

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI URBINO "CARLO BO"

FACOLTÀ DI SCIENZE AMBIENTALI

Corso di laurea in Valutazione e Controllo Ambientale

**IMPIANTO FOTOVOLTAICO ALLA "EX-SOGESTA":
UN ANNO DI MONITORAGGIO, CONSIDERAZIONI E
VALUTAZIONI**

RELATORE: CHIAR.MO PROF.

FRANCESCO GRIANTI

TESI SPERIMENTALE DI LAUREA DI:

PISTOLESI MANUELE

ANNO ACCADEMICO 2002-2003

Indice

Premessa	4
1. Storia del fotovoltaico	8
1.1 I pionieri (1839-1917).....	9
1.2 Lo sviluppo delle tecnologie	10
1.3 Le applicazioni	11
1.4 Il fotovoltaico in Italia	14
2. Effetto fotovoltaico.....	17
3. Materiali e tecnologie produttive.....	25
3.1 Semiconduttori	26
3.2 Silicio.....	29
3.3 Tecnologie a film-sottile	34
3.4 Sistemi concentratori ed Arseniuro di Gallio	35
4. Impianti fotovoltaici e Radiazione solare	38
4.1 Impianto fotovoltaico.....	39
4.2 Sistemi autonomi (stand-alone).....	41
4.3 Sistemi connessi alla rete (grid-connected).....	42
4.4 Centrali fotovoltaiche	43
4.5 Radiazione solare.....	44

4.6	Posizionamento dei moduli fotovoltaici.....	48
4.7	Efficienza dei moduli fotovoltaici	49
5.	Impianto alla ex Sogesta	50
5.1	Specifiche strumentali.....	57
5.2	Elaborazione dati	58
5.3	Valutazioni economiche	71
	Conclusioni	76
	Bibliografia	79
	Ringraziamenti	

Premessa

Gli effetti devastanti dell'energia prodotta da combustibili fossili sono ormai riconosciuti e verificati dalla comunità mondiale. Piogge acide, inquinamento atmosferico, effetto serra: sono alcune delle alterazioni ambientali provocate dai processi di combustione. E' quindi urgente intervenire con una strategia basata su un sistema energetico sostenibile dal punto di vista ambientale ed economico, promuovendo il ricorso alle fonti rinnovabili.

Già dal 1997 la promozione delle energie pulite era una priorità della Commissione Europea, per ragioni ambientali, di sicurezza e di coesione economica e sociale. Lo dimostra l'obbiettivo di raddoppio entro il 2010 della quota di fonti energetiche rinnovabili previsto dal Libro Bianco dell'Unione Europea.

Anche in Italia la necessità di promuovere le fonti alternative di energia è stata riconosciuta ufficialmente. Gli impegni del Governo Italiano nei confronti del protocollo di Kyoto prevedono una riduzione del 6,5 % delle emissioni dei gas serra rispetto ai valori del 1990, pari a ca. 100 milioni di tonnellate di anidride carbonica entro il periodo 2008-2012.

La produzione di energia da fonti rinnovabili costituisce una risposta di crescente importanza al problema dello sviluppo economico sostenibile che comporta, per il lungo periodo, la ricerca di alternative all'impiego di fonti fossili e nell'immediato l'individuazione di strumenti per rispettare i limiti di emissione di gas serra adottati con il Protocollo di Kyoto. Lo sfruttamento delle fonti rinnovabili accresce inoltre la sicurezza dell'approvvigionamento energetico del Paese e

costituisce un'occasione per l'innovazione tecnologica e per lo sviluppo dell'occupazione e di nuove capacità industriali.

L'energia fotovoltaica è una fonte inesauribile di energia pura, disponibile per tutti, prodotta nel punto di consumo e integrabile nel contesto urbano. Gli innumerevoli aspetti positivi di questa tecnologia la rendono estremamente interessante ed i pregiudizi che la circondano sono privi di fondamento. L'elevato costo iniziale rappresenta l'unico inconveniente del fotovoltaico, se confrontato con i costi di generazione da centrali alimentate con combustibili fossili, senza tener conto degli indubbi benefici ambientali. Grazie ad una corretta politica di sostegno della domanda e di stimolo della ricerca è possibile tuttavia rimuovere anche quest'ultima barriera e sfruttare a pieno tutti i vantaggi che il fotovoltaico presenta anche rispetto ad altre fonti alternative di energia.

- in tutto il mondo l'Italia è conosciuta come il Paese del sole, non possiamo dire lo stesso per il vento o per le maree;
- l'energia solare non fa rumore nè emette cattivi odori;
- non ha un impatto visivo negativo e non deturpa l'ambiente, anzi i moduli FV si prestano molto bene per l'integrazione architettonica e per valorizzare l'estetica di case, edifici e altri elementi di arredo urbano;
- Gli edifici che incorporano elementi fotovoltaici trasmettono un'immagine positiva, legata alla cura per l'ambiente e allo sviluppo sostenibile. La tecnologia Fotovoltaica si presta bene per essere utilizzata come strumento di comunicazione e marketing;

- La tecnologia FV non ha bisogno di aree dedicate, in quanto sfrutta superfici che altrimenti rimarrebbero inutilizzate (es. tetti, pensiline, facciate di edifici);
- L'energia elettrica viene generata direttamente nel punto di consumo evitando perdite dovute al trasporto ed ai cambi di tensione. Pertanto la generazione diffusa di molti piccoli impianti fotovoltaici riduce i carichi sulla rete elettrica;
- Ha durata di vita superiore a 30 anni;
- Ha costi di manutenzione inferiori a tutte le altre fonti energetiche (rinnovabili e non) in quanto tecnologia a stato solido e priva di parti in movimento;
- corrispondenza fra curva di carico giornaliera e disponibilità della risorsa solare. L'energia viene prodotta quando più ce ne è bisogno (d'estate durante le ore più calde della giornata);
- modularità: un sistema fotovoltaico può alimentare da una calcolatrice tascabile ad un intero paese. E' un'energia disponibile per tutti;
- il cittadino diventa protagonista in quanto produttore in proprio, e pertanto consuma energia in maniera più consapevole. Diversi studi hanno dimostrato una marcata riduzione del consumo totale di energia elettrica nelle case dotate di sistemi solari Fotovoltaici;
- il fotovoltaico si integra bene con le tematiche legate al risparmio energetico. L'edilizia sostenibile e la progettazione di utenze a basso consumo prenderanno rapidamente piede con l'attuazione della normativa sull'efficienza energetica degli edifici (certificati bianchi);

- genera sviluppo economico locale ed occupazione qualificata e diffusa sul territorio;
- consente l'elettrificazione di utenze isolate. Su alcune delle isole minori italiane, e nei rifugi alpini l'elettrificazione solare fotovoltaica è oggi pienamente competitiva.

CAPITOLO 1

STORIA DEL FOTOVOLTAICO

1.1 – I pionieri (1839 – 1917)

- 1839:** Edmond Becquerel, a diciannove anni, scopre l'effetto fotovoltaico durante alcuni esperimenti con celle elettrolitiche, osservando il formarsi di una d.d.p. tra due elettrodi identici di platino, uno illuminato e l'altro al buio; la d.d.p. dipendeva dall'intensità e dal colore della luce.
- 1873:** Willoughby Smith scopre la fotoconducibilità del selenio.
- 1876:** Due scienziati britannici, Adams e Day, osservano il selenio convertire la luce del sole direttamente in elettricità, senza riscaldare un fluido e senza utilizzare parti mobili. Giunzioni di selenio e suoi ossidi metallici vengono utilizzate ancor oggi per la produzione di luxmetri.
- 1883:** Fritts descrive il funzionamento di una cella fotovoltaica nel tentativo di simulare l'occhio umano.
- 1904:** Hallwachs scopre l'effetto fotovoltaico in un dispositivo a base di rame.
- 1914:** Il rendimento delle celle al selenio si aggira intorno all'1%. Oggi, in laboratorio, le celle al silicio e altri materiali raggiungono quasi il 40%.
- 1917:** Kennard e Dieterich usano il concetto di barriera di potenziale per spiegare l'effetto fotoelettrico.

1.2 – Lo sviluppo delle tecnologie

I primi dispositivi basati sul silicio si possono osservare già nei primi anni '40, ma è nella primavera del 1953 che, studiando il silicio e

le sue possibili applicazioni nell'elettronica, Gerald Pearson, fisico presso i laboratori Bell, costruì involontariamente una cella solare a silicio molto più efficiente di quella a selenio. Altri due scienziati della Bell - Darryl Chapin e Calvin Fuller - perfezionarono la scoperta di Pearson e realizzarono la prima cella in grado di convertire in elettricità abbastanza energia solare per alimentare dispositivi elettrici di uso quotidiano: il primo giorno di sole del 1954 la cella al silicio funzionava con un rendimento del 6%.

Negli anni '60 si cominciò a pensare di produrre "nastri e fogli" di silicio, per cercare di risolvere il problema degli ingenti sprechi di materiale dovuti al taglio dei lingotti. Ancora negli anni '60 Shurland propose l'utilizzo del Solfuro di Cadmio, e nel '67 era pronta la prima cella a Solfuro di Cadmio depositato su plastica.

Negli anni '70 cominciarono ad essere sviluppate, nell'ambito delle applicazioni spaziali, celle all'Arseniuro di Gallio, le quali presero definitivamente piede nell'ultimo decennio del secolo.

Vennero sviluppati procedimenti per produrre silicio policristallino, meno costosi e meno dispendiosi di quelli per il monocristallino. Dopo la crisi petrolifera del '73 Carson ottiene per caso una pellicola sottile di silicio amorfo idrogenato, che nel '76 raggiunge il rendimento del 5,5%. In quegli anni il DOE PV Research and Development Programme sperimentava pellicole sottili al silicio cristallino, e tutta una gamma di nuovi materiali: CIS, CdTe, InP, Zn₃P₂, Cu₂Se, WSe₂, GaAs, ZnSiAs. È interessante notare che l'utilizzo di pellicole sottili era già stato proposto dallo stesso Chapin, all'epoca delle sue prime scoperte.

Nei primi anni '80 Barnett, per conto della SERI, si interessò al tellururo di cadmio e alle pellicole di silicio policristallino, fondando la

società “AstroPower”, oggi ben nota. Sempre nei primi anni '80, Martin Green, lavorando alla tecnologia del silicio, sostituì la serigrafia con solchi in rame realizzati con il laser. Nel 1988 i fogli di silicio venivano ricavati da poligoni ottagonali, migliorando il rendimento del processo e diminuendo la fragilità.

Nel 1997 veniva “lanciata” la prima cella a giunzione tripla in silicio amorfo.

I ricercatori del FV hanno avuto un ruolo chiave nella scoperta di nuovi materiali semiconduttori e strutture ibride, e diedero importanti contributi alle tecniche di crescita epitassiale e di crescita delle pellicole lattice-matched; una delle prime applicazioni delle strutture ibride a semiconduttore sull'GaAs e le giunzioni III-V, sviluppate originariamente per i campi fotovoltaici a concentrazione.

In 50 anni di ricerche sul fotovoltaico, mentre questo beneficiava dell'esplosione della tecnologia microelettronica del silicio, produceva nel contempo nuove conoscenze a beneficio di quella stessa industria elettronica con cui era intimamente legato [1,2].

1.3 – Le applicazioni

L'Aeronautica e l'Esercito statunitensi seguirono molto da vicino lo sviluppo della cella solare a silicio presso i laboratori Bell. Entrambi ritenevano che il fotovoltaico potesse costituire la fonte energetica ideale per un progetto top-secret: i satelliti artificiali orbitanti attorno alla Terra.

Grazie a un'assidua crociata condotta da Hans Ziegler, del corpo del Genio Trasmissioni dell'esercito statunitense, la Marina Militare un sistema energetico a due sorgenti, batterie chimiche e celle solari al

silicio, sul satellite Vanguard; mentre le batterie si esaurirono dopo una settimana circa, le celle solari funzionarono per anni.

Già dalla fine degli anni '50 il fotovoltaico forniva elettricità ai satelliti americani e sovietici. Gli ingegneri del solare progettarono moduli sempre più potenti, mentre il nucleare non realizzò mai le aspettative per i satelliti spaziali. Alla fine degli anni '70 le celle solari erano ormai diventate fonte energetica abituale per i satelliti artificiali, e così è ancora oggi. La tecnologia era invece troppo costosa per gli usi terrestri, e lo rimase fino ai primi anni Settanta, quando Elliot Berman, sostenuto finanziariamente dalla Exxon, progettò un modulo solare notevolmente più economico.

Il primo acquirente importante di celle solari per uso terrestre fu l'industria petrolifera, che se ne servì in luoghi non serviti dalle linee elettriche: pannelli fotovoltaici vennero usati al posto di batterie, tossiche, ingombranti e dalla vita breve, per alimentare le luci di segnalazioni sulle piattaforme petrolifere del Golfo del Messico e nei campi di estrazione del petrolio e del metano, dove servono piccole quantità di elettricità per combattere la corrosione delle teste dei pozzi e dei condotti.

Nel 1974 John Oades, ingegnere presso una controllata della GTE, progettò un ripetitore a bassissima potenza per il quale era sufficiente l'energia fotovoltaica. Così non ci fu più il problema di trasportare carburante o batterie nelle impervie zone montane dove venivano installati i ripetitori, e nelle piccole comunità del West degli Stati Uniti i residenti smisero di percorrere grandi distanze per poter effettuare una telefonata interurbana. L'Australia, con una popolazione relativamente piccola distribuita su un territorio molto ampio, cominciò a installare reti di comunicazione a energia fotovoltaica già nel 1978.

Alla metà degli anni '80 le celle solari erano diventate la fonte energetica di elezione per le reti remote di telecomunicazioni in tutto il mondo.

Nel 1977 il Capitano Lloyd Lomer, della Guardia Costiera statunitense, diede il via ad un programma fotovoltaico per alimentare le boe isolate e i fari costieri. Oggi la maggior parte degli ausili per la navigazione in tutto il mondo funziona a celle solari. Verso la metà degli anni '70 molte compagnie ferroviarie ricorsero al fotovoltaico per alimentare i dispositivi di segnalamento e di smistamento necessari per la sicurezza del traffico ferroviario, funzionanti grazie ai sistemi di comunicazione a microonde. Le comunicazioni fra le stazioni ferroviarie poterono fare a meno dei pali e dei cavi telefonici lungo i binari.

Quando, sempre negli anni '70, la grande siccità colpì la regione del Sahel in Africa, padre Bernard Verspieren avviò un programma di pompaggio fotovoltaico per attingere acqua dalle falde acquifere che fa ormai da modello per il mondo in via di sviluppo. A quei tempi, in tutto il mondo c'erano meno di dieci pompe fotovoltaiche. Oggi ce ne sono decine di migliaia.[3]

Negli anni '80 l'ingegnere svizzero Markus Real dimostrò la validità della generazione distribuita installando moduli solari da tre kilowatt su 333 tetti di Zurigo. Da allora, nessuno parla più di centrali elettriche fotovoltaiche, e i vari governi stanno sviluppando piani di incentivazione finanziaria per incoraggiare i cittadini a solarizzare i propri tetti.

Poiché il costo dell'installazione delle linee di trasmissione elettrica è estremamente elevato, oltre due miliardi di persone nei paesi in via di sviluppo sono ancora prive di elettricità di rete. Intanto, però,

in metà delle famiglie delle isole della Polinesia francese, nelle zone rurali del Kenya, nella Repubblica Dominicana e nel Centroamerica, migliaia di persone alimentano lampadine, televisori e radio con l'elettricità solare.

L'affidabilità e la versatilità del fotovoltaico in ambiente spaziale e terrestre hanno impressionato molti addetti ai lavori nell'industria elettrica e delle telecomunicazioni. Oggi la Banca Mondiale e molti organismi internazionali ritengono che le celle solari "abbiano un ruolo importante e sempre crescente nella fornitura di servizi elettrici nelle aree rurali dei paesi in via di sviluppo".

1.4 - Il fotovoltaico in Italia

In Italia le prime tracce di interesse di singoli studiosi e ricercatori risalgono ai primissimi anni 60: proprio nel 1961 si tenne a Roma la prima Conferenza Internazionale delle Nazioni Unite sulle Fonti di Energia Nuove e Rinnovabili, alla quale parteciparono 500 scienziati di altri 50 paesi.

Anche i media si interessarono del "sole come energia" e per la Selenia Spa che nel 1969 iniziò la produzione di celle solari al silicio per uso spaziale nell'ambito del progetto SIRIO, con un'efficienza di conversione superiore al 10%.

Tuttavia è dopo la crisi petrolifera del 1973 che l'interesse per il fotovoltaico si tradusse in programmi di più ampio respiro, sfociando nell'inserimento di questo tema nel "Piano Finalizzato Energetico" promosso dal Consiglio Nazionale delle Ricerche.

I primi moduli in Italia furono prodotti nel 1979 a seguito di un accordo tra l'americana Solec International e l'italiana Helios

Technology con la tecnologia più avanzata in quel momento. Si installarono quindi alcuni impianti, monitorati per valutarne tutte le possibilità di miglioramento.

