio nel silicio amorfo funziona in un modo molto diverso rispetto a come avviene nel silicio cristallino. Ad esempio il fosforo può assumere una forma elettronica trivalente.

Infatti mentre la rigidità del reticolo nel cristallo impedisce questa sua configurazione, nell'amorfo, dove il reticolo è disordinato, il fosforo può presentarsi in forma ibrida, dove ha due atomi nell'orbitale s che non partecipano a nessun legame e sono fortemente legati all'atomo, ed altri tre negli orbitali ibridi più esterni. Sarebbe quindi che il drogaggio non dovesse portare a nessuna modifica nelle proprietà elettriche del materiale, visto che non viene aggiunto un elettrone donatore, come avviene nel silicio cristallino. Tuttavia in alcuni casi è possibile la formazione indipendente e parallela di uno ione positivo P_4^+ con atomi di fosforo tetravalenti e di un difetto D-center. In questo caso un elettrone donatore entra a far parte del sistema. Quindi la maggior parte degli atomi droganti non contribuisce alla formazione di un elettrone libero ed inoltre per quelli che si generano si ha una parallela formazione di una trappola per lacune. Un fotone assorbito in una regione drogata, quindi, è generalmente un fotone perso.

3.3.2 Struttura di una cella a silicio amorfo idrogenato

Il silicio amorfo idrogenato presenta un coefficiente di assorbimento diverso rispetto a quello del silicio cristallino, infatti assorbe la luce più in superficie. Per ricavare la stessa energia, una cella costituita da silicio amorfo sarà quindi più sottile rispetto ad una a silicio cristallino. Si può quindi pensare ad un risparmio nella quantità di materiale.

Due sottili strati, uno con drogaggio di tipo p e uno di tipo n formano i due elettrodi del dispositivo. Nella zona intrinseca viene quindi generato un campo elettrostatico dovuto al fatto che la zona n dona gli elettroni in eccesso alla zona p, lasciando queste zone rispettivamente cariche positivamente e negativamente. Quando la luce penetra nel dispositivo, attraversando la zona p, forma una coppia elettrone lacuna nella zona intrinseca che viene separata dal campo elettrostatico, generando così corrente. Questo tipo di struttura viene adottata perché nelle zone drogate del silicio amorfo i portatori minoritari hanno tempi di vita molto brevi.

A causa del coefficiente di assorbimento elevato la cella assorbe efficacemente la luce e risulta di spessore ridotto, tipicamente $1 \mu\text{m}$. È necessario quindi un supporto. Una soluzione può essere quella del superstrato, in cui la luce penetra in un supporto trasparente e isolante, generalmente costituito da vetro o plastica. Prima della zona p del dispositivo è necessario uno strato conduttivo chiamato "Trasparente Conductive Oxide" (TCO) per prelevare la corrente. Infine nella parte posteriore della cella viene disposto uno strato riflettente per l'intrappolamento della luce che funziona anche da elettrodo per la zona n del fotodiode. Un'altra soluzione può essere quella inversa, dove viene utilizzato un substrato opaco e la cella posta al di sopra di questo. In figura (Fig.3.5) possiamo vedere la cella e i design di substrato e superstrato.

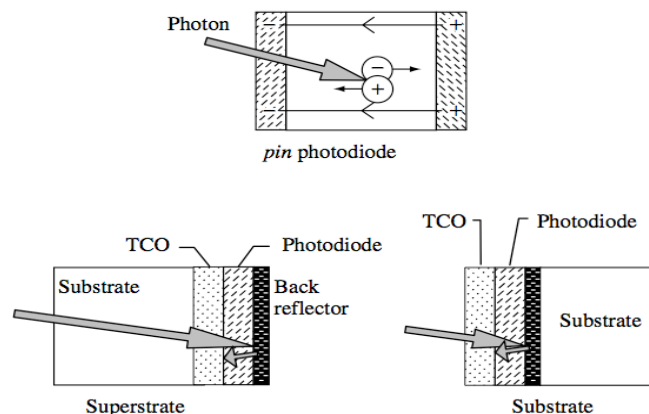


Fig.3.5 :Cella e design di substrato e superstrato

3.3.3 Effetto Staebler-Wronski

Le celle solari costruite con silicio amorfo, presentano però un significativo declino dell'efficienza in seguito ad un'esposizione alla luce per qualche centinaio di ore. Questo significativo problema conosciuto meglio come *effetto Staebler-Wronski*, può essere annullato in seguito ad un riscaldamento del materiale a 160°C per un paio di minuti. Inoltre si assiste ad un variare del rendimento durante le stagioni.

Questo comporta la difficoltà di:

- stabilire a priori le vere prestazioni dell'impianto realizzato dopo il degrado iniziale (non sempre il derating è indicato dai Costruttori);
- confrontare economicamente, in termini di costi/prezzi dei moduli, espressi in Watt, l'amorfo con altre scelte (il cristallino soffre di un degrado contenutissimo) a pari potenza acquistata

3.3.4 Energy gap

Per cristalli perfetti la banda di valenza e la banda di conduzione hanno energie ben definite, ed è quindi facile ricavare un energy gap. Per un materiale amorfo invece determinare il gap energetico risulta difficile. Le densità di stati della banda di conduzione e di valenza possono essere ricavate tramite misurazioni di foto-emissione di elettroni, dell'assorbimento ottico e delle mobilità di deriva dei portatori. Come risultato si ottengono delle densità di stati con andamenti esponenziali, come possiamo vedere in figura (Fig. 3.6).

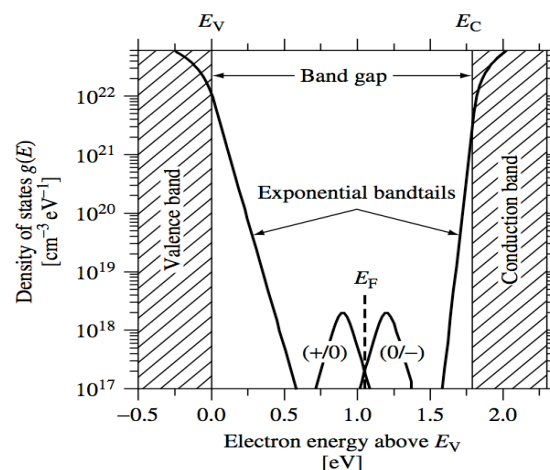


Fig. 3.6.: diagramma a bande del silicio amorfo idrogenato.