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

Alla fine degli anni 70, l'Italia si trovava quindi nella giusta posizione: tecnologia e ricerca erano all'avanguardia e in più, sia dal punto di vista climatico che per quel pizzico di fantasia e di flessibilità in più di cui usualmente i nostri ricercatori dispongono, era nelle condizioni più favorevoli per sviluppare autorevolmente un settore così promettente. E' quindi davvero sconcertante ed inverosimile che a livello politico nessuno se ne fosse accorto per tempo, perdendo una favorevolissima opportunità di leadership.

Molti missionari in visita in Italia si riempivano di pannelli fotovoltaici prima di partire per le loro sedi dislocate in tutti i continenti, con la gioia di portare sollievo alle popolazioni con cui condividevano le sofferenze (le battaglie di Padre Vespieren hanno fatto storia).

Dagli inizi degli anni 80, fino all'inizio degli anni 90, lo scenario nazionale ha visto l'attività di ricerca e sviluppo, così come la produzione industriale di moduli e la realizzazione di una vasta tipologia di impianti, proseguire in modo altalenante alternando momenti di euforia ad altri di sconforto.

All'inizio degli anni 90, l'Italia era ai primi posti in Europa sia per potenza installata in impianti fotovoltaici (ca 25MW), sia per

l'ampia gamma delle tecnologie di applicazione (impianti collegati in rete di potenza elevata, per piccole potenze come baite e case sparse non collegate alla rete elettrica, pompaggi acqua-acquedotti, l'illuminazione di aree archeologiche, prototipi di illuminazione di isole minori ...) e nel 1993 nacque il Piano Fotovoltaico Nazionale, al quale parteciparono, tra gli altri, l'ENEA, l'ENI Eurosolare e l'Helios Technology.

Attualmente è in corso il programma “10.000 tetti fotovoltaici”, che avrà termine nel 2007.

CAPITOLO 2

EFFETTO FOTOVOLTAICO

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

L'effetto fotovoltaico è tra i fenomeni che fanno pensare ad una natura corpuscolare della luce; infatti, è stato scoperto che è proprio una particella associata alle onde elettromagnetiche, il **fotone** , a fornire l'energia necessaria ad attivare tale processo.

Qualunque sia il materiale impiegato, il meccanismo con cui la cella trasforma la luce solare in energia elettrica è essenzialmente lo stesso. Consideriamo per semplicità il caso di una convenzionale cella fotovoltaica di silicio cristallino (delle caratteristiche dei semiconduttori parleremo in seguito).

L'atomo di silicio possiede 14 elettroni, quattro dei quali sono elettroni di valenza, che quindi possono partecipare alle interazioni con altri atomi, sia di silicio sia di altri elementi. In un cristallo di silicio puro ogni atomo è legato in modo covalente ad altri quattro atomi: quindi due atomi affiancati di un cristallo di silicio puro hanno in comune una coppia di elettroni, uno dei quali appartenente all'atomo considerato e l'altro appartenente all'atomo vicino (Fig. 2.1).

Esiste quindi un forte legame elettrostatico fra un elettrone e i due atomi che esso contribuisce a tenere uniti. Questo legame elettrostatico può essere spezzato con una certa quantità di energia, denominata **energia di gap E_g** , che permette ad un elettrone di passare ad un livello energetico superiore, cioè dalla banda di valenza alla banda di conduzione, superando la banda proibita: se l'energia fornita

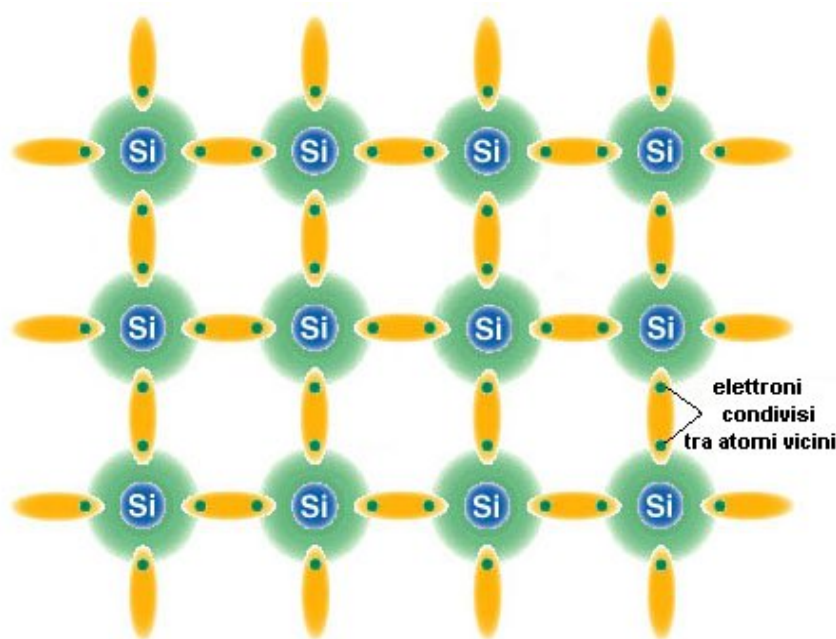


Fig. 2.1 - Ogni atomo di silicio possiede 4 elettroni di valenza con i quali forma legami covalenti con gli atomi del reticolo adiacenti.

è uguale o superiore alla E_g , per l'atomo di silicio 1.1 eV (eV significa elettronvolt, $1 \text{ eV} = 1.602 \cdot 10^{-19} \text{ J}$), un valore intermedio tra quello dei conduttori e quello degli isolanti, l'elettrone viene portato ad un livello energetico superiore (banda di conduzione), dove è libero di spostarsi, contribuendo così al flusso di elettricità. Quando passa alla banda di conduzione, l'elettrone si lascia dietro una buca o lacuna dove manca un elettrone. Un elettrone vicino può andare facilmente a riempire la lacuna, scambiandosi così di posto con essa.

Quando un flusso luminoso investe il reticolo cristallino del silicio, si ha la liberazione di un certo numero di elettroni al quale corrisponde la formazione di un egual numero di lacune. Nel processo di ricombinazione ogni elettrone che capita in prossimità di una lacuna la può occupare, restituendo una parte dell'energia cinetica che possedeva sotto forma di calore.

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. Il campo si realizza con particolari trattamenti fisici e chimici, creando un eccesso di atomi caricati positivamente in una parte del semiconduttore ed un eccesso di atomi caricati negativamente nell'altro.

Ciò è possibile introducendo nel silicio una piccola quantità di atomi appartenenti al III o al V gruppo del sistema periodico degli elementi, in modo da ottenere due strutture differenti, una con un numero di elettroni insufficiente, e quindi con eccesso di lacune, l'altra con un numero di elettroni eccessivo (Fig. 2.2). Questo trattamento viene detto **drogaggio** e la quantità delle impurità introdotte è dell'ordine di una parte per milione. Il silicio drogato viene anche detto estrinseco per distinguerlo da quello puro che viene detto intrinseco.

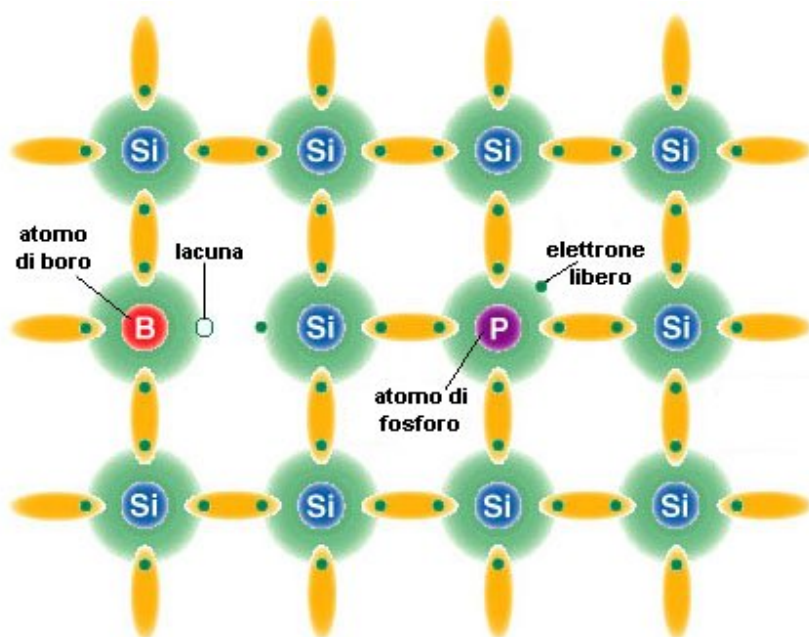


Fig. 2.2 - Differente configurazione elettronica tra il silicio di tipo n e il silicio tipo p.

Generalmente le sostanze più utilizzate sono il Boro (III) o il Fosforo (V) per ottenere rispettivamente una struttura di **tipo p** (con un eccesso di lacune) ed una di **tipo n** (con un eccesso di elettroni).

Nello strato drogato con fosforo, tipo n, che ha cinque elettroni esterni o di valenza contro i quattro del silicio, è presente una carica negativa debolmente legata, composta da un elettrone per ogni atomo di fosforo. Analogamente, nello strato drogato con boro, tipo p, che ha tre elettroni esterni, si determina una carica positiva in eccesso, composta dalle lacune presenti negli atomi di boro quando si legano al silicio.

In entrambi i casi il materiale preso singolarmente risulta elettricamente neutro; tuttavia quando si pongono in contatto due strati di semiconduttore di tipo n e di tipo p, gli elettroni liberi del silicio n attraversano la zona di contatto anche detta **giunzione p-n**, diffondendosi per un breve tratto nel silicio p attirati dalle buche presenti. Tale parziale migrazione di elettroni lascia gli atomi di fosforo nello strato n con un numero di elettroni insufficiente per bilanciare la carica positiva dei nuclei di quegli atomi, mentre troppi elettroni si addensano nello strato attorno agli atomi di boro. Di conseguenza lungo la giunzione si forma una barriera di potenziale che si oppone alla diffusione dei portatori di carica, uno strato sottilissimo

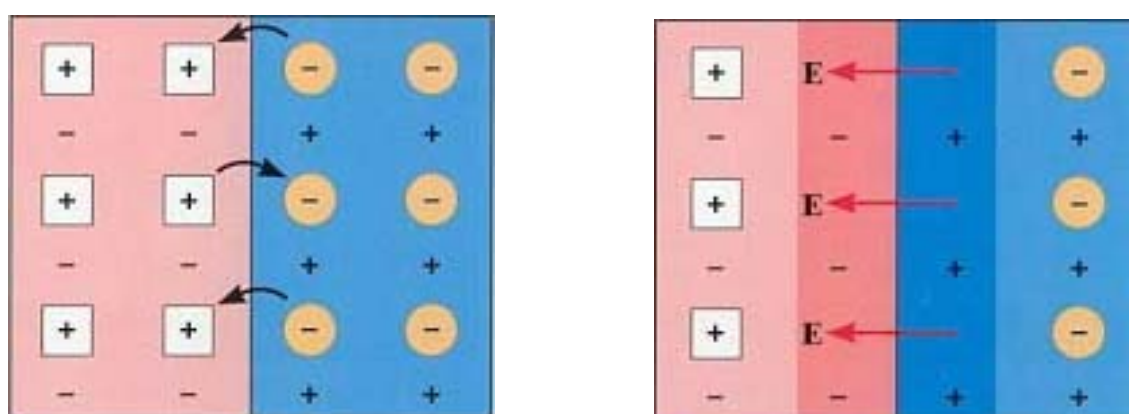


Fig. 2.3 - Possiamo vedere la penetrazione dei portatori di carica attraverso la giunzione e successivamente la formazione della zona di svuotamento dovuta alla ricombinazione degli elettroni con le lacune.

detto **zona di svuotamento** perché è priva di elettroni nello strato n e di lacune nello strato p dato che tutti gli elettroni sono stati assorbiti dalle lacune (Fig. 2.3).

Questo campo elettrico interno, dovuto semplicemente al fatto di aver posto in contatto i due materiali semiconduttori, produce il cosiddetto **effetto diodo**.

Prima di descrivere il comportamento della cella fotovoltaica in condizione di esposizione alla radiazione solare è opportuno descrivere la struttura e le parti costituenti di una tipica cella fotovoltaica (Fig. 2.4).

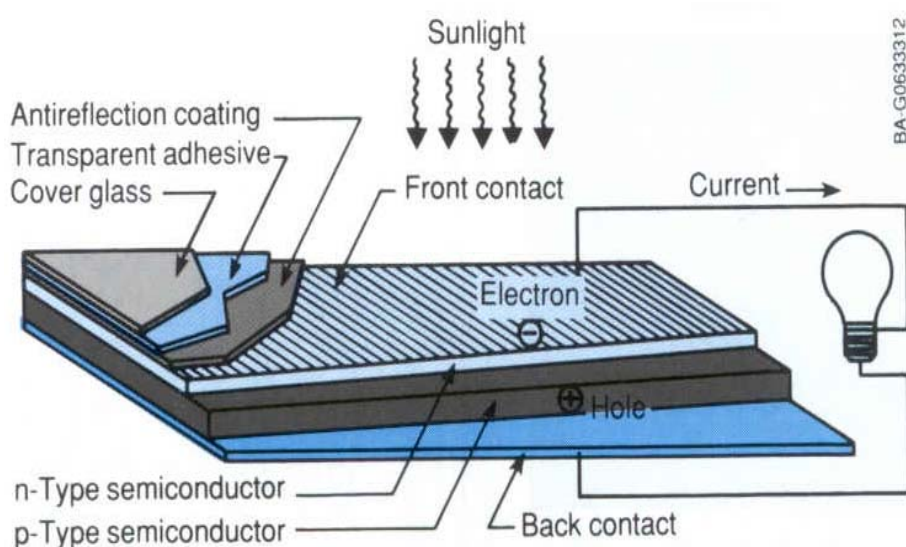


Fig. 2.4 - Esempio di come è composta una comune cella fotovoltaica.

Ovviamente i componenti fondamentali della cella sono gli strati semiconduttori poiché è grazie alle loro caratteristiche che si ha il flusso di elettroni. Oltre a questi la cella solare è costituita dai contatti metallici per mettere in comunicazione i semiconduttori con il carico esterno: una griglia sulla faccia esposta alla radiazione in modo da (minimizzare l'ombreggiamento) e una lastra metallica basale. Inoltre abbiamo la parte superiore della cella normalmente coperta da un

incapsulante di protezione che può essere vetro o un altro materiale trasparente e una copertura antiriflettente che non permetta la fuoriuscita della radiazione incidente.

Quando la cella fotovoltaica viene illuminata dalla radiazione solare, i fotoni che hanno sufficiente E_g creano continuamente nuove coppie elettrone-lacuna.

Non ha importanza su quale lato della giunzione le nuove coppie vengono create: importa solo che vengano create in vicinanza della giunzione per evitare fenomeni di ricombinazione prima dell'attraversamento della giunzione da parte dell'elettrone o della lacuna (Fig. 2.5).

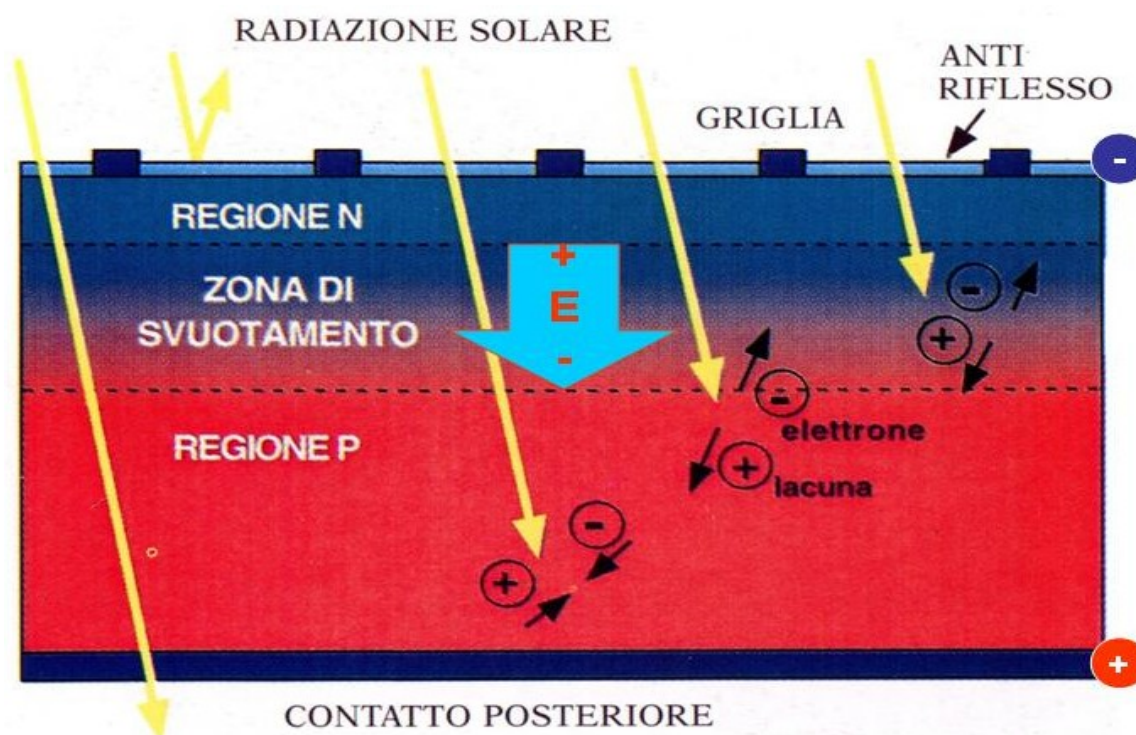


Fig. 2.5 - Quando un fotone colpisce la cella gli elettroni si dirigono verso il lato n mentre le lacune verso il lato p.

Se un fotone viene assorbito nello strato n, l'elettrone che così si libera si aggiunge semplicemente agli altri elettroni già presenti su quel lato mentre la lacuna migra attraverso la giunzione e gli elettroni che sopravvivono la riempiono.

Se un fotone viene assorbito nello strato p il processo si svolge nello stesso modo. Usualmente lo strato n viene fabbricato di spessore tale che la giunzione venga a trovarsi alla profondità ottimale per assorbire i fotoni. Per il silicio tale dimensione è di circa $0,5 \mu\text{m}$ mentre lo spessore totale della cella non deve superare gli $0,25 \text{ mm}$. [4,5]

CAPITOLO 3

MATERIALI E TECNOLOGIE

3.1 - Semiconduttori

Come abbiamo affermato in precedenza gli strati semiconduttori sono le parti più importanti della cella fotovoltaica.

Come ci insegna la fisica quantistica un atomo isolato dispone di un certo numero di elettroni posizionati su livelli energetici esclusivi che possiamo descrivere attraverso funzioni d'onda. Nel caso in cui vengano avvicinati due atomi le loro funzioni d'onda inizieranno a sovrapporsi, prima quelle degli elettroni più esterni, quelli di valenza, fino ad arrivare a quelli più interni.

A questo punto il principio di Pauli richiede che ciascun elettrone debba occupare uno stato quantico (livello) differente, il solo modo in cui ciò è possibile è che ogni livello di energia che avevamo nell'atomo isolato si divida in 2. Quindi in un solido cristallino dove abbiamo N atomi, ciascun livello dell'atomo isolato deve suddividersi in N livelli, diventando quindi una **banda di livelli**. Le bande così formate sono separate da un **intervallo proibito**, diverso nei vari materiali, che rappresenta quell'intervallo di energia che nessun elettrone può possedere. In particolare affinché sussista una corrente alcuni elettroni, quelli nei livelli più esterni, devono passare a livelli energetici superiori.

Negli **isolanti** la banda di valenza è piena mentre quella di conduzione è completamente vuota. L'ampiezza della banda proibita E_g , quindi l'energia necessaria a trasferire l'elettrone nella banda di conduzione (diamante 5,5 eV), è troppo elevata rispetto a quella che può essere fornita da un carico esterno (Fig 3.1).

Nei **metalli** invece il livello di energia più alto normalmente occupato si colloca in un punto intermedio di una banda, quindi non

esiste una banda proibita e molti elettroni possono costituire un corrente sotto l'influenza di un carico esterno.

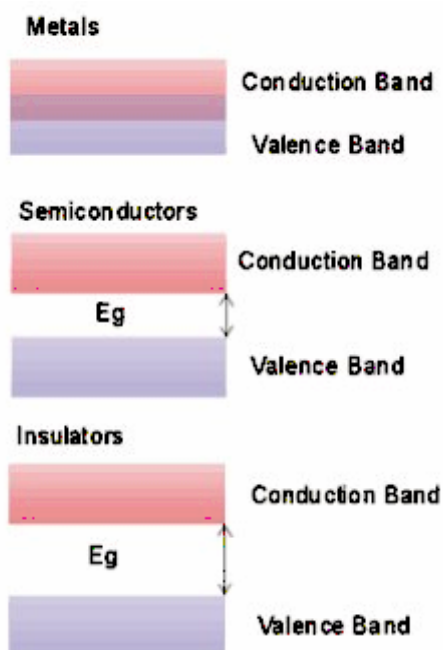


Fig. 3.1 - Rappresentazione delle distanze energetiche fra le bande di valenza e di conduzione. Negli isolanti e nei semiconduttori le bande sono distinte e separate da energia minore nei semiconduttori, nei metalli le due bande sono sovrapposte.

Nei **semiconduttori** abbiamo la stessa struttura delle bande presente negli isolanti ma la E_g è molto minore (silicio 1,12 eV). A temperature di 0 K i semiconduttori si comportano come isolanti. A temperatura ambiente invece esiste una possibilità concreta possa saltare l'intervallo proibito per passare nella banda di conduzione per il semplice effetto dell'agitazione termica, fatto certo nel caso di carichi esterni.

La probabilità che un certo livello energetico sia occupato da un elettrone $f(E)$ è data dalla **statistica di Fermi-Dirac**:

$$f(E) = \frac{1}{\exp\left(\frac{E - E_f}{kT}\right) + 1}$$

dove E è l'energia dello stato in questione ovviamente permesso, E_f è l'energia di Fermi definita come il livello energetico più alto che un elettrone può occupare allo zero assoluto, k è la costante di Boltzmann e T è la temperatura assoluta.

Come già accennato in precedenza riferendoci al silicio la versatilità dei semiconduttori può essere aumentata tramite drogaggio ovvero l'aggiunta di opportune impurità di tipo n donatrici e di tipo p accettrici.

Quando vengono aggiunte impurità di tipo n (Arsenico As, Antimonio Sb e Fosforo P) si dice che gli elettroni legati in maniera debole al nucleo del drogante occupino un livello energetico all'interno della banda proibita al di sotto della banda di conduzione a un intervallo di energia E_d (0,01 eV nel Germanio e 0,05 eV nel silicio) (Fig. 3.2). In effetti a temperature ordinarie quasi tutti gli elettroni in eccesso li troviamo nella banda di conduzione.

Discorso opposto vale se le impurità sono di tipo p (Boro B, Gallio Ga e Indio In) per cui abbiamo mancanza di elettroni quindi formazione di lacune le quali vanno ad occupare livello energetico all'interno della banda proibita subito sopra la banda di valenza a un intervallo di energia E_a . A temperature ambiente gli elettroni della banda di valenza hanno abbastanza energia per spostarsi al nuovo livello formatosi lasciando la banda di valenza in esubero di lacune.

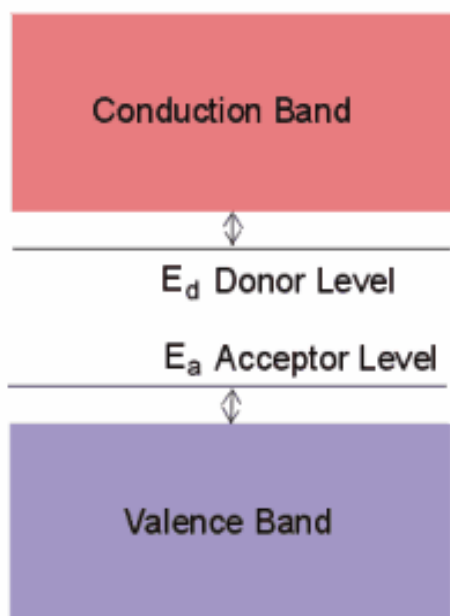


Fig. 3.2 - Nei semiconduttori drogati abbiamo alterazione dei limiti che delimitano le bande e una diminuzione della distanza. Ciò migliora la migrazione dei portatori di carica.

3.2 - Silicio

Il **silicio**, materiale maggiormente utilizzato dalle industrie per la fabbricazione delle celle fotovoltaiche, è l'elemento più diffuso in natura dopo l'ossigeno.

Per essere opportunamente sfruttato nella produzione di celle solari deve presentare caratteristiche non riscontrabili nei minerali in cui si trova allo stato naturale ovvero un elevato grado di purezza e una opportuna struttura molecolare di tipo **monocristallina, policristallina o amorfa**.

Nel silicio monocristallino abbiamo una struttura perfettamente regolare in cui atomi sono orientati nello stesso verso e legati, gli uni agli altri, nello stesso modo.

In quello policristallino gli atomi sono aggregati in piccoli grani monocristallini orientati in modo casuale: questa struttura rende più difficoltoso il passaggio di elettroni attraverso le superfici di contatto dei grani che fungono da ostacolo (Fig. 3.3).[5]

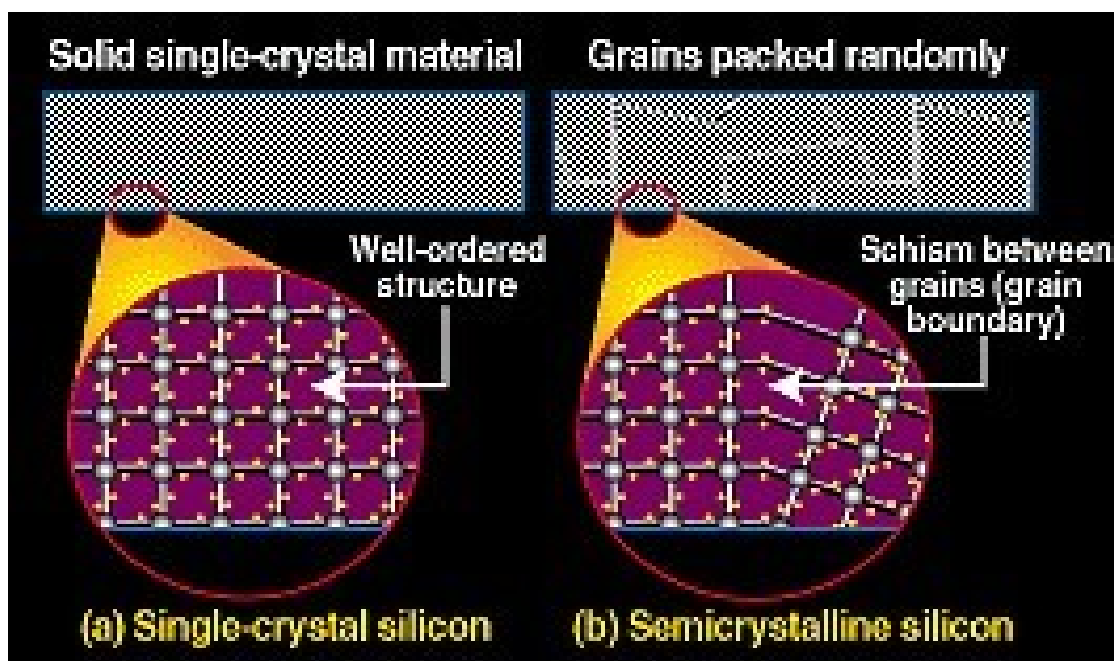


Fig. 3.3 - Struttura monocristallina (a), struttura policristallina (b).

Nel silicio amorfo infine gli atomi sono orientati in modo casuale, come in un liquido, pur conservando le caratteristiche dei corpi solidi,

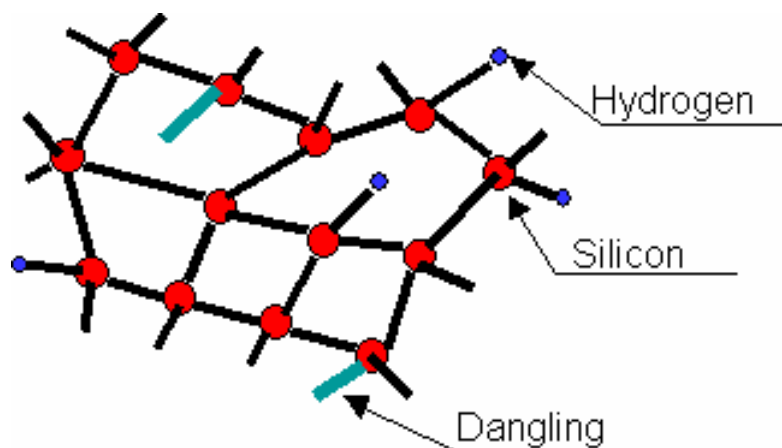


Fig. 3.4 - I dangling bonds che facilitano la ricombinazione degli elettroni vengono rimossi attraverso idrogenazione.

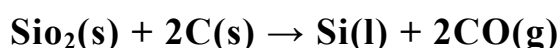
ed è caratterizzato dalla presenza di cosiddetti **dangling bonds** o legami penduli (Fig. 3.4). Tutto questo facilita la ricombinazione degli elettroni con le lacune, conferendo quindi una bassissima efficienza. Ciò viene in parte rimosso attraverso il processo di idrogenazione in cui gli atomi di idrogeno vanno a neutralizzare i dangling bonds.

Si distinguono diversi tipi di silicio in dipendenza del grado di purezza: silicio di grado elettronico (le impurezze sono circa 1 parte su 100 milioni), silicio di grado solare (impurezze di 1 parte su 10.000), silicio metallurgico (impurezze di 1 parte su 100).

Il silicio di grado elettronico, impiegato nella costruzione di componenti elettronici (circuiti integrati, transistor ecc.), deve essere estremamente puro e con struttura assolutamente monocristallina. Questo tipo di silicio è molto costoso, ma fortunatamente per le celle solari è sufficiente un grado inferiore di purezza e per questo vengono spesso usati gli scarti dell'industria elettronica.

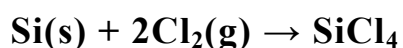
Anche tra il silicio di grado solare esistono notevoli differenze di costi: quello monocristallino, a fronte di una alta efficienza energetica, ha dei costi di produzione maggiori e dei consumi energetici per la loro produzione molto più elevati rispetto al silicio amorfo.

Punto di partenza nella produzione del silicio è la silice SiO_2 . l'elemento può essere preparato mediante riscaldamento con carbon coke ($\text{C}(\text{s})$) alla temperatura di circa 3000°C in una fornace ad arco elettrico:

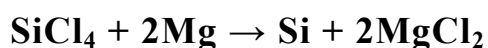
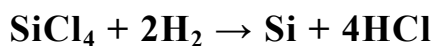


Il silicio fuso (p.f. 1414°C) esce dal di sotto della fornace e solidifica, ma ha bisogno di un'ulteriore purificazione per essere usato nei dispositivi di elettronica allo stato solido.

Successivamente per avere silicio più puro si trasforma quello impuro in tetracloruro di silicio mediante riscaldamento con cloro:



il risultante SiCl_4 è quindi purificato mediante distillazione e ridotto riscaldandolo con idrogeno o magnesio:



il cloruro di magnesio è rimosso lavandolo con acqua calda.

Ulteriore purificazione si ha attraverso il processo detto di **raffinazione a zona** in cui il lingotto di silicio viene fatto lentamente passare attraverso un elemento elettrico riscaldante. In questo modo le impurità sono trasportate verso l'estremità del lingotto e quindi rimosse. A questo punto il silicio è puro abbastanza per utilizzazioni solari.

In particolare per la creazione di celle al silicio monocristallino il metodo più utilizzato è il metodo di crescita **Czochralski (Cz)**, nel quale si immerge un seme di silicio in un bagno di silicio fuso e si fa crescere il lingotto tramite rotazione e sollevamento (Fig. 3.5).

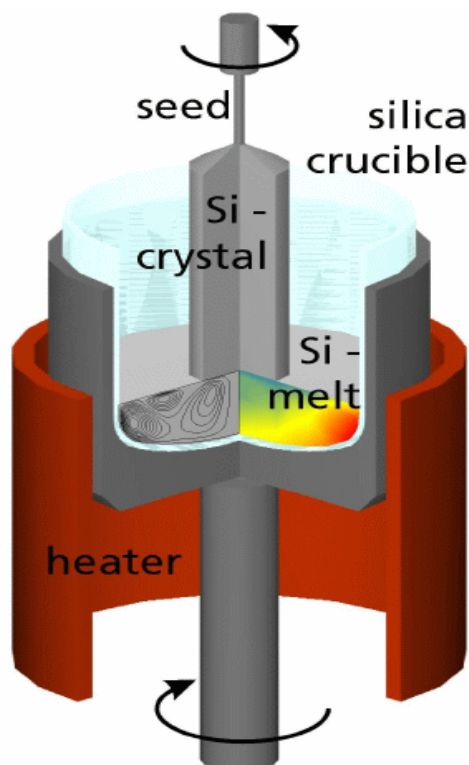


Fig. 3.5 - Spaccato dell'apparecchiatura utilizzata per la formazione del lingotto di silicio nel processo Czochralski.

Per quanto riguarda il silicio policristallino uno dei metodi di produzione è quello di far raffreddare e solidificare un bagno fuso di silicio che poi viene tagliato in lingotti di base quadrata.

Dopo entrambi i tipi di produzione, i lingotti vengono tagliati con vari metodi in fette o wafer nell'ordine di 15-20 per cm. Questo fa sì che una non trascurabile porzione del lingotto venga persa in segatura chiamata in gergo **kerf**. Per ovviare a ciò sono state sviluppate tecnologie per la produzione di nastri di silicio: la tecnica più collaudata è l'**EFG (Edgedefined Film-fed Growth)**. Punto di partenza è sempre un bagno di silicio fuso in cui viene immersa una matrice costituita da grafite, dalla sommità della quale per gravità fuoriesce il silicio che viene opportunamente tirato a formare una lastra.

Infine le celle in silicio amorfo si ottengono mediante deposizione di uno strato di silicio dello spessore di 400-500 μm a

partire da un gas a base di silicio (Silano o suoi derivati) su una lastra di vetro che funge da supporto. Il procedimento è chiamato "scarica a bagliore". Con unico passaggio si possono ottenere moduli con superfici anche di 1m^2 , evitando quindi le costose fasi di crescita del lingotto, taglio e saldatura dei wafer caratteristici dei procedimenti precedenti.[6,7]

3.3 – Tecnologia a film sottile

Questa nuova tecnologia si basa su processi di deposizione sequenziale di materiale semiconduttore evitando il lavoro di farlo crescere, affettarlo e trattarlo. I substrati su cui possono essere depositati i materiali possono essere sia rigidi (vetro) sia flessibili (plastica). Vantaggio dal punto di vista del costo è che si possono ottenere direttamente pannelli monolitici fino ad 1 m^2 senza dover costruire il mosaico di celle.