Le aree tratteggiate indicano gli stadi di localizzati nella banda, a cui seguono con andamenti esponenziali delle code di stadi localizzati con distribuzione esponenziale. Nel mezzo sono presenti le densità relative ai difetti. Questi difetti, D-center, hanno un comportamento anfotero: possono infatti avere tre tipi di cariche, $-e$, 0 , $+e$.

Ricavare l'energia dei fronti di banda per un materiale amorfo diventa quindi un problema.

Un valore tipico che si ricava per il silicio amorfo idrogenato è 1.75 eV. Tuttavia l'energy gap effettivo può variare a seconda delle condizioni di deposizione, o se si utilizzano leghe di germanio o carbonio con il silicio, come ad esempio nelle celle amorfie a multi - giunzione.

Ad altri risultati si può giungere dalle misurazioni della mobilità dove i fronti di banda sono considerati come l'energia che separa gli orbitali localizzati da quelli di localizzati, chiamati *fronti di mobilità*.

3.4 Altri tipi di celle fotovoltaiche

Negli ultimi decenni, allo scopo di abbattere ulteriormente i costi sono stati introdotti e studiati altri materiali per costituire la giunzione fotovoltaica sotto forma di film sottile, tra questi il cosiddetto CIS (diseleniuro di indio e rame) e il CdTe (tellurio di Cadmio).

CIS(Copper Indium Diselenide),CIGS

Queste celle utilizzano substrati di basso costo e processi di produzione facilmente automatizzabili e quindi idonei a produzioni di grandi volumi. Questi prodotti hanno dimostrato affidabilità nell'utilizzo in esterno e stabile efficienza nel tempo. Entrambe le tecnologie hanno dimostrato buone caratteristiche elettriche. I moduli CIS sono già presenti commercialmente. Il CIS viene alla ribalta del mondo fotovoltaico quando nel 1988 la prima cella da laboratorio raggiunge l'11% di efficienza. Nei sette anni di ricerca che seguirono i risultati stentavano ad arrivare e solo alcune soluzioni produttive brillanti a metà degli anni '90 accelerarono lo sviluppo. Il CIGS, e ancora più recentemente il CIGSS (con l'aggiunta di zolfo) è un derivato che consente di aumentare l'efficienza elettrica di conversione. Nonostante la più intuitiva complessità di realizzazione, fortunatamente l'aggiunta di un composto nel mix di produzione ha consentito una maggior flessibilità del processo non gravando sui costi totali. Contrariamente a quanto accade per il silicio amorfo, la stabilità delle prestazioni in esterno del CIS-CIGS è notevole e prove in campo che durano da ormai 7 anni provano che non c'è degrado della potenza. Viceversa, lo stato di maturità della tecnologia sul piano della uniformità di produzione (celle o moduli di simili caratteristiche elettriche) è ancora insufficiente. L'ingegneria chimico-fisica dei dispositivi CIS e CIGS è prevista con l'utilizzo di materiali di base piuttosto costosi anche se si ottengono buone prestazioni anche con materiali di qualità intermedia. La peculiarità di poter essere realizzate su substrati anche flessibili le rendono, in prospettiva, attraenti anche per gli usi architettonici.

Le celle a film sottile in CdTe (Telloruro di Cadmio)

Questi moduli sono un'altra nuova tecnologia oramai sulla via della commercializzazione. Linee di produzione sono in allestimento in questi anni negli Stati Uniti, mentre in Giappone già da anni si costruiscono piccole celle che equipaggiano le calcolatrici solari. Il materiale è un semiconduttore con caratteristiche vicine a quelle delle efficienti ma costose celle all'arseniuro di gallio (GaAs) realizzate per le applicazioni spaziali. Il processo costruttivo è tecnologicamente semplice e produce una cella con buone caratteristiche meccaniche di resistenza e reazione agli stress termici. Il processo tipico è definito "sublimazione in spazio chiuso" e permette la costruzione di celle con efficienze maggiori del 15%. La tipica cella CdTe è a quattro strati e tre giunzioni per migliorare le caratteristiche di assorbimento dello spettro solare, ma nonostante questo può essere realizzata con spessori molto ridotti che aiutano a contenere i costi. Sino al 1999 le migliori prestazioni erano state raggiunte con celle caratterizzate da uno strato attivo di soli 3,5 micron, ma attualmente spessori di 5-10 micron sono alla portata delle nuove tecniche di produzione. I primi impianti fotovoltaici formati da moduli prototipo sono apparsi nei campi prova intorno ai primi anni '90. L'efficienza massima ottenuta in laboratorio è stata del 16% su celle di 1 cm² e del 10% su moduli prototipo. Per valutare la tecnologia si deve osservare che il record riportato è stato ottenuto parecchi anni or sono e che da allora non è stato più migliorato nonostante l'introduzione di numerosi processi di

produzione evoluti. Dal punto di vista industriale la tecnologia CdTe “soffre” di un problema che altre nuove tecnologie non hanno: esistono molti metodi di produzione e tutti hanno molto margine di miglioramento. Dagli anni '90 fino ad oggi si è cercato di dare una risposta ad una serie di problemi tecnici che ostacolavano il processo di maturità tecnologica. Da subito si notò come, nonostante buoni risultati di efficienza sulle celle, i moduli formati dall'insieme delle celle fornissero un'efficienza nettamente più bassa. Inoltre, a fronte della facilità di realizzazione di buone celle, si notò come le stesse avessero o eccellente o povera stabilità. La spiegazione, tutt'altro che banale, sembra ancora parzialmente aperta nonostante sia già avanzata la preindustrializzazione del prodotto.



4.IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Pur essendo il fotovoltaico un mezzo piuttosto costoso per produrre energia, in alcune situazioni risulta conveniente, come ad esempio nei luoghi non raggiunti dalla rete elettrica dove l'attacco ad essa potrebbe risultare difficile e costoso.