Spesso i contatti elettrici superiori non sono costituiti da griglie metalliche ma da un sottile strato di un ossido conduttore (diossido di stagno).

La tipica cella a film sottile possiede un sottile strato semiconduttore superiore ($0,1\ \mu\text{m}$) chiamato **strato finestra**, la cui funzione è quella di assorbire l'energia luminosa ad alta frequenza, grazie alla sua elevata E_g ($\geq 2,8\ \text{eV}$), lasciando la restante arrivare allo strato inferiore **assorbente** (Fig. 3.6).

Materiale assorbente adatto a questo tipo di tecnologia è sicuramente il silicio amorfo idrogenato, inoltre sono utilizzati anche il **Diseleniuro di rame e indio CuInSe_2 (CIS)** e il **Telleruro di cadmio CuTe** , mentre il materiale più utilizzato come strato finestra è il

Solfuro di cadmio CdS sebbene a volte venga aggiunto dello zinco per migliorare la trasparenza. Queste tecnologie non hanno ancora raggiunto efficienza e costi confrontabili con il silicio monocristallino, tali celle vengono utilizzate in una minoranza di casi applicativi.[4,8,9]

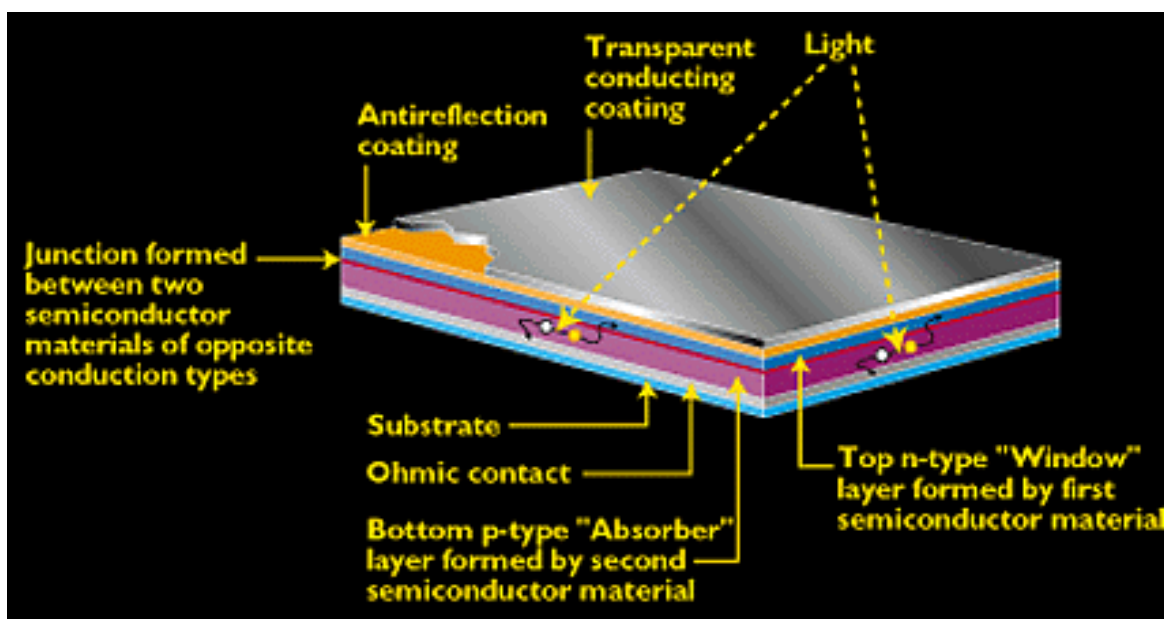


Fig. 3.6 - Si nota lo strato finestra molto sottile rispetto allo strato assorbente

3.4 – Sistemi concentratori ed Arseniuro di Gallio

Nei sistemi concentratori una cella a non riceve energia luminosa direttamente dal sole ma da lenti, in genere si usano delle lenti di Fresnel, che concentrano la radiazione solare sul dispositivo, che in tal modo viene raggiunto da una radiazione a densità d'energia molto più elevata.

Con questi dispositivi abbiamo un notevole risparmio per quanto riguarda le celle, poiché le loro dimensioni sono ridotte ($0,25 \text{ cm}^2$) e in numero minore, d'altro canto però i sistemi ottici concentratori

necessari hanno costi molto elevati. Inoltre abbiamo che la struttura deve essere mobile per potere inseguire il sole durante la giornata e ciò comporta spese di rotazione e di manutenzione che i normali dispositivi non richiedono.

Proprio grazie al fatto che le dimensioni delle celle sono molto contenute è possibile usare le celle all'**arseniuro di gallio GaAs**.

Questo materiale offre diversi vantaggi che lo rendono adatto a questo tipo di dispositivi: ha una elevata assorbanza quindi una cella necessita di pochi micron di materiale contro i cento e più delle celle a silicio cristallino. Contrariamente al silicio cristallino è relativamente insensibile al calore e presenta un'alta resistenza ai danni da parte della radiazione anche se concentrata. Infine presenta alte efficienze di conversione, e viene largamente usato nell'industria spaziale.

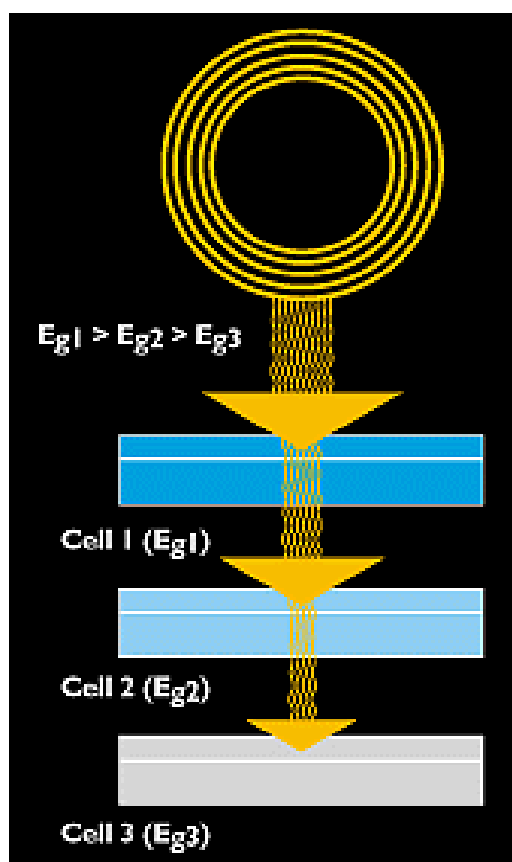


Fig. 3.7 – La radiazione solare viene assorbita a livelli diversi.

Il problema fondamentale che ne ostacola il suo sviluppo nei normali dispositivi è l'alto costo di fabbricazione degli strati monocristallini, dovuto anche al fatto che è un minerale che si estrae durante la fusione di altri metalli ed è più raro dell'oro.

Questo materiale oltre che nei sistemi concentratori per le sue caratteristiche viene anche utilizzato nelle celle a **giunzione multipla** o **celle tandem**.

Il principio di fondo è lo stesso delle celle a giunzione singola ma il fatto di avere più celle a giunzione singola con diverse E_g , crescenti a partire dalla cella inferiore, permette di avere un range maggiore nel quale la cella assorbe (Fig. 3.7). Questo permette di raggiungere efficienze del 35% le più alte in assoluto.[9]

CAPITOLO 4

SISTEMI FOTOVOLTAICI E RADIATIONE SOLARE

4.1 - Impianto fotovoltaico

Il componente base di un impianto fotovoltaico è ovviamente la cella fotovoltaica. Questa è costituita da un sottile strato di materiale semiconduttore (quasi sempre silicio) di spessore pari a circa 0,3 mm. Può essere rotonda o quadrata e può avere una superficie compresa tra i 100 e i 225 cm².

Una cella fotovoltaica, che presenta dimensioni di 10x10 cm², è in grado di produrre circa 1,5 W di potenza in condizioni standard, vale a dire quando si trova a una temperatura di 25 °C, sottoposta ad una potenza della radiazione solare pari a 1000 W/m². La potenza in uscita da un dispositivo fotovoltaico quando esso lavora in condizioni standard, prende il nome di potenza di picco (Wp).

L'output elettrico reale è in realtà minore del valore di picco a causa delle temperature più elevate e dei valori più bassi della radiazione. Il rendimento varia al variare del materiale. Per il silicio **monocristallino** è 15%, per il silicio **policristallino** 12%-13%, per il silicio **amorfo** 7%-8%. Più celle assemblate e collegate tra di loro in un'unica struttura, formano il **modulo fotovoltaico**. In commercio, attualmente, i più diffusi sono costituiti da 36 celle di silicio mono o policristallino disposte su 4 file parallele collegate in serie, per ottenere una potenza in uscita pari a 50 Watt, circa. Hanno superfici che variano da 0,5 ad 1 m².

Oggi, per esigenze architettoniche, i produttori mettono sul mercato moduli costituiti da un numero di celle molto più alto e di conseguenza di più elevata potenza, anche fino a 200 Watt per ogni singolo modulo.

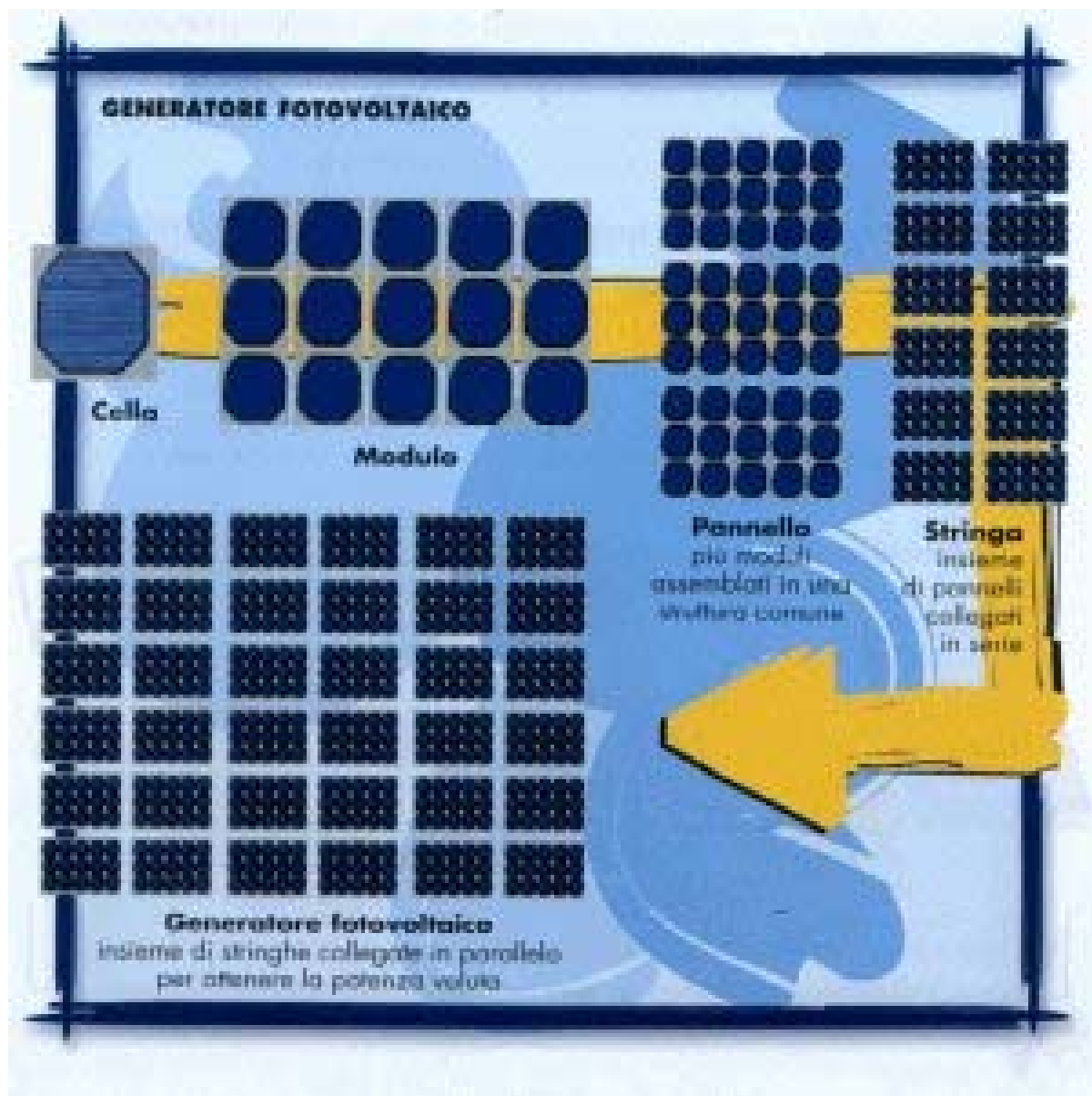


Fig. 4.1 - Una delle caratteristiche degli impianti fotovoltaici è la modularità

A seconda della tensione necessaria all'alimentazione delle utenze elettriche, più moduli possono essere collegati in serie formando un **pannello**, ovvero una struttura rigida ancorabile al suolo o ad un edificio. Un insieme di pannelli, collegati elettricamente in serie costituisce una **stringa**. La potenza elettrica richiesta determina poi il numero di stringhe da collegare in parallelo per realizzare un **generatore fotovoltaico**. Dal punto di vista elettrico non ci sono

praticamente limiti alla produzione di potenza da sistemi fotovoltaici, perché il collegamento in parallelo di più file di moduli, le stringhe, consente di ottenere potenze elettriche di qualunque valore.

Il trasferimento dell'energia dal sistema fotovoltaico all'utenza avviene attraverso ulteriori dispositivi, necessari per trasformare ed adattare la corrente continua prodotta dai moduli alle esigenze dell'utenza finale. Il complesso di tali dispositivi prende il nome di **BOS**.

Altro componente essenziale è l'**inverter**, dispositivo che converte la corrente continua in uscita dal generatore fotovoltaico in corrente alternata.

4.2 - Sistemi autonomi (stand-alone)

I sistemi autonomi o stand alone vengono normalmente utilizzati per elettrificare le utenze difficilmente collegabili alla rete perché ubicate in aree poco accessibili, e per quelle con bassissimi consumi di energia che non rendono conveniente il costo dell'allacciamento. Tale tipo di sistema è caratterizzato dalla necessità di coprire la totalità della domanda energetica dell'utenza. Gli elementi che costituiscono un sistema fotovoltaico autonomo sono i moduli fotovoltaici, il sistema di accumulo (batterie) ed il regolatore di carica.

Essendo la corrente generata dal sistema fotovoltaico una corrente continua non ci sono problemi, se il carico prevede l'utilizzo di apparecchiature che richiedono corrente continua; se invece il carico prevede l'utilizzo di apparecchiature che richiedono corrente alternata, diventa necessario l'inserimento anche un convertitore c.c./a.c. (inverter).

Le batterie accumulano l'energia elettrica prodotta dai moduli fotovoltaici e consentono di differire nel tempo l'erogazione di corrente al carico, cioè garantiscono l'erogazione di energia elettrica anche nelle ore di minore illuminazione o di buio.

Il regolatore di carica è l'elemento che regola i passaggi di corrente tra moduli e batterie e tra batterie e carico, per proteggere le batterie.

In Italia esistono oltre 5.000 impianti fotovoltaici per l'elettrificazione rurale e montana soprattutto nel Sud, nelle isole e sull'arco alpino.

Attualmente le applicazioni più diffuse servono ad alimentare:

- apparecchiature per il pompaggio dell'acqua, soprattutto in agricoltura;
- ripetitori radio, stazioni di rilevamento e trasmissione dati (meteorologici e sismici), apparecchi telefonici;
- apparecchi di refrigerazione, specie per il trasporto medicinali;
- sistemi di illuminazione;
- segnaletica sulle strade, nei porti e negli aeroporti;
- alimentazione dei servizi nei camper;
- impianti pubblicitari, ecc.

4.3 - Sistemi connessi alla rete (grid-connected)

Sono impianti collegati alla rete elettrica che possono scambiare energia elettrica con la rete elettrica locale o nazionale.

Il principio della connessione alla rete è quello dello scambio in due direzioni di energia elettrica: nelle ore in cui il generatore fotovoltaico non è in grado di produrre l'energia necessaria a coprire la domanda di elettricità, la rete fornisce l'energia richiesta. Viceversa, se il sistema fotovoltaico produce energia elettrica in più, il surplus viene trasferito alla rete e contabilizzato.

Negli impianti integrati negli edifici vengono installati due contatori per contabilizzare gli scambi fra l'utente e la rete. Un inverter trasforma l'energia elettrica da corrente continua prodotta dal sistema fotovoltaico, in corrente alternata. I sistemi connessi alla rete, ovviamente, non hanno bisogno di batterie perché la rete di distribuzione sopperisce alla fornitura di energia elettrica nei momenti di indisponibilità della radiazione solare.