Inoltre, anche nelle località raggiunte dalla rete, un numero sempre maggiore di privati, compagnie e governi stanno investendo in questa tecnologia perché fonte di energia pulita non inquinante. Un parallelo abbattimento dei costi dovuto ad una produzione di massa di sistemi fotovoltaici facilita e può rendere attrattivo il loro impiego in moltissimi campi.

4.1 Dal modulo al campo fotovoltaico

Tensione e corrente, che servono per alimentare il carico elettrico, si ottengono collegando in serie-parallelo le singole celle fotovoltaiche.

L'interconnessione di celle ugualmente illuminate non dà luogo a problemi; se n celle sono collegate in serie si ottiene una tensione che è n volte quella di una singola cella, se n celle sono collegate in parallelo si ottiene una corrente che è n volte quella di una singola cella. Per effetto delle tolleranze di fabbricazione, però, le celle di un modulo non sono identiche, inoltre la caratteristica di una singola cella può subire degrading durante il suo esercizio. Il soleggiamento e l'ombreggiamento possono produrre delle riduzioni nelle uscite delle celle. Per minimizzare l'effetto del malfunzionamento delle celle, generalmente si usano collegamenti combinati in serie e parallelo.

Si può avere un "fuori servizio" di una cella che non sia raggiunta dalla radiazione solare, per tale motivo la cella si comporta come un circuito aperto di un diodo a giunzione in cui non si ha una produzione di corrente per effetto fotovoltaico. Se la cella è inserita in un insieme di altre celle in serie, per effetto dell'interruzione che ne deriva, le altre celle connesse non sono in grado di produrre corrente.

A seconda dei collegamenti circuitali si può avere cella difettosa che può causare la distruzione. L'inconveniente può essere superato inserendo dei diodi di by pass (Fig.4.1); in condizioni operative di routine i diodi di by pass sono alimentati all'inverso e la corrente che li attraversa è trascurabile.

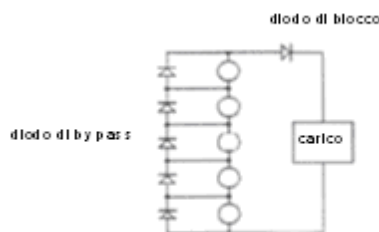


Fig. 4.1.: interconnessione di celle fotovoltaiche

Se, invece, si manifesta il difetto in una cella il diodo in parallelo alla cella provvede a deviare la corrente e la stringa continua a funzionare, ma la tensione complessiva ai capi di essa è ridotta per la caduta di tensione nella cella difettosa e per la caduta di tensione che si ha attraverso il diodo, complessivamente si ha una caduta di tensione di 0,7 volt.

Nella figura (Fig.4.1) è indicato un altro diodo di blocco connesso al circuito esterno che alimenta il carico. Il diodo, nel caso di collegamento ad una batteria previene l'alimentazione inversa del generatore fotovoltaico nel momento in cui il sistema non sia illuminato. L'inserimento del diodo di blocco riduce la tensione che può essere disponibile al carico di un 0,7 volt. Con la connessione in

serie e parallelo delle celle, si ha un degrado dell'efficienza complessiva di un modulo in caso di mal funzionamento delle celle, ovvero solo di una certa cella. Tuttavia, anche se è necessario, l'inserimento dei diodi di blocco dà luogo ad una degradazione dell'efficienza dell'intero modulo. Le bandelle terminali che raccolgono la serie di celle in un modulo fotovoltaico vengono generalmente fatte uscire dal retro forando il foglio di tedlar o il vetro posteriore in corrispondenza della posizione della cassetta di terminazione. All'interno della cassetta trova posto la morsettieria che rende disponibili le due polarità.

I pannelli, che nel loro insieme costituiscono il "campo fotovoltaico"(Fig.4,2), producono energia elettrica sottoforma di corrente continua; per poter essere utilizzata, questa deve essere convogliata su uno o più inverter, che sono convertitori da corrente continua ad alternata; l'energia prodotta alimenta l'utenza oppure, nei momenti di esubero, è immessa in rete (impianto grid-connected).

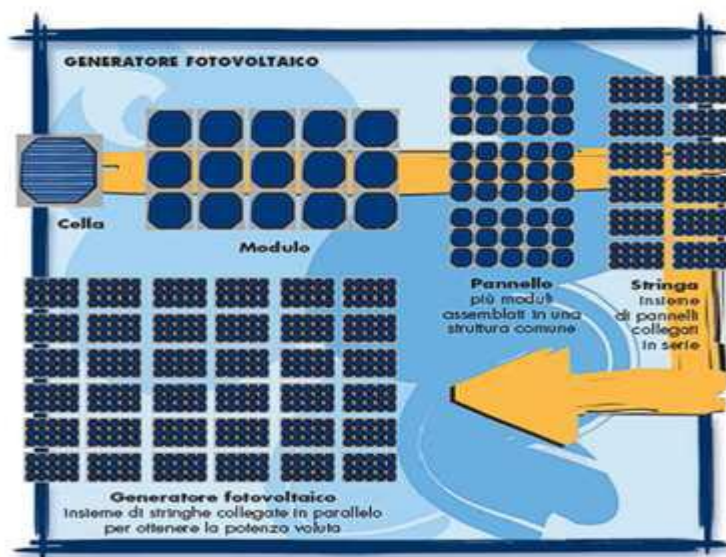


Fig. 4.2.: dalla cella al generatore fotovoltaico

4.2 Posizionamento di un modulo e scelta dell'angolo di tilt

Affinché un dispositivo che sfrutta l'energia solare (sia esso fotovoltaico o per la produzione di acqua calda sanitaria) possa raccogliere al meglio l'energia solare incidente, sarebbe ovviamente opportuno che la *superficie attiva* fosse disposta perpendicolarmente ai raggi solari. Però nella stragrande maggioranza dei casi di generatori terrestri (cioè per applicazioni sulla terra) il generatore è fissato ad una struttura di sostegno rigida, e non può inseguire il moto apparente del sole.

In tal caso è comunque opportuno che il generatore sia rivolto verso Sud.

È importante anche scegliere l'angolo di inclinazione(Fig.4.3) del modulo rispetto al piano orizzontale (*angolo di tilt*).

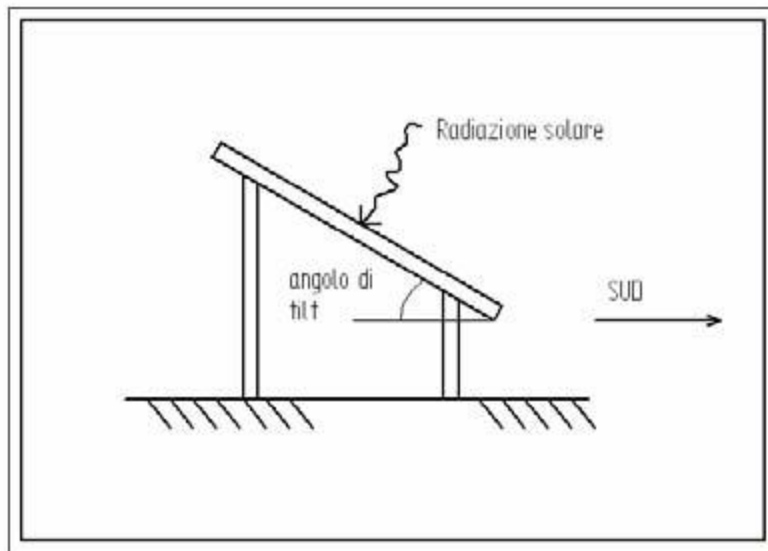


Fig. 4.3.: angolo di tilt

La scelta dell'angolo di tilt dipende dal sito nel quale l'impianto deve essere installato e dall'impiego presunto per l'impianto.

Per impianti da installare in Italia è consigliabile scegliere angoli di tilt:

- pari a $10\div 15^\circ$ se si presume che l'impianto debba funzionare prevalentemente in estate (per esempio se il generatore deve alimentare l'impianto elettrico di un camper oppure per residenze estive);
- pari a $45\div 50^\circ$ se si vuole assicurare una prefissata raccolta di energia anche in inverno (è il caso dei generatori impiegati nella segnaletica stradale);
- pari a 30° se si vuole ottimizzare la raccolta di energia nel corso dell'intero anno; quest'ultima scelta è quella preferita l'impianto è a servizio di una abitazione residenziale e se non esistono vincoli di integrazione dell'impianto nella struttura architettonica dell'edificio.

Tuttavia questi angoli possono cambiare da località a località, sebbene ci si trovi alla stessa latitudine, a causa della variabilità della componente diretta e diffusa, che si ha nelle diverse zone.

Pertanto un'alternativa, normalmente per gli impianti di grossa taglia, è di avere dei sistemi a "inseguimento" del sole, con dei supporti motorizzati che ruotano continuamente i pannelli per orientarli verso il sole.

Vengono distinti in **sistemi ad inseguimento attivo** (Fig.4.4), quando 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. Il segnale è inviato a un'unità logica che lo elabora e genera gli opportuni comandi dei motori.

Per questo compito sono utilizzati i microprocessori o i 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.



Fig. 4.4.: pannello ad inseguimento attivo

Nei **Sistemi ad inseguimento passivo** (Fig.4.5) invece, il movimento non è generato dalla presenza di motori elettrici preposti a questo scopo, 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 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, viene solitamente impiegata una lamiera ricoprente il radiatore di riscaldamento del liquido e ancorata al piano pivotante dei pannelli; 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 pivotante 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.

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.



Fig. 4.5.: pannello ad inseguimento passivo

4.3 Tipologie di impianti fotovoltaici e loro applicazioni

Gli impianti fotovoltaici (FV) producono corrente elettrica e la rendono disponibile nella rete a corrente alternata (impianti FV collegati in rete) o direttamente ad una utenza o a una batteria (impianti FV a isola). Un impianto FV è composto essenzialmente dal generatore FV, dalla scatola di connessione, dal regolatore e dalle batterie oppure dall'inverter di rete. Le due configurazioni determinano differenze notevoli per quanto riguarda il campo di applicazione e la tecnologia del sistema.

4.3.1 Impianti FV collegati in rete

Gli impianti FV collegati alla rete (Fig.4.6) di distribuzione elettrica possono essere installati in qualsiasi luogo dove sia raggiungibile una rete elettrica di distribuzione pubblica, che in questo caso funge da accumulo infinito.

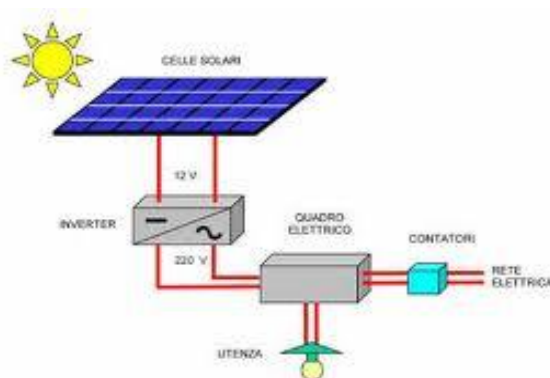


Fig. 4.6.: impianto FV collegato in rete

Il generatore FV è composto da singoli moduli collegati in serie a formare le cosiddette *stringhe*. Il collegamento in parallelo di queste stringhe al generatore FV viene eseguito all'interno della scatola di connessione, dove si trovano anche i dispositivi di protezione come i diodi, i fusibili e gli scaricatori di sovratensione. Dalla cassetta di collegamento esce una linea principale in corrente continua che entra nell'inverter, elemento chiave di un impianto connesso in rete. Il suo compito principale è di trasformare la corrente continua prodotta dai moduli FV in corrente alternata con caratteristiche conformi a quelle della rete. Esso deve essere idoneo a supportare il trasferimento della corrente prodotta dall'impianto (dal generatore fotovoltaico alla rete di distribuzione), rispettando quindi sia i requisiti tecnico-normativi sia quelli di sicurezza. I valori della tensione e della frequenza in uscita dall'inverter devono essere compatibili con quelli della rete del distributore, mentre i valori della corrente in ingresso e della tensione devono essere compatibili con quelli del campo fotovoltaico.

La scelta del modello d'inverter e della taglia deve essere effettuata in base alla potenza nominale fotovoltaica ad esso collegata.