4.4 - Centrali fotovoltaiche

Le centrali fotovoltaiche sono tipicamente costituite da centinaia o migliaia di moduli fotovoltaici di grandi dimensioni connessi in serie/parallelo, installati a terra su strutture in cemento armato e acciaio. Con gli attuali valori dell'efficienza di trasformazione dell'energia, una centrale da 1MW, capace di fornire energia ad un migliaio di utenti, si estenderebbe su un'area grande come quattro campi di calcio. L'impegno del territorio è dovuto per metà dalle aree effettivamente occupate dai moduli fotovoltaici, e per l'altra metà dalle aree necessarie per evitare l'ombreggiamento reciproco delle file di moduli.

Le centrali in Italia più importanti sono quelle di Monte Aquilone e quella di Serre nel salentino (prima in Europa e seconda nel mondo).

4.5 – Radiazione solare

L'energia solare è l'energia emessa dal Sole con continuità, sotto forma di energia raggiante. L'energia viene irradiata nello spazio sottoforma di radiazione elettromagnetica con una lunghezza d'onda variabile tra 0,2 e 3 μm , di cui lo spettro visibile si colloca fra 0,4 μm dalla parte blu e 0,8 μm dalla parte rossa. Attraverso dati disponibili sulla distribuzione della radiazione solare oltre l'atmosfera terrestre, è possibile concludere che il 6,4% è compreso fra 0,2 e 0,4 μm (nell'ultravioletto), il 45,4% è compreso nella zona visibile fra 0,4 e 0,8 μm e il 48 % compreso nella zona infrarossa fra 0,8 e 3 μm .

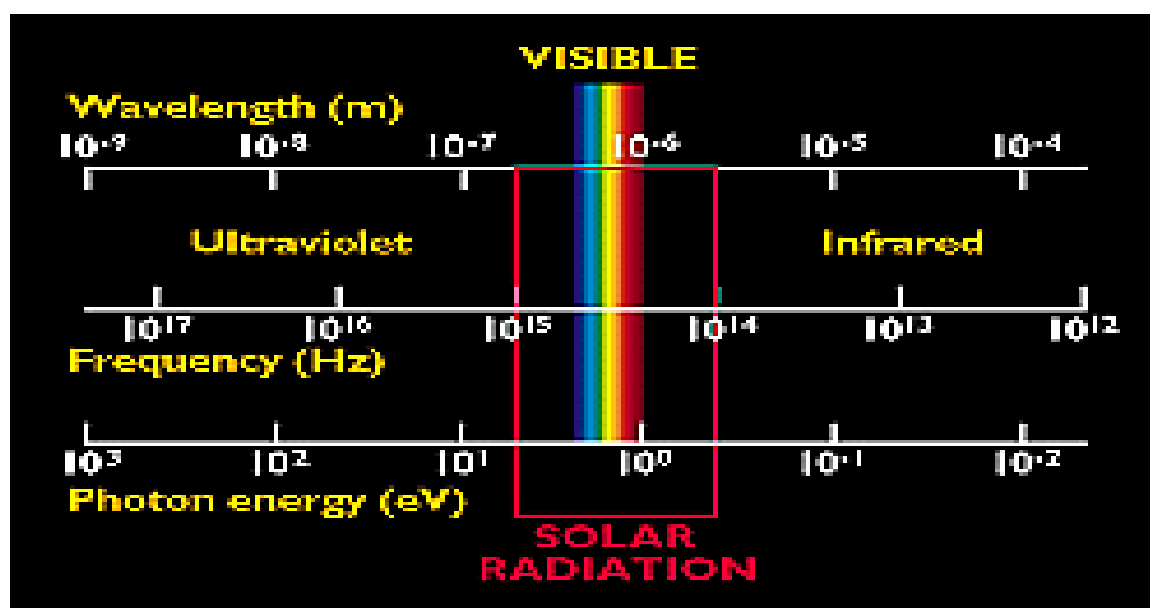


Fig 4.2 - Spettro di incidenza della radiazione solare

La radiazione solare che raggiunge il suolo terrestre viene attenuata dalla diffusione e dall'assorbimento ad opera dell'atmosfera. È possibile quindi dire che il 90% dell'energia solare che raggiunge il

suolo è caratterizzata da una lunghezza d'onda pari a $0,279 < \lambda < 0,5 \mu\text{m}$ (Fig. 4.3).

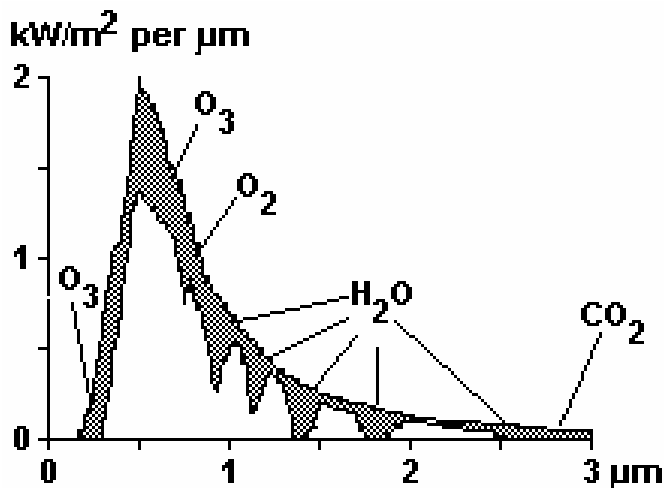


Fig. 4.3 - Gli attori principali dall'assorbimento da parte della atmosfera della radiazione solare sono O₂, O₃, H₂O, CO₂.

Nell'attraversamento dell'atmosfera, il valore della costante solare diminuisce via via che aumenta lo spessore dello strato d'aria attraversato.

Parliamo di massa d'aria unitaria **AM1** nel caso di spessore di atmosfera standard attraversato in direzione perpendicolare alla superficie terrestre e misurato al livello del mare. Fuori dall'atmosfera si ha **AM0**:

$$AM = (1 - 0.1 * \text{altitudine})/\sin(\alpha)$$

dove α è l'angolo di elevazione solare (angolo tra la linea del sole e il piano orizzontale).

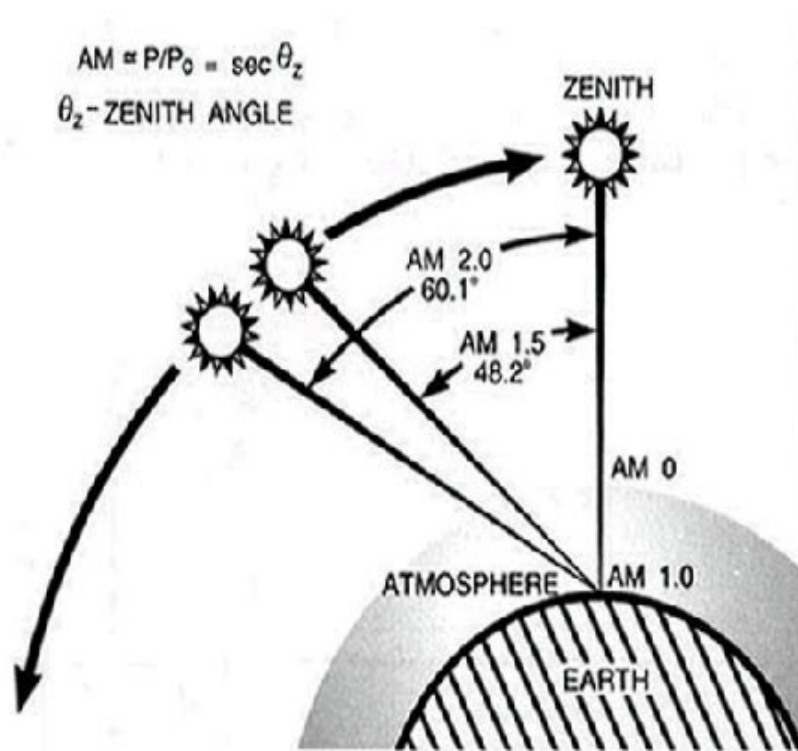


Fig. 4.4 - La massa d'aria che deve attraversare la radiazione solare dipende in buona misura dalla elevazione solare.

Per effetto dell'assorbimento atmosferico, il valore di 1,353 kW/m², valido all'esterno dell'atmosfera, si riduce a circa 1,0 kW/m² che corrisponde al massimo irraggiamento al suolo su superficie orizzontale con Sole allo zenit e atmosfera perfettamente trasparente. Tale valore produce una energia massima valutabile mediante la seguente formula:

$$E = 1 \text{ kW} \cdot 0,8 \cdot 8600 \cdot \frac{8}{24} \cdot \frac{315}{365} = 2000 \text{ kWh/mq anno}$$

in cui: 0,8 è il coefficiente di riduzione della densità di potenza mediata sull'arco di 8 ore/giorno, 8600 è il numero delle ore in un anno, 8/24 sono le ore di sole al giorno, 315/365 sono i giorni di sole all'anno.

Il valore ricavato è un valore limite e tuttavia valido per regioni come Gerusalemme, Texas, Pirenei orientali. Altrove esso è assai

minore. Nell'Italia Meridionale e in Sardegna vi sono zone nelle quali l'energia solare incidente raggiunge il valore di 2000 kWh/m² anno.

In modo più completo è possibile affermare che l'energia irraggiata dal Sole raggiunge il suolo terrestre secondo alcune leggi, quali:

- la posizione della Terra rispetto al Sole, che trova espressione fisica nella porzione di terra esposta alla radiazione variabile a ritmo stagionale;
- nell'emisfero boreale durante l'inverno i raggi del sole arrivano con un angolo basso rispetto all'orizzonte e pertanto le superfici orizzontali (tangenti alla superficie della Terra) risultano irradiate con scarsa intensità mentre vengono irradiate intensamente le superfici verticali esposte a Est, Sud, Ovest, in quanto investite secondo angoli vicini a 90°; tutto questo malgrado la superficie di atmosfera che i raggi debbono attraversare sia maggiore rispetto alla situazione estiva;
- in funzione alla rotazione della Terra attorno al suo asse, la parte esposta ai raggi solari varia con ritmo giornaliero, od orario: i raggi del mattino e della sera investono le superfici verticali con angoli relativamente efficaci, essendo il Sole basso sull'orizzonte, mentre nelle ore meridiane l'irraggiamento più intenso raggiunge i piani orizzontali.

Agli effetti della raccolta della radiazione solare mediante superfici collocate sul suolo, più importante delle variazioni stagionali dell'altezza del Sole sull'orizzonte, è il moto diurno apparente al Sole.

4.6 - Posizionamento dei moduli fotovoltaici

La posizione dei moduli fotovoltaici rispetto al sole influisce notevolmente sulla quantità di energia captata e quindi sulla quantità di energia elettrica generata. I parametri che direttamente influiscono sul fenomeno sono:

- angolo di inclinazione rispetto al terreno (angolo di tilt);
- angolo di azimut (angolo fra il piano verticale passante per il sole e il piano meridiano di osservazione).

La produzione di energia su base media annua nell'emisfero Nord è massima per l'esposizione Sud con angolo di inclinazione pari alla latitudine locale sottratta di circa 10° . Ad esempio:

	Milano (kWh/m ²)	Roma (kWh/m ²)	Palermo (kWh/m ²)
90° -facciata	2,44	3,15	3,43
0° -tetto piano	3,39	4,18	4,70
30° -tetto inclin.	3,76	4,76	5,18

Tab. 4.1 - L'angolo di inclinazione influisce in maniera rilevante sull'efficienza dei moduli fotovoltaici.

Dalla tabella sopra si nota che rispetto alla soluzione ottimale con inclinazione di 30° il sistema fotovoltaico perde circa il 10-12% nell'applicazione su superficie orizzontale e ben il 35% nell'applicazione su facciata verticale. L'influenza dell'angolo di azimut è invece minore. In un intervallo di angoli di azimut compresi tra -45° e $+45^\circ$ rispetto al Sud i valori della radiazione incidente non si discostano significativamente dal valore massimo. Orientando infatti i

sistemi fotovoltaici a Sud-Est oppure a Sud-Ovest si avrebbe una perdita pari a solo il 5%.

4.7 - Efficienza dei moduli fotovoltaici

L'efficienza di trasformazione dell'energia solare in energia elettrica è data dal rapporto tra la potenza elettrica in uscita e la potenza della radiazione solare incidente. Ovviamente entrambe cambiano in funzione delle condizioni di irraggiamento solare.

Come riferimento, si usano le condizioni standard di insolazione (potenza della radiazione incidente pari a 1000 W/m^2 , temperatura del modulo di $25 \text{ }^\circ\text{C}$). Se si indicano con **h** l'efficienza, **A** l'area del modulo, **P_{el}** la potenza elettrica generata dal modulo FV e con **P_{STC}** la potenza luminosa irraggiante il modulo stesso in condizioni standard (STC) si può scrivere la relazione:

$$h_{\text{STC}} = P_{\text{el}} / P_{\text{STC}} * A$$

Ad esempio, un modulo con un'efficienza del 10% genera, in condizioni standard, una potenza elettrica (corrente continua) ai suoi morsetti di 100 Watt; 10 metri quadrati di moduli forniscono 1 kwp di potenza elettrica.

La quantità di energia prodotta varia nel corso dell'anno e dipende in particolar modo da:

- altitudine e latitudine del sito;
- orientamento e inclinazione dei moduli;
- assorbimento e riflessività del territorio.

CAPITOLO 5

IMPIANTO FV ALLA “EX SOGESTA”



Fig. 5.1 - Vista dell'impianto fotovoltaico della “ex-Sogesta”.

L'impianto fotovoltaico alla “ex Sogesta” è stato progettato dall'Ing. P. F. Pagliuzzi e realizzato dalla CEIR, grazie all'accesso da parte dell'Università degli Studi di Urbino, su interessamento dello C.S.A.A.E.¹, ai contributi stanziati nell'ambito del “Programma Tetti Fotovoltaici”, in particolare del bando “Enti Locali” di cui alla G.U. n.74 del 29/03/01. Questo bando forniva contributi per un ammontare massimo del 75% a fondo perduto al netto dell'IVA, per la realizzazione di impianti grid-connected con potenza inferiore a 20 kW_p.

¹ Centro Sistemi Audiovisivi Acustici ed Elettromagnetici dell'Università di Urbino, gestore per conto dell'Università degli Studi di Urbino dell'impianto.

Il progetto, una volta esaminato e ammesso alla concessione dei contributi, è stato inserito fra i 20 impianti di maggiore interesse nazionale, idonei al monitoraggio da parte dell'ENEA, come previsto dall'art. 4 del sopracitato bando, che prevede una opportuna implementazione strutturale ai fini della raccolta dei dati di funzionamento e dell'analisi delle prestazioni.

L'impianto è situato sulla copertura della struttura edilizia destinata agli alloggi degli studenti, che oltre ad essere assolutamente priva di ombre in qualsiasi momento della giornata è già orientata, a Sud con azimut di 15° Est (Fig. 5.2).

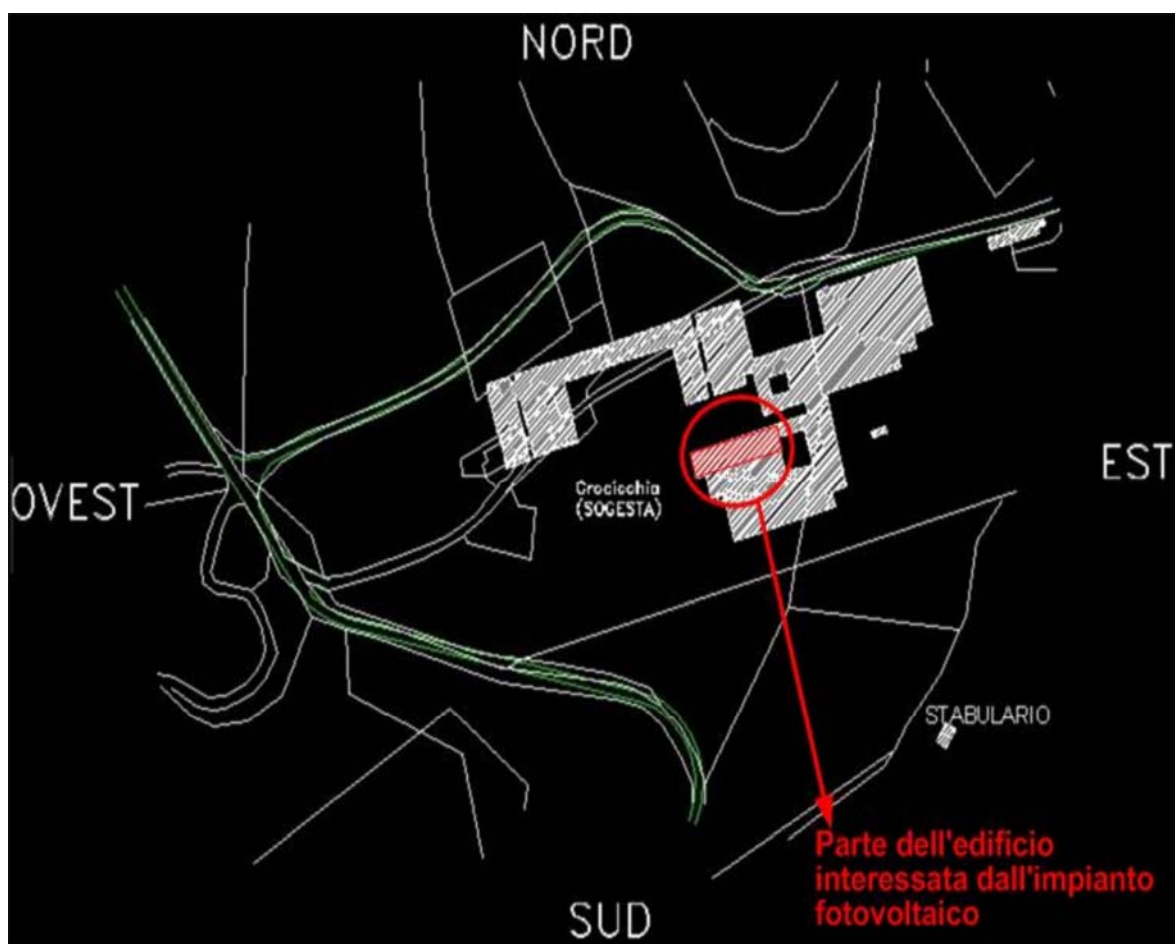


Fig. 5.2 - Orientamento della struttura della "ex Sogesta".