Un inverter intelligente inoltre, include inoltre un sistema di rilevamento del punto di massima potenza della caratteristica I-V, che può variare a seconda della luminosità e della temperatura, garantendo un trasferimento di potenza ottimale.

Il loro funzionamento è molto semplice: il sistema produce nelle ore diurne la quantità di energia in base alla richiesta dell'utente (non ci sono limiti di potenza per le installazioni, ma generalmente gli impianti per abitazioni possono partire dal minimo di 1KWp fino al 3-5 KWp e per attività commerciali 20-30 KWp fino a 100 KWp). Questa energia è però disponibile solo nelle ore diurne. Nel caso la produzione del campo fotovoltaico non venga utilizzata completamente, l'elettricità

fornita dai moduli viene immessa nella rete elettrica e rivenduta alla società fornitrice. Al contrario se l'elettricità fornita dai moduli non è sufficiente in momenti di maggiore utilizzo, la differenza viene automaticamente fornita dalla rete. In questo modo i sistemi connessi alla rete riducono il consumo di elettricità della rete e permettono quindi di avere un rimborso direttamente dalla società fornitrice nella bolletta. L'inverter è dotato di un sistema di controllo della tensione di rete che in caso di interruzione della rete (per esempio per lavori di manutenzione) impedisce l'immissione della corrente generata dall'impianto FV nella rete stessa, spegnendo l'inverter. Il vantaggio del sistema connesso in rete è dunque costituito dal fatto che l'energia elettrica prodotta dall'impianto è utilizzata nella sua totalità, o dall'utenza a cui è connesso o dalla rete elettrica. Infatti, come si vede dal grafico(Fig.4.7) l' esempio di bilancio energetico di un impianto fotovoltaico per una tipica utenza residenziale, nell'arco di una giornata vi saranno ore in cui l'energia necessaria deriverà direttamente dalla rete elettrica (orari notturni), ore in cui il fabbisogno viene parzialmente soddisfatto dall'impianto fotovoltaico, ed ore in cui l'impianto fotovoltaico produce una quantità di energia maggiore del fabbisogno e pertanto cede l'eccedenza alla rete. Questa eccedenza cumulata durante l'anno viene infine scomputata dalla bolletta dal gestore elettrico, permettendo anche di azzerare la spesa energetica.

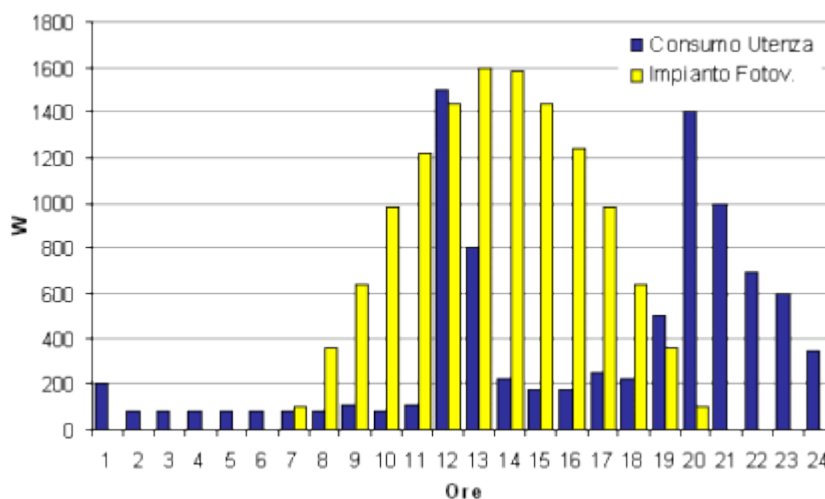


Fig. 4.7.: esempio bilancio energetico impianto fotovoltaico

Tuttavia risulta molto difficile che un privato decida di acquistare un sistema del genere, dati i costi elevati. Fortunatamente in parecchi paesi industrializzati sono presenti programmi che aiutano finanziariamente il cliente interessato a questa tecnologia, in modo da promuovere questa fonte di energia pulita.

4.3.2 Impianti FV a isola

Gli impianti FV a isola(Fig.4.8) vengono così definiti perché non hanno alcun collegamento con la rete elettrica pubblica. In questo caso l'energia elettrica necessaria ai bisogni dell'utenza deve essere prodotta dal generatore FV e la costanza di erogazione viene garantita da un sistema di accumulo (batterie).

Le possibilità di impiego di sistemi FV a isola vanno dalle piccole applicazioni (orologi, calcolatrici, gadgets), ai parchimetri e all'illuminazione di fermate dell'autobus fino all'approvvigionamento di baite o di altri edifici lontani dalla rete elettrica. Il costo di un impianto a isola è in molti casi inferiore all'investimento necessario per l'allacciamento alla rete o ad altri sistemi convenzionali di produzione energetica come ad esempio gruppi elettrogeni. Un pannello fotovoltaico, tipicamente di dimensione 50x100 cm², può generare energia sufficiente

per tre lampade, un televisore bianco e nero ed una radio. Una batteria al piombo con un controllore di carica va a costituire il sistema di accumulo energetico.

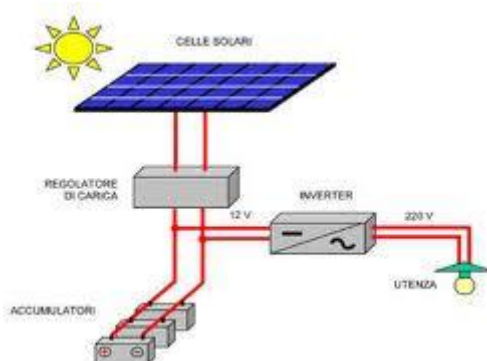


Fig. 4.8.: impianto FV a isola

Il componente principale è il regolatore di carica, che mediante un interruttore protegge la batteria da sovraccariche e sottocariche.

Per aumentare l'efficienza dell'impianto FV si consiglia di preferire le utenze in corrente continua, per evitare le dispersioni determinate dall'inverter.

Se si vogliono collegare anche delle utenze in corrente alternata è necessario installare un inverter che sia adatto al funzionamento a isola. Per garantire il funzionamento su tutto l'arco dell'anno un impianto FV a isola deve essere dimensionato in modo opportuno. Se non si utilizzano abbastanza pannelli, non solo ci si troverà spesso con il sistema che non fornisce energia, ma inoltre, facendo operare la batteria in condizioni non ottimali, si sarà costretti a cambiarla più spesso a causa di una diminuzione del suo tempo di vita. Un sovradimensionamento del sistema è quindi generalmente indispensabile, in modo da far sì che la batteria operi sempre nelle condizioni ottimali e per garantirne tempi di vita maggiori.

Per determinare il dimensionamento generalmente si seguono i seguenti passi:

1. *Determinazione e ottimizzazione della domanda energetica dell'utilizzatore:* In questa fase si cerca di determinare, con la massima precisione possibile, la potenza che l'utilizzatore andrà a consumare. Si cerca inoltre di minimizzarla il più possibile, considerando varie possibilità.
2. *Sviluppo del concetto:* viene scelta la tensione ed il tipo di corrente, alternata o continua, e la presenza di eventuali sistemi energetici di supporto.
3. *Scelta e dimensionamento dei componenti di sistema:* si vanno a scegliere i vari convertitori necessari per i vari adattamenti in tensione. L'efficienza di questi ultimi non dev'essere trascurata.
4. *Dimensionamento del generatore solare e della batteria*
5. *Dimensionamento del regolatore di carica*
6. *Dimensionamento dei cavi:* le cadute di tensione che si possono verificare a causa di induttanze parassite nei cavi non devono essere ignorate, soprattutto in caso di tensioni basse.

Spesso la ripetizione dei primi quattro passi è necessaria. Si possono presentare varie problematiche come, ad esempio, una variazione nello sviluppo di concetto dovuta a vari fattori, come la difficoltà nell'installazione. Inoltre bisogna contare anche i fattori affidabilità, costo e manutenzione.

Il periodo ottimale in cui operare il dimensionamento è quello in cui la radiazione luminosa è la minore possibile, in modo da calcolare anche il migliore posizionamento dei pannelli e l'angolo di incidenza ottimale, anche se questo può creare in estate una sovrapproduzione notevole di energia elettrica.

Un sistema *ibrido* può diventare un'ottima soluzione se sono richieste potenze più elevate e una costanza di erogazione, sia a livello domestico, sia per quanto riguarda stazioni meteorologiche o di telecomunicazione. Generalmente è richiesta una corrente alternata a 230 o 110 Volt. I sistemi ibridi sono la combinazione di due o più fonti di energia: solare, eolica, idrica, geotermica, e a combustibile fossile. Un sistema di controllo gestisce la batteria e decide da quale fonte prelevare l'energia. Tipicamente il combustibile fossile è l' "ultima spiaggia": il motore a gasolio, oltre ad

essere inquinante, è rumoroso e può essere utilizzato per tempi limitati. Uno schema di un sistema ibrido a energia eolica e solare (Fig.4.9) è riportato in seguito.



Fig. 4.9.: sistema ibrido

4.4 Sistema di accumulo dell'energia

Come abbiamo detto per un sistema fotovoltaico stand alone è necessario un mezzo di immagazzinamento dell'energia.

In questi tipi di impianti, l'immagazzinamento dell'energia viene di regola realizzato ricorrendo ad accumulatori di tipo elettrochimico. La presenza di batterie di accumulatori di opportuna capacità permette al sistema di far fronte alle punte di carico senza dover sovradimensionare i generatori, nonché di garantire la continuità del servizio elettrico anche in condizioni di basso o nullo irraggiamento o guasto temporaneo degli stessi. Inoltre, in alcuni casi, la batteria consente di ottimizzare l'accoppiamento fra il generatore fotovoltaico ed il resto dell'impianto.

Infatti un buon sistema, in condizioni atmosferiche sfavorevoli, deve avere una batteria che riesca ad erogare potenza sufficiente al carico per almeno tre o quattro giorni. Questo implica che lo scaricamento giornaliero non dev'essere minore del 25 o 30% della sua capacità nominale, tipicamente di 10 ore. Bisogna tenere conto del dimensionamento dei pannelli solari che devono garantire la ricarica della batteria a seconda dell'energia media consumata giornalmente.

La batteria si trova generalmente di fronte a due condizioni operative, l'una opposta rispetto all'altra. Nel primo caso, che rappresenta le condizioni ottimali di utilizzo, siamo di fronte a un clima favorevole, ad esempio d'estate, durante il quale la batteria raggiunge ogni giorno la massima tensione di soglia e si ricarica del 100%. Durante la notte questa si scarica raggiungendo circa il 70% della sua capacità e il giorno seguente verrà ricaricata nuovamente. Nel secondo caso invece andiamo ad analizzare il caso peggiore: in caso di condizioni climatiche sfavorevoli, ad esempio durante l'inverno, se il sistema non è sufficientemente sovradimensionato la batteria si troverà spesso in condizioni limite. La tensione, in pochi giorni raggiunge quella di soglia minima. Salvo che l'utilizzatore non vada volontariamente a diminuire il proprio consumo di potenza, il sistema di protezione taglierà la corrente fino a quando la batteria non viene ricaricata raggiungendo un livello di carica ragionevole. L'utilizzo della batteria sotto questa condizione va a degradare il suo tempo di vita. Tra questi due casi c'è ovviamente quello intermedio in cui l'energia immagazzinata non raggiunge né il valore minimo né quello massimo.

Un accumulatore per poter essere impiegato in un sistema fotovoltaico deve possedere:

- elevata efficienza (rapporto tra energia fornita ed energia immagazzinata);
- lunga durata (numero di cicli di carica/scarica);
- buona resistenza alle escursioni termiche (uso in impianti in quota);
- bassa manutenzione (utenze isolate spesso significa località remote);
- ridotta auto scarica (in alcuni casi gli impianti rimangono inattivi per mesi).

4.4.1 La batteria

Le batterie più utilizzate sono quelle elettrochimiche perché forniscono il vantaggio di poter essere ricaricate in corrente continua rendendo possibile un collegamento diretto con il generatore fotovoltaico.