Considerando la latitudine a cui ci troviamo (Urbino Lat. 43°44' N) l'angolo di **tilt** ottimale dei moduli è approssimativamente di 30° (di solito si calcola sottraendo 10 alla Lat.) ovviamente con azimut 0°. Per motivi pratici ed estetici si è deciso di mantenere l'impianto ortogonale alla struttura, azimut 15°, valore che, fatti i dovuti calcoli, non incide, se non in maniera del tutto irrisoria, sulla densità di energia radiante che colpisce i moduli.

Il significativo valore didattico e divulgativo che tale opera può svolgere sia a livello universitario che a livello di scuole medie inferiori e superiori, dimostrato dalle visite che ci sono state, ha spinto ad inserire nell'impianto tutte le tipologie di moduli fotovoltaici in Silicio (monocristallino, policristallino ed amorfo) attualmente in commercio. Si è deciso quindi di suddividere il generatore in tre campi differenti rappresentativi delle tre tipologie. Inoltre, ogni campo è ulteriormente suddiviso in tre sottocampi per poter impiegare moduli prodotti da produttori differenti e con diversi processi tecnologici per un totale di 9 sottocampi.

La suddivisione in tre campi è stata necessaria per ottenere una configurazione trifase, in modo da permettere l'allaccio alla rete di distribuzione.

I moduli utilizzati sono i seguenti:

Silicio Amorfo:

- Solarex Millenia, moduli con tecnologia Tandem Junction;
- Unisolar, moduli con tecnologia Triple Junction.

Silicio Monocristallino:

- Helios Technology, moduli composti da celle prodotte da fette di scarto dell'industria elettronica;

- BP Solar, moduli assemblati con celle prodotte da CZ-Si appositamente cresciuto e con l'aggiunta di un processo per il miglioramento della resa energetica;
- Isofoton, moduli assemblati con celle prodotte da CZ-Si appositamente cresciuto;
- Solterra, moduli assemblati con celle prodotte da CZ-Si appositamente cresciuto.

Silicio Policristallino:

- Eurosolare, moduli assemblati con celle prodotte con metodo Casting tradizionale di tecnologia italiana;
- Kyocera, moduli assemblati con celle prodotte con metodo Casting tradizionale di tecnologia giapponese;
- Photowatt, moduli assemblati con celle prodotte con metodo Casting tradizionale di tecnologia francese.

SILICIO	SC	MODULO	STRINGHE	MODULI X STRINGA	SUP (m ²)	Wp
AMORFO	1	SOLAREX Mil. MST43LV	6	7	33.6	1890
	2	UNISOLAR US-64	4	7	28.3	1792
MONO	3	BP Solar BP585	3	7	13.0	1785
	4	ISOFOTON I-100	3	7	17.9	2100
	5	SOLTERRA SOL140	4	4	20.0	2247
	6	HELIOS Tech. H-900	3	8	17.0	2160
POLI	7	PHOTOWATT PW 750	3	8	16.7	1800
	8	EUROSOLARE PL 800	4	7	18.9	1977
	9	KYOCERA KC 80	4	7	17.8	2240

Tab 5.1 - Caratteristiche strutturali dei singoli sottocampi.

Nel complesso si sono raggiunti 18 kWp (17990 Wp) installati, dati dalla somma delle potenze nominali di ogni singolo sottocampo.

Ciascun sottocampo è collegato ad un gruppo di conversione o inverter, ovvero l'apparecchiatura elettronica che converte la corrente continua, fornita dal generatore fotovoltaico, in corrente alternata per

l'immissione alla rete. In particolare sono stati installati 9 inverter forniti dalla Elettronica Santerno del tipo SUNWAY-M-gc 1,8 kVA.

Questi sono necessari anche per quanto riguarda l'acquisizione dei dati. Infatti sono in grado di rilevare misure elettriche istantanee ed integrate in modo da essere registrate, e/o trasmesse da un inverter, che funge da master, via RS-232 ad un personal computer all'interno del C.S.A.A.E. con software dedicato all'acquisizione dati. I dati possono anche essere acquisiti tramite collegamento diretto ad ogni singolo inverter.

In particolare l'acquisizione viene fatta attraverso un buffer di memoria nel quale vengono salvati i dati, misurati come valori medi in un intervallo di tempo predefinito, e quelli inerenti ad ogni evento² registrabile dall'inverter. Il software dedicato successivamente scarica i dati dai buffer trasferendoli, come file in formato csv (comma separate value), al computer all'interno del CSAAE dove vengono visualizzati ed elaborati con normali fogli elettronici.

L'inverter permette, attraverso uscite analogiche, anche il monitoraggio di parametri misurati da altre periferiche installate. Nel nostro caso, per avere un quadro più completo delle condizioni ambientali a cui sono soggetti i moduli, è stato installato sul piano dei moduli un solarimetro, o cella di riferimento, tipo Delta-T Devices ES2, per misurare la radiazione incidente. Inoltre ai fini del monitoraggio delle temperature superficiali dei moduli, sono state installate, in corrispondenza di un modulo per ogni sottocampo, 9 termoresistenze tipo PT 100, ognuna delle quali è collegata con un

² La rilevazione dei dati è stata quindi impostata in modo da acquisire anche i dati relativi ad ogni ogni evento. Per evento si intende qualsiasi situazione in cui l'inverter cambia il suo stato di attività: ad esempio inizio e fine produzione, sovratensione del campo FV ed in generale qualsiasi problema che si possa verificare durante il funzionamento dell'inverter stesso.

convertitore di segnale modello Datexel DAT 2165, collocati negli alloggiamenti degli inverter.

Gli inverter hanno la possibilità di acquisire le seguenti misure:

- Tensione campo fotovoltaico, indica la misura in Volt della tensione in ingresso (0÷200 V);
- Corrente campo fotovoltaico, indica la misura in Ampere della corrente in ingresso (0÷60 A);
- Potenza campo fotovoltaico, indica la misura in Watt della potenza fornita dal campo fotovoltaico (0÷12000 W);
- Tensione di rete, indica la misura in Vac della tensione della rete (0÷290 V);
- Corrente di rete, indica la misura in Aac della corrente immessa in rete (0÷31 A);
- Cos fi, indica il fattore di potenza della corrente immessa in rete (± 1);
- Frequenza di rete (0÷65 Hz);
- Potenza attiva, indica la misura in VoltAmpere della potenza in uscita dall'inverter (0÷4500 W);

Inoltre, come abbiamo già detto, tramite l'inverter 1 (master) si acquisiscono i valori dell'insolazione misurati dal solarimetro e tramite ogni inverter i valori della temperatura misurate dalle nove termoresistenze installate.

È da segnalare il fatto che si stanno ancora aspettando dall'ENEA le apparecchiature che secondo il bando dovevano essere fornite per il monitoraggio agli impianti previsti dall'art 4.

5.1 - Specifiche strumentali

Di seguito sono indicate i valori delle prestazioni caratteristiche dei convertitori di segnale Datexel DAT 2165, e del solarimetro Delta-T Devices ES2.

CONVERTITORE DI SEGNALE

Errore di calibrazione	$\pm 0,1\%$ del f. s.
Errore di trasmissione	$\pm 0,15\%$ del f. s.
Deriva termica	$0,02\%$ del f. s./ $^{\circ}\text{C}$
Temperatura operativa	$-20 \div 70$ $^{\circ}\text{C}$
Temperatura di immagazzinaggio	$-40 \div 100$ $^{\circ}\text{C}$

SOLARIMETRO

Fotodiodo	Silicio di alta qualità
Accuratezza	$\pm 3\%$ a 20 $^{\circ}\text{C}$
Linearità	$\pm 1\%$ $0-2$ $\text{kW}\cdot\text{m}^2$
Errore di Azimut	$\pm 1\%$ su 360°
Dipendenza dalla temperatura	Sensibilità $< 2\%/^{\circ}\text{C}$
Limiti di misurazione	$0-2$ $\text{kW}\cdot\text{m}^2$

5.2 - Elaborazione dati

Il lavoro che si andrà a presentare si basa sui dati raccolti in un anno di funzionamento dell'impianto, da gennaio a dicembre 2003.

Visti i diversi kWp installati per ogni sottocampo i parametri di confronto che verranno utilizzati, al fine di poter evidenziare i differenti comportamenti dei diversi tipi di moduli, saranno normalizzati rispetto ai Wp o rispetto alle superficie necessarie per la posa dei moduli.

Solo a titolo informativo nella tabella seguente vengono riportate le produzioni assolute in kWh dei 9 sottocampi nell'arco dell'anno preso in considerazione.

MODULO	SINGOLI	TIPOLOGIA
SOLAREX Mill. MST43LV	1833.27	4005.43
UNISOLAR US-64	2172.15	
BP Solar BP585	2076.14	9022.18
ISOFOTON I-100	2361.03	
SOLTERRA SOL140	2579.76	
HELIOS Tech. H-900	2005.25	
PHOTOWATT PW 750	1856.61	6597.66
EUROSOLARE PL 800	2164.94	
KYOCERA KC 80	2576.11	

Tab. 5.2 - Produzione annuale dei singoli sottocampi, e per tipologia di silicio.

Il contributo maggiore è dato dai sottocampi costituiti da moduli Kyocera e Solterra, è però vero che sono quelli con maggiore potenza nominale installata.

Nei grafici seguenti è invece mostrata la produttività dei singoli sottocampi, intesa come il rapporto fra i kWh prodotti rispetto ai kWp installati, nell'arco di un anno (Fig. 5.3) e per ogni mese (Fig. 5.4).

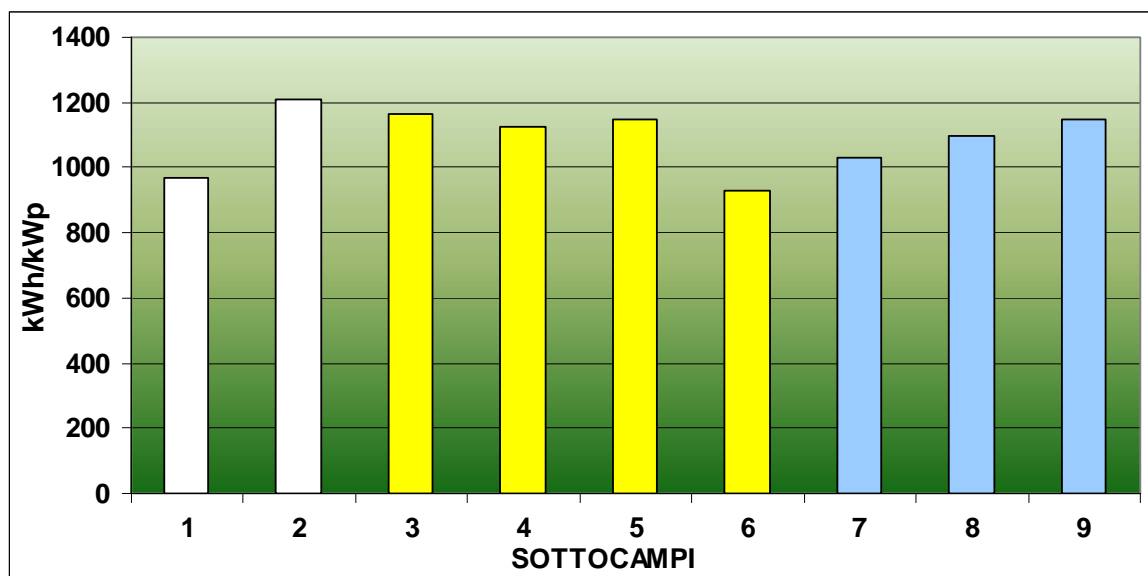


Fig. 5.3 - I sottocampi che presentano valori più alti hanno evidentemente una produzione energetica per singolo kWp installato maggiore.

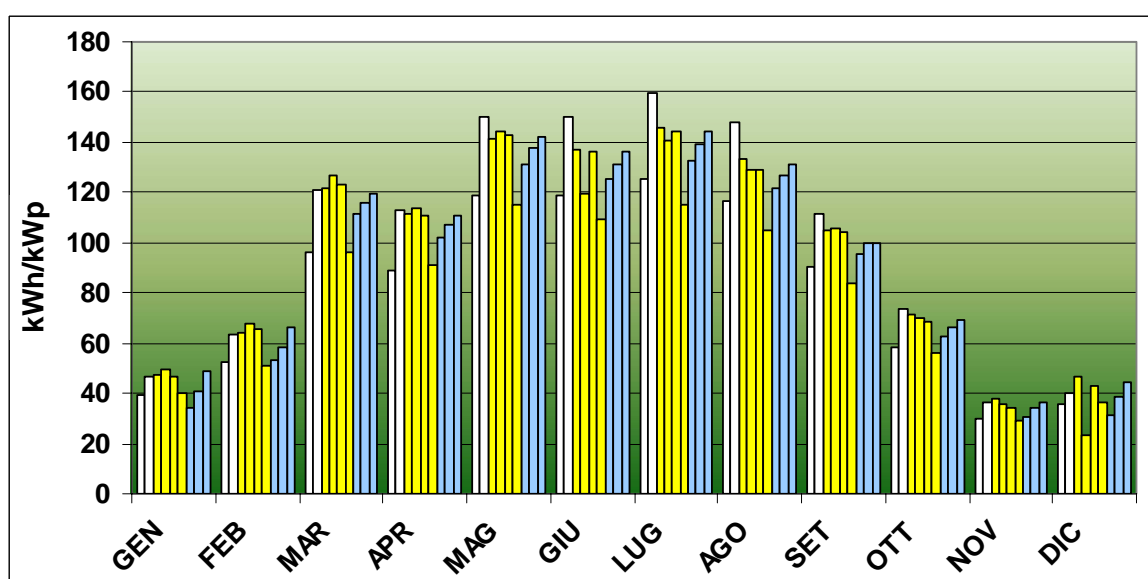


Fig. 5.4 - I rapporti fra le produttività dei sottocampi non sono costanti nei diversi mesi.

In realtà non abbiamo un valore di riferimento a cui rapportare i nostri dati, poiché la potenza nominale indicata per ogni modulo, è calcolata in condizioni standard³. Possiamo quindi valutare solo un

³ Temperatura superficiale dei pannelli 25°C e radiazione 1000 W/m².

confronto relativo tra i sottocampi installati, scopo principale del nostro lavoro.

MODULI	kWh/kWp
UNISOLAR US-64	1212.14
BP Solar BP585	1163.11
KYOCERA KC 80	1150.05
SOLTERRA SOL140	1148.19
ISOFOTON I-100	1124.30
EUROSOLARE PL 800	1095.23
PHOTOWATT PW 750	1031.45
SOLAREX Mill. MST43LV	969.98
HELIOS Tech. H-900	928.35

Tab. 5.3 - Classifica dei moduli sulla base della produttività energetica annuale, per ogni kWp installato.

Questo aspetto è fondamentale nel momento della progettazione di un generatore fotovoltaico, in cui, per il dimensionamento dell'impianto, ci si basa sulle potenze nominali fornite dalle ditte costruttrici. Utilizzare celle la cui produttività effettiva non rispecchia quella indicata può portare alla creazione di impianti sottodimensionati che non sopperiscono in pieno alla richiesta energetica per i quali erano stati progettati.

Dal grafico di figura 5.4 possiamo notare come il rapporto fra le produttività dei diversi sottocampi non abbia un andamento costante nei diversi mesi dell'anno. Ad esempio il sottocampo 2, composto da moduli Unisolar in silicio amorfo, che annualmente ha il valore maggiore di produzione per ogni kWp (Fig. 5.3), non mantiene questo primato in tutti i mesi. In particolare è facile verificare che nel periodo gennaio-aprile ha una produttività simile quando non inferiore a quella dei sottocampi 3, 4, 5 e 9. Nel periodo maggio-settembre invece abbiamo un notevole aumento di produttività per il sottocampo 2, a cui non fa seguito un analogo aumento per gli altri sottocampi considerati.

Infine nel periodo ottobre-novembre la situazione è simile ai primi mesi dell'anno.

Comportamento contrario al sottocampo 2 invece lo riscontriamo nel sottocampo 6, moduli Solterra in silicio monocristallino, il quale ha la più bassa produttività annuale. Mentre nei mesi invernali mantiene una produttività anche superiore ad alcuni sottocampi, nei mesi estivi questo non ha un aumento proporzionale, ed ha il primato negativo della minore produzione di energia per kWp installato fra i nove sottocampi.