Se relazioniamo le batterie al prezzo, spesso ancora prima dei moduli fotovoltaici, sono i componenti dell'impianto più costosi, in considerazione anche della necessità di provvedere ad una loro sostituzione al termine della vita utile che, in genere, non supera i 7÷10 anni, cioè meno della metà di quella stimata per i moduli fotovoltaici.

Infatti, le batterie al piombo, attualmente le più impiegate, sono componenti piuttosto delicati che risentono di numerosi fattori, tra cui la temperatura e la gestione della carica/scarica.

Le batterie di questo tipo utilizzate in ambiente industriale, variano come capacità da 50 a 5000 Ah. La loro auto scarica è inferiore allo 0,1 % al giorno a temperatura ambiente e non risentono di nessun fenomeno di memoria, nonostante ripetuti brevi utilizzi e continui scariche e ricariche a cui possono essere sottoposte.

Due sono le tipologie di accumulatori attualmente presenti sul mercato: gli accumulatori al piombo acido aperti (VLA : Vented Lead Acid) oppure ermetici (VRLA : Valve Regulated Lead Acid) o al nichel-cadmio.

Gli accumulatori a vaso aperto richiedono inoltre una frequente manutenzione ed è per questo che vengono preferite le batterie al piombo-acido a vaso chiuso dotate di elettrolita sotto forma di gel, anziché liquido. Questo consente di ridurre moltissimo la manutenzione e rende agevole e semplice il trasporto e l'installazione delle batterie, in quanto queste ultime possono essere installate anche all'interno di armadi ed in qualsiasi posizione. Per contro, le batterie al gel richiedono regolatori in grado di gestirne adeguatamente la carica e il loro costo è spesso più elevato.

Fra i vari tipi che il mercato offre, le batterie al Nichel/Cadmio sembrerebbero a prima vista essere quelle più compatibili con l'uso fotovoltaico; tuttavia, presentano alcune caratteristiche che le rendono, allo stato attuale, ancora poco vantaggiose se confrontate con quelle al piombo-acido. Risentono dell'effetto memoria, hanno un'autoscarica maggiore e contengono Cadmio che risulta un potenziale contaminante dell'ambiente.

Inoltre, la taglia disponibili per questi componenti sono decisamente inferiori rispetto alle batterie al piombo-acido, il che in pratica ne confina le possibili applicazioni ai piccoli sistemi.

Queste però hanno un rapporto costo/prestazione elevato, unito ad un gran numero di cicli di carica possibili (da 500 a 1000).

Pertanto gli utilizzi vanno dai telefoni cellulari, alle macchine fotografiche e tutte quelle applicazioni combinate spina-batteria: rasoi elettrici, registratori, telecamere, radioricevitori ecc.

Nel fotovoltaico si osserva l'impiego di diversi tipi di accumulatori, la cui scelta può dipendere da molti fattori tra cui, primo tra tutti, la taglia dell'impianto.

In impianti molto piccoli sono talvolta utilizzate le batterie per autotrazione I tipo VLA (Vented Lead Acid). I costruttori però, sempre più spesso offrono una linea di prodotti di questo tipo denominata Solar, che, rispetto al modello classico, si adatta meglio alle applicazioni fotovoltaiche.

A volte però, negli elettrodi vengono interposte griglie di separazione contenenti leghe di calcio, col risultato di ridurre il fenomeno della gassificazione, a scapito però della durata; questi accumulatori vengono denominati low-maintenance.

Gli accumulatori di derivazione automobilistica ora visti hanno però lo svantaggio di presentare limiti di durata e, soprattutto per effetto della stratificazione dell'elettrolita al proprio interno, non possono essere scaricati oltre un certo limite, il quale normalmente non va oltre il 50 %.

Le batterie più idonee per applicazioni fotovoltaiche sono invece quelle a piastre tubolari, le quali possono essere anch'esse VLA o ermetiche; in quest'ultimo caso le batterie sono anche denominate VRLA (Valve Regulated Lead Acid).

Le batterie ermetiche possono a loro volta avere l'elettrolita liquido o costituito da un gel, ossia semisolido; per queste ultime può essere anche prevista la collocazione orizzontale.

Normalmente i regolatori di carica prevedono differenti valori dei parametri di regolazione, a seconda che siano chiamati a gestire batterie VLA o VRLA con elettrolita liquido o semisolido.

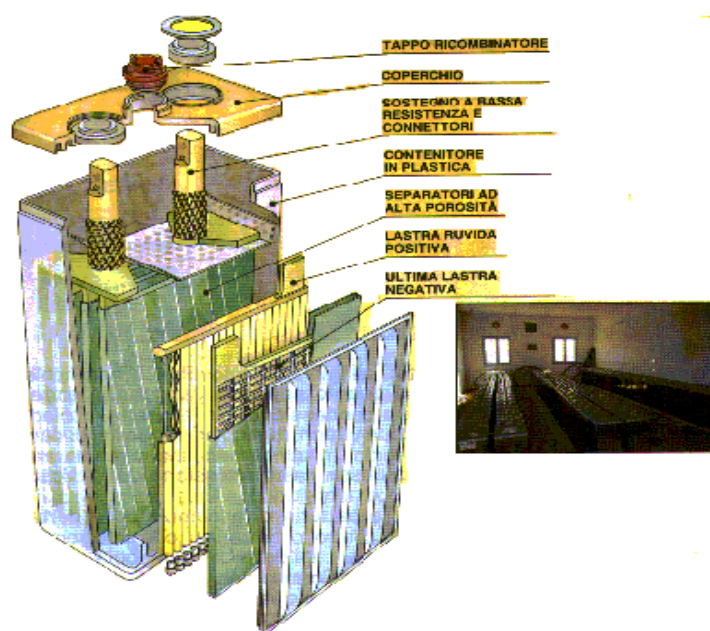


Fig. 4.10.: Esploso di un elemento di accumulatore tipico da 2 V utilizzato in impianti fotovoltaici per servizio isolato

Costruttivamente le batterie a piastre tubolari (Fig.4.10) sono costituite da piastre tubolari e piastre negative grigliate con materia attiva riportata, il piombo utilizzato contiene una piccola percentuale di antimonio che ne facilita la fabbricazione e ne contiene l'autoscarica.

La piastra positiva è costituita da una struttura conduttrice in piombo metallico ottenuta per fusione: le astine che la compongono sono collegate fra loro da un'asta più grande orizzontale che ha la funzione di collettore.

Sulle astine vengono infilati dei tubetti di materiale inattaccabile dall'acido, ma poroso, che viene rivestito da una guaina in tessuto filato sintetico ad alta resistenza chimica; i tubetti sono poi riempiti di materiale attivo polverizzato in modo da aumentare la superficie di scambio nel processo chimico.

La piastra negativa è costituita da una superficie grigliata di piombo metallico sulla quale viene riportata la materia attiva finemente polverizzata ed impastata.

Fra le piastre viene poi infilato un setto poroso, mentre sul fondo viene invece aggiunto un fondello. Il pacco attivo, costituito dall'insieme di piastre positive e negative, viene alloggiato all'interno di vasi di ebanite o materiale plastico ed appoggiato su rilievi in modo da scaricare sul corpo del vaso il peso e le altre sollecitazioni meccaniche indotte durante il processo di carica/scarica ed il trasporto.

Le barre delle polarità positive e negative (2, 4, 6 a seconda del valore della corrente) vengono portate all'esterno del pacco con perni passanti attraverso il coperchio, generalmente non trasparente e fissato al vaso con mastice. Al centro del coperchio viene posto un tappo che, generalmente è di semplice chiusura e con caratteristiche antifiama o, da richiedere in opzione, del tipo a ricombinazione dei prodotti durante la carica.

Nel vaso troverà spazio l'elettrolita con densità adeguata alle condizioni di temperatura di esercizio. Le batterie si possono collegare in linea teorica sia in serie, per aumentare la tensione che si somma tra i vari elementi, che in parallelo, per aumentare la corrente in ampere; questo solo in teoria e comunque con piccole batterie possibilmente non al piombo.

In applicazioni importanti è permesso il collegamento serie per aumentare la tensione ma mai il collegamento parallelo diretto delle batterie.

Se due batterie sono uguali, per tipo e stato di carica, il parallelo delle due darà il risultato teorico voluto ovvero il raddoppio della capacità sia in termini di Ah che di corrente di spunto.

Nel caso invece, molto più probabile, che una delle due batterie fosse diversa per tipo o stato di carica, nel momento della chiusura del circuito nella batteria meno carica scorrerà parte della corrente proveniente dalla batteria più carica con rischi gravi che possono arrivare anche all'esplosione della batteria.

Anche senza arrivare a casi estremi, l'esplosione o rottura dell'involucro è però sempre possibile e, abbastanza comune, è il danneggiamento delle piastre della batteria meno carica che dopo alcuni di questi trattamenti si romperà definitivamente.

4.4.2- Installazione e alloggiamento degli accumulatori

L'installazione degli accumulatori è una operazione molto delicata perché è uno dei componenti più costosi dell'impianto fotovoltaico, inoltre, le prestazioni elettriche durante la vita ne sono dipendenti. Generalmente gli accumulatori sono installati in carica secca, ovvero con le piastre precaricate in fabbrica ma senza acido solforico aggiunto. Il contenitore porta batterie per posa in esterno dovrebbe essere realizzato in materiale antiacido (tipo vetroresina) e resistente agli agenti atmosferici. Nel caso di utilizzo di accumulatori al piombo ermetici, la ventilazione è indispensabile per garantire la dispersione dell'idrogeno che eventualmente si sprigiona durante i cicli di ricarica, fenomeno che può presentarsi facilmente nel caso vi siano disuniformità prestazionali delle batterie. Quando il sistema di accumulo è alloggiato in un ambiente chiuso, può allora formarsi una miscela esplosiva se la concentrazione di idrogeno supera il 4% in volume. Conoscendo la leggerezza dell'idrogeno sarebbe opportuno approntare punti di ripresa per la ventilazione nelle parti più alte degli ambienti, dove per lo stesso motivo è preferibile non alloggiare quadri elettrici e/o eventuali sistemi di monitoraggio. La norma CEI 21-6 sugli accumulatori per impianti fissi stabilisce le caratteristiche di composizione chimica dell'elettrolita con i limiti di impurità ammessi dell'acido solforico e dell'acqua demineralizzata da usare per gli accumulatori al piombo.

Per quanto concerne la prima carica esistono solitamente tre diversi metodi di procedura adottati: quello della tensione costante, della corrente costante o della corrente decrescente.

L'aumento di temperatura pur generando quindi un aumento della capacità nominale della batteria(Fig.4.11) può causare effetti negativi quali ad esempio l'aumento della corrente di autoscarica, oltre a non dimenticare che, nel caso di batterie ermetiche, richiede sempre una diminuzione della corrente di carica.

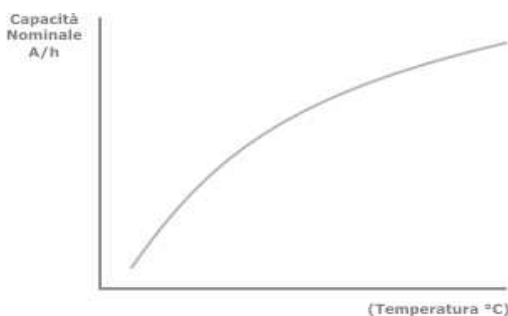


Fig. 4.11: rapporto temperatura/capacità nominale

BIBLIOGRAFIA

- Antonio Luque, Steven Hegedus - "*Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*" Wiley, 2003.
- "Planning and installing photovoltaic systems" – The German Solar Energy Society.
- Peter Würfel "*Physics of Solar Cells - From Principles to New Concepts*" Wiley-VHC, 2005.
- <http://www.ieee.org/index.html>
- Tom Markvart, Luis Castafier "*Practical Handbook of Photovoltaics - Fundamentals and Applications*" Elsevier Ltd, 2003.
- Safa Kasap - "*Principles of Electronic Materials and Devices*" McGraw-Hill, 2002
- Warren B Jackson - "*Hydrogen in amorphous silicon*" Current Science, 1996.
- "Microelettronica" – McGraw-Hill.
- <http://www.enerpoint.it>
- <http://www.alternativasostenibile.it>