Sulla base dello scenario appena descritto è facile fare le seguenti deduzioni:

- La produttività e quindi l'efficienza dei moduli ha un andamento stagionale;
- La temperatura ha una stagionalità maggiore rispetto alla radiazione solare;
- La produttività dei moduli, a parità di radiazione incidente, dovrebbe variare al variare della temperatura superficiale del modulo stesso;
- Non possiamo affermare, dai dati raccolti nell'anno di monitoraggio, che il comportamento dei moduli sia da collegare alla tipologia di silicio di appartenenza. Per fare questo è necessario un tempo di monitoraggio più lungo in modo da poter considerare anche la variazione di produttività e/o efficienze nel tempo.

In base ai valori delle temperature superficiali dei moduli forniti dalle termoresistenze applicate sulla parte posteriore degli stessi (uno per ogni sottocampo) ed ai valori riguardanti la produzione di energia

rilevati dagli inverter cercheremo di valutare la correlazione fra temperatura e produttività energetica dei moduli. Per verificare ciò, grazie ai dati in nostro possesso, abbiamo preso momenti diversi dell'anno 2003 in cui i valori di radiazione solare incidente sono gli stessi ed abbiamo analizzato il comportamento dei diversi tipi di moduli al variare della loro temperatura di lavoro. Uno stesso valore di insolazione può essere riscontrato sia in periodi invernali che estivi, quindi siamo sicuri di avere un range di valori di temperatura ampio, quindi significativo per le nostre analisi.

Il metodo più immediato e più esplicativo è quello grafico: abbiamo preso come esempi di riferimento tre moduli, per completezza uno per ogni tipologia di silicio utilizzato e con la produttività energetica annuale maggiore:

- Amorfo, Unisolar US-64, moduli con tecnologia Triple Junction;
- Policristallino, Kyocera KC 80, moduli assemblati con celle prodotte con metodo Casting tradizionale di tecnologia giapponese;
- Monocristallino, BP Solar BP585, moduli assemblati con celle prodotte da CZ-Si appositamente cresciuto e con l'aggiunta di un processo per il miglioramento della resa energetica.

I grafici si riferiscono ad un'insolazione di 875 W/m^2 : in ascissa abbiamo l'indicazione del numero di dati scaricati corrispondenti a quel valore di insolazione, in ordinata primaria abbiamo la temperatura superficiale dei pannelli in $^{\circ}\text{C}$ ed in ordinata secondaria abbiamo la produttività energetica in Wh/Wp .

Il valore di 875 W/m^2 , utilizzato come valore di riferimento per l'intensità di radiazione solare nella nostra analisi, corrisponde al valore massimo di insolazione, riscontrato in un numero di casi

significativo. Non a caso è stato scelto come riferimento un valore elevato di intensità di radiazione solare, infatti è stato verificato come le differenze, nel comportamento dei diversi moduli, siano più evidenti e marcate nel periodo estivo che non in quello invernale, quindi a temperature elevate.

E' evidente come in tutti e tre i casi ad un innalzamento di temperatura corrisponde un abbassamento di produttività, e viceversa, il che vuol dire che a parità di radiazione solare incidente abbiamo un abbassamento di efficienza nella conversione di energia solare in energia elettrica per tutti e tre i tipi di silicio. E' interessante notare come le due curve graficate si incrocino, sia in fase di ascesa che di discesa, sempre agli stessi valori di temperatura e di produttività. Questo supporta con maggior forza l'idea dell'esistenza di una netta correlazione tra le due grandezze considerate.

Tutti e tre le tipologie di moduli hanno quindi risposte simili alle variazioni di temperatura, quello però su cui vogliamo puntare l'attenzione è l'intensità di queste risposte che sono assolutamente differenti.

Innanzitutto è da notare come pur con la stessa insolazione i moduli presentano temperature differenti. Sicuramente questo dipende dal fatto che sono costituiti da materiale, seppur uguale, ma con caratteristiche fisiche differenti. Inoltre abbiamo spessori delle celle diversi, strati riflettenti e colori differenti, protezioni superficiali non presenti su tutti i moduli. Tutto questo fa sì che assorbano e trattengano calore in maniera diversa l'uno dall'altro.

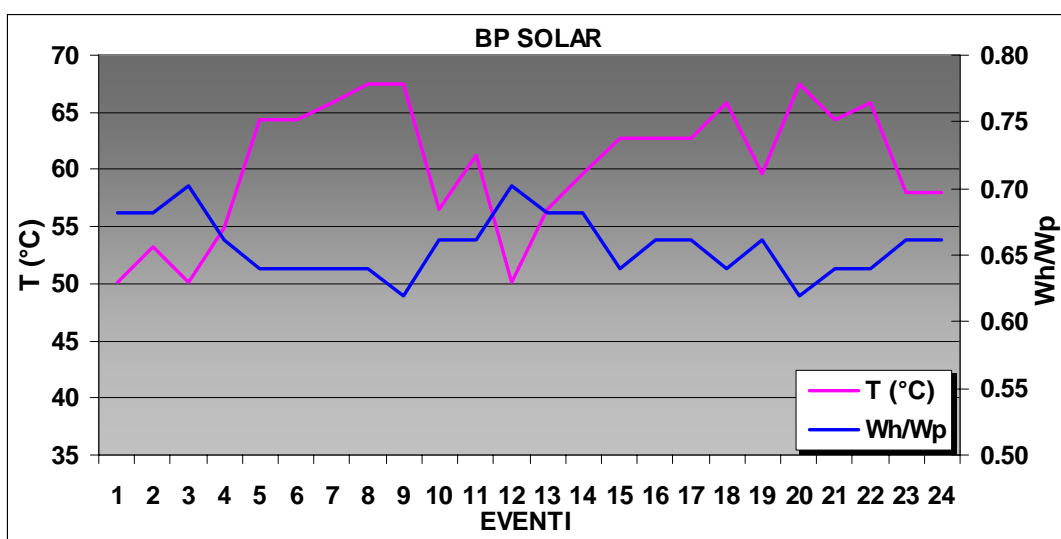
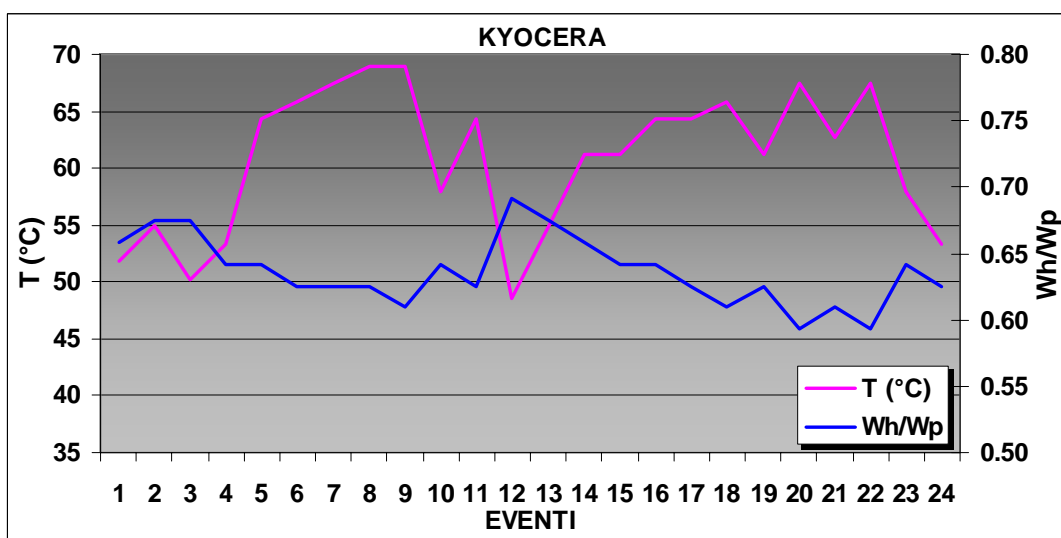
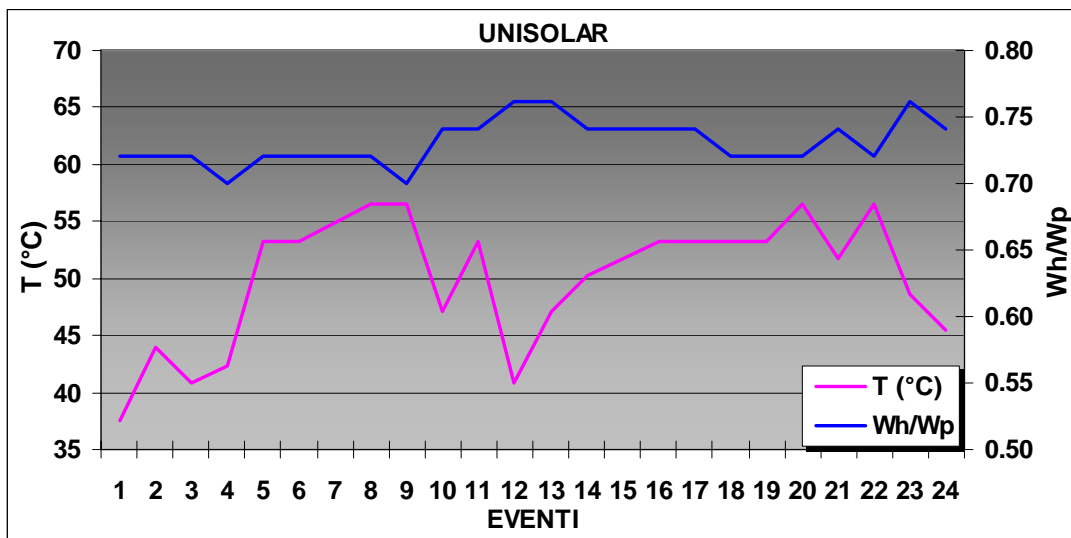


Fig. 5.5 - a)Unisolar amorfo b)Kyocera policristallino c)BP Solar monocristallino

È significativo inoltre come all'aumentare dell'organizzazione strutturale del silicio utilizzato dai diversi sottocampi sembri aumentare l'intensità di risposta alle variazioni di temperatura.

Al fine di verificare quanto detto prendiamo il grafico corrispondente al modulo in silicio amorfo. Nel caso evidenziato si nota come ad una variazione di circa 12°C corrisponde una variazione di produttività energetica di 0.02 Wh/Wp ovvero il 2.7%.

Per contro invece, possiamo vedere dai grafici di figura 5.5 come, nello stesso caso, il modulo in silicio monocristallino a dispetto di una variazione di 11°C, un solo grado inferiore all'amorfo, sia soggetto ad una variazione di 0.04 Wh/Wp ovvero il 6%.

In conclusione, possiamo dire che, dall'analisi appena proposta, è emerso che almeno per valori di temperature elevati⁴, fra i 40 e i 70 °C, i moduli in silicio mono e policristallino, hanno una produttività

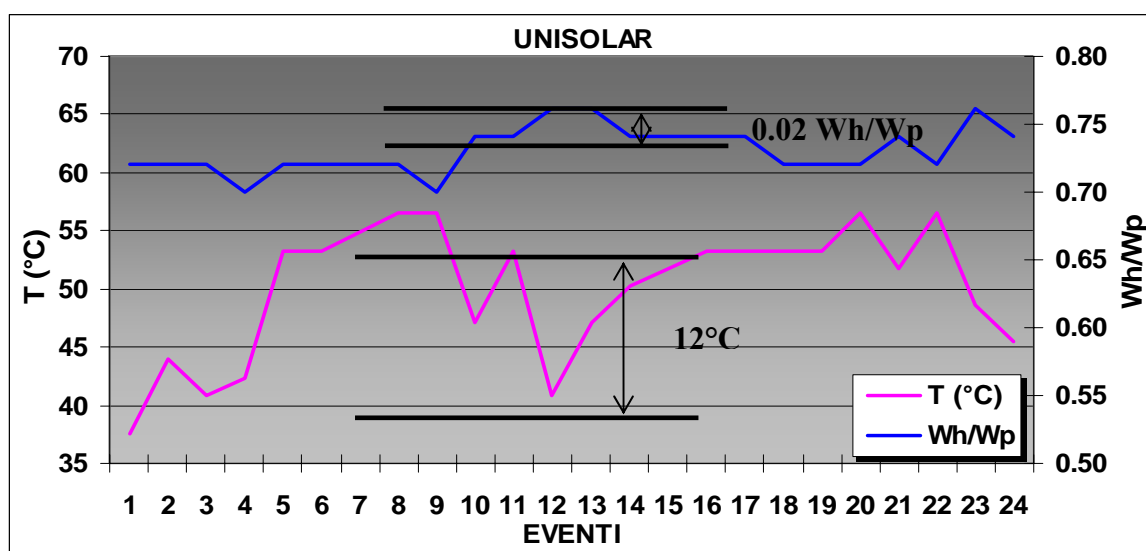


Fig. 5.6 - A temperature elevate abbiamo corrispondenza fra temperatura e produttività.

⁴ Si tenga presente che i valori estremi riguardo alle temperature superficiali dei pannelli misurate nell'anno in questione sono -12/+69 °C

altamente dipendente da queste, al contrario invece i moduli in silicio amorfo hanno una dipendenza molto minore.

Questo fatto spiega il motivo degli aumenti di produttività nel periodo estivo di quest'ultimo tipo, rispetto alle altre due tipologie, o se vogliamo possiamo parlare di diminuzione dei cristallini rispetto all'amorfo.

Come abbiamo accennato precedentemente, dopo avere analizzato le caratteristiche produttive dei moduli in riferimento agli aspetti climatici, vogliamo mostrare quali sono le differenze, fra le diverse tipologie di silicio utilizzato, riguardo alla necessità di superficie libera su cui installare i moduli. Come abbiamo accennato nei capitoli precedenti, a parità di superficie efficace⁵ considerata, la potenza nominale varia a seconda del materiale: in particolare i moduli in silicio monocristallino hanno il rapporto fra kWp installati e superficie occupata più alto, seguito dai moduli in silicio policristallino e per ultimi quindi quelli in silicio amorfo.

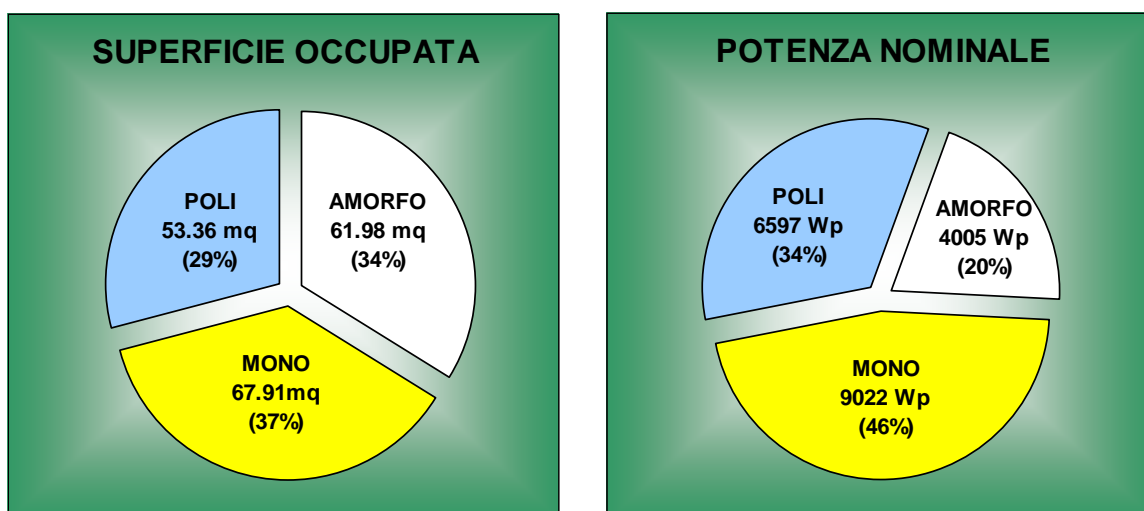


Fig. 5.7 - a) Superficie occupata e b) potenza nominale installata

⁵ Si intende per superficie efficace dei moduli, la sola superficie effettivamente occupata dalle celle.

Ciò è dimostrato anche dal fatto che, a dispetto di una potenza nominale inferiore del 26% rispetto ai moduli in silicio monocristallino, e del 14% rispetto ai moduli in silicio policristallino, quelli in silicio amorfo occupano addirittura una superficie superiore di 8 m² rispetto ai sottocampi policristallini (Fig. 5.7).

Nel caso dell’impianto alla ex Sogesta reperire lo spazio su cui installare l’impianto non è stato un problema, infatti la superficie disponibile sulla copertura della struttura edilizia destinata agli alloggi degli studenti è di 465.5 m² contro una superficie dei pannelli installati di 183,3 m² (di cui 144,9 m² superficie efficace), ma in alcuni casi potrebbe comunque rivelarsi un fattore limitante per la tecnologia del silicio amorfo.

Immaginiamo ad esempio di voler installare un impianto fotovoltaico di circa 2 kWp in una abitazione, in questo caso la superficie totale dei pannelli⁶ da installare in silicio amorfo varierebbe dai 32 ai 36 m², contro una media di 18 m² per il policristallino e 16 m² per il monocristallino⁷.

Un rapporto elevato fra potenza nominale e superficie occupata vuol dire in sostanza avere un valore elevato di energia prodotta per unità di superficie. Verifichiamo quindi se ciò che abbiamo appena detto corrisponde al vero attraverso il confronto fra produzione assoluta in rapporto alla superficie occupata dai diversi sottocampi.

⁶ Si pensi al disagio nel caso particolare in cui non potendo utilizzare il tetto, come supporto per l’impianto si debba ricorrere a pensiline collegate o meno all’abitazione.

⁷ I dati si riferiscono ai pannelli utilizzati per il nostro impianto.

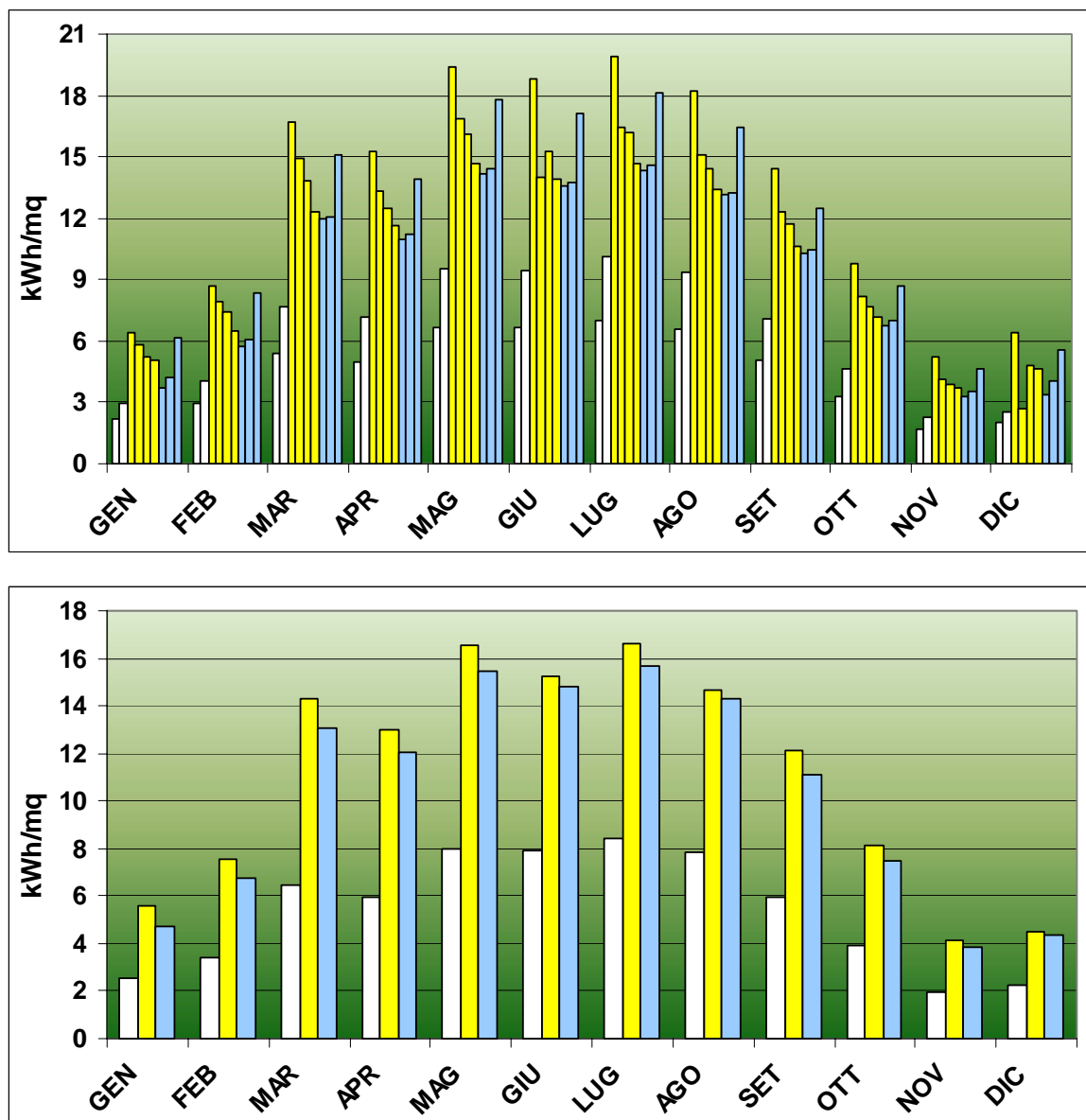


Fig. 5.8 - Rapporto kWh/m² di superficie installata a) per singolo sottocampo e b) per tipologia di silicio utilizzato.

Ci aspettiamo valori più elevati per i sottocampi con moduli in silicio monocristallino seguito da quelli in policristallino ed in coda quelli in silicio amorfo. Infatti come vediamo anche dai due grafici sopra, il primo riferito ad ogni sottocampo (Fig. 5.8a) ed il secondo riferito alla tipologia di silicio utilizzata (Fig. 5.8b), il primato della

produttività, per unità di superficie, spetta ai moduli in silicio monocristallino seguiti dal policristallino e quindi dall'amorfo.

MODULI	kWh/m²
UNISOLAR US-64	159.18
BP Solar BP585	144.58
KYOCERA KC 80	131.83
SOLTERRA SOL140	128.93
ISOFOTON I-100	118.30
EUROSOLARE PL 800	114.66
PHOTOWATT PW 750	111.40
SOLAREX Mill. MST43LV	76.64
HELIOS Tech. H-900	54.50

Tab 5.4 - Classifica dei moduli sulla base della produzione energetica annuale, per ogni m² di superficie installato.

Dopo avere descritto l'efficienza, attraverso la valutazione della produttività, e la richiesta di superficie necessaria per ogni kWp, di ogni sottocampo, per completare l'analisi e quindi poter dare una valutazione della bontà dei singoli moduli non ci resta che affrontare l'aspetto economico.

Lo scopo è quello di individuare fra i nove tipi di moduli di cui ci siamo serviti, quello migliore dal punto di vista del rapporto fra la produzione di energia e la spesa sostenuta, lasciando in secondo piano, per ciò che abbiamo detto sopra, il fattore spazio.

Ai fini di un'analisi puramente comparativa come la nostra, non è rilevante la spesa sostenuta riguardante gli inverter, il BOS, le apparecchiature di misurazione dati (solarimetro, termocoppie...), e le altre spese, poichè possono essere divise in modo uguale fra i diversi sottocampi senza commettere errore, trascurando il fatto che quei moduli che richiedono maggiore superficie di conseguenza richiedono anche una spesa maggiore per quanto riguarda le strutture di sostegno.

I valori che riportiamo di seguito sono da considerarsi come il solo costo sostenuto per l'acquisto dei moduli.

MODULI	PREZZO TOTALE	W_p	PREZZO AL W_p
SOLTERRA SOL140	10411.77	2246.8	4.6
HELIOS Tech. H-900	10101.90	2160.0	4.7
SOLAREX Mill. MST43LV	9327.21	1890.0	4.9
EUROSOLARE PL 800	9862.26	1976.7	5.0
KYOCERA KC 80	11568.63	2240.0	5.2
ISOFOTON I-100	11019.12	2100.0	5.2
BP Solar BP585	10325.01	1785.0	5.8
PHOTOWATT PW 750	10563.61	1800.0	5.9
UNISOLAR US-64	12508.59	1792.0	7.0

Tab 5.5 - Classifica dei moduli sulla base del costo per W_p.

Sulla base di quanto emerso finora, proviamo a fare delle ipotesi di impianti fotovoltaici con potenza nominale di 18 kW_p, equivalente a quello alla ex-Sogesta, costituiti da un singolo tipo di moduli fra quelli utilizzati, anche in previsione di eventuali nuovi impianti.

L'aspetto economico è sicuramente un fattore determinante nelle scelte progettuali di tali opere. Non possiamo però dare un'indicazione precisa di quale potrebbe essere il costo complessivo da sostenere, perchè le differenze che caratterizzano un impianto come quello che stiamo trattando, che ha finalità di studio, da un normale impianto di produzione, sono notevoli. Per quest'ultimo potrebbe essere sufficiente un solo inverter invece che 9, inoltre non sono ovviamente necessari strumenti come termoresistenze, convertitori di segnale, solarimetro, e tutto questo naturalmente incide sulla spesa da sostenere.

Nella tabella sottostante sono indicati le principali caratteristiche da tenere in considerazione, nella realizzazione di un impianto fotovoltaico (superficie necessaria per l'installazione, produzione

annuale sulla base delle produttività energetiche, spesa per i soli moduli sulla base del costo per Wp).

MODULI	SUP (m²)	PRODUZIONE ANUALE (kWh)	SPESA SOLI MODULI
SOLAREX Mil. MST43LV	320.35	17460	88200
UNISOLAR US-64	284.68	21819	126000
BP Solar BP585	131.52	20936	104400
ISOFOTON I-100	153.51	20237	93600
SOLTERRA SOL140	160.30	20667	82800
HELIOS Tech. H-900	141.25	16710	84600
PHOTOWATT PW 750	166.66	18566	106200
EUROSOLARE PL 800	171.93	19714	90000
KYOCERA KC 80	143.18	20701	93600

Tab. 5.6 - Ipotesi di impianti con potenza nominale equivalente.

Non vogliamo in questa sede dare un giudizio assoluto sulla bontà di un tipo di modulo piuttosto che di un altro, in quanto il periodo di monitoraggio è di un anno (si ricordi che il periodo di garanzia dato dai produttori è di solito 20 anni). Possiamo affermare che, visti i dati precedenti e viste le proiezioni di tabella 5.6, i moduli che hanno il migliore rapporto produzione costo sono quelli in silicio cristallino.

Inoltre, e su questo possiamo solo far riferimento alla letteratura in merito, i moduli in silicio mono e policristallino hanno in genere un abbassamento percentuale di efficienza nel corso degli anni, minore in confronto ai moduli in silicio amorfo.

5.3 - Valutazioni economiche

Attualmente tutti sono concordi nel valutare il costo del kWh fotovoltaico intorno ai 0,35 euro mentre il costo di installazione di un Wp viene valutato circa 7 euro (valore dimezzato negli ultimi 15 anni).

Tuttavia il costo del kWh tradizionale da rete elettrica costa agli utenti italiani italiani 0,16 euro. Per avere quindi una competitività commerciale il kWh fotovoltaico deve raggiungere tale quota. Resta però il fatto che il fotovoltaico è meno costoso di altre fonti energetiche autonome quali batterie e generatori diesel. È anche meno costoso dell'istallazione di linee di trasmissione sotterranee e della messa in opera di fili aerei per una distanza superiore a 700 metri per ogni kW richiesto dall'utente.[10]

Ricordiamo ancora una volta che l'impianto è stato realizzato grazie al contributo stanziato all'Università degli Studi di Urbino nell'ambito del "Programma Tetti Fotovoltaici", equivalente al 75% del costo totale dell'impianto (il massimo ammesso dal bando). Su un totale di circa 135 mila euro quindi la spesa che l'Università ha dovuto sostenere è stata di poco inferiore ai 42.000 euro (Tab. 5.6).

Costo max / kW _p ammissibile dal Programma	7'282
Costo max complessivo dell'impianto ammissibile dal Programma	131'180
Costo max imputabile dell'impianto IVA compresa	144'300
Costo finale dell'impianto IVA compresa	131'916
Contributo statale	89'943
Costo finale a carico dell'utente	41'973

Tab. 5.7 - Quadro complessivo dei costi dell'impianto.

Il costo maggiore nella costruzione di un impianto è sempre dovuto alle celle e quindi ai moduli fotovoltaici. Quello della ex Sogesta non fa eccezione, infatti la spesa relativa ai soli moduli è stata di 95700 euro (88870 considerando il ribasso d'asta) ovvero il 65 % della spesa totale.

Per calcolare il costo unitario del kWh fornito dal nostro impianto ci serviamo della seguente formula:

$$\text{costo kWh} = (C_i + C_m * A) / (N * A)$$

dove C_i è il costo dell'investimento, C_m è il costo annuale di manutenzione (di solito si considera lo 0.5% del costo dell'investimento), N è il numero in kWh prodotti dall'impianto in un anno, A è il numero di anni di vita utile di un impianto.

Per l'impianto della ex Sogesta abbiamo un costo di investimento di 131916 euro, un costo annuale di manutenzione di 660 euro, un contributo energetico nel periodo in esame di 19625 kWh ed infine consideriamo una vita utile di 30 anni. Fatti quindi i dovuti calcoli possiamo dire che il kWh prodotto da questo impianto costa all'incirca 0,26 euro, prezzo che scende fino a 0,10 euro se consideriamo i contributi statali.

Visti i consumi storici del complesso della "ex Sogesta" non ci sono stati molti dubbi all'atto della progettazione sul fatto di avvicinarsi il più possibile alla soglia dei 20 kWp imposti come limite dal bando infatti l'impianto copre solamente il 2% della richiesta energetica del complesso:

CONSUMI STORICI	
Anno 1998	664500 kWh
Anno 1999	862000 kWh
Anno 2000	880000 kWh
Anno 2001	980000 kWh
Anno 2002	990000 kWh
Anno 2003	1050000 kWh

Tab. 5.8 - Consumi storici del complesso alla ex-Sogesta. Si nota un aumento nel corso degli anni.

È necessario fare presente che senza una politica di incentivazione adeguata non sarebbe pensabile costruire un qualsiasi impianto fotovoltaico, per il semplice fatto che il pay-back time⁸ di un impianto in assenza di contributi sarebbe addirittura superiore alla sua durata media di vita, stimata normalmente in 30 anni.

La Tab. 5.8 mostra che il pay-back time dell'impianto dovrebbe essere intorno ai 12-13 anni dopodichè dovrebbe guadagnare progressivamente in tutti gli anni successivi fino a raggiungere, al trentesimo anno di vita una quota di circa 114 mila euro.

Nei calcoli effettuati si trascura l'attualizzazione del costo dell'investimento per il periodo di durata dell'impianto in ragione di due fatti importanti:

- Il plus-valore che assume un immobile che sia dotato di un impianto per la produzione autonoma di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- Il valore ancora significativo che l'impianto mantiene anche dopo 30 anni di vita, che viene normalmente stimato intorno al 50% del valore da nuovo.

Un altro fatto fondamentale, per ogni tipologia di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ma che troppo spesso non viene considerato perchè non ha un riscontro economico evidente, è quello per cui ogni kWh prodotto si evitano di bruciare circa 0,23 Kg di olio combustibile con l'emissione evitata di 0,7⁹ Kg di CO₂.

Ciò vuol dire che sulla base dei dati sopra indicati l'impianto alla ex sogesta fa sì che annualmente non vengano bruciati circa 4515 Kg di

⁸ Pay-back time è il tempo di ammortamento della spesa fatta, ovvero il tempo di recupero attualizzato (tiene conto del coefficiente di attualizzazione).

⁹ Valori riferiti al kWh derivante da centrale elettrica.

olio combustibile evitando l'immissione in atmosfera di 13740 Kg di CO₂.

Investimento Università degli Studi di Urbino				€ 41'973		
Produzione annuale				kWh 19625		
Costo annuo di manutenzione = 0.5% del costo dell'investimento = € 660						
Costo attuale kWh di rete = € 0,16				Tasso di attualizzazione del kWh = 4%		
Anno	Montante kWh prodotti	Costo al kWh attualizzato	Costo bolletta negli anni	Montante bolletta depurato costi di manutenzione	Tempo di ritorno investimento	Montante risparmio
1	19625	0.160	3140	2480	0	0
2	39251	0.166	3266	5086	0	0
3	58876	0.173	3396	7822	0	0
4	78501	0.180	3532	10694	0	0
5	98126	0.187	3673	13707	0	0
6	117752	0.195	3820	16868	0	0
7	137377	0.202	3973	20181	0	0
8	157002	0.211	4132	23653	0	0
9	176627	0.219	4297	27290	0	0
10	196253	0.228	4469	31100	0	0
11	215878	0.237	4648	35088	0	0
12	235503	0.246	4834	39262	0	0
13	255128	0.256	5027	43629	imp. ammortizzato	1656
14	274754	0.266	5228	48197	imp. ammortizzato	6224
15	294379	0.277	5438	52975	imp. ammortizzato	11002
16	314004	0.288	5655	57970	imp. ammortizzato	15997
17	333629	0.300	5881	63191	imp. ammortizzato	21218
18	353255	0.312	6116	68648	imp. ammortizzato	26675
19	372880	0.324	6361	74349	imp. ammortizzato	32376
20	392505	0.337	6616	80304	imp. ammortizzato	38331
21	412130	0.351	6880	86525	imp. ammortizzato	44552
22	431756	0.365	7155	93020	imp. ammortizzato	51047
23	451381	0.379	7442	99802	imp. ammortizzato	57829
24	471006	0.394	7739	106881	imp. ammortizzato	64908
25	490632	0.410	8049	114270	imp. ammortizzato	72297
26	510257	0.427	8371	121981	imp. ammortizzato	80008
27	529882	0.444	8706	130026	imp. ammortizzato	88053
28	549507	0.461	9054	138420	imp. ammortizzato	96447
29	569133	0.480	9416	147176	imp. ammortizzato	105203
30	588758	0.499	9793	156225	imp. ammortizzato	114252

Tab. 5.9 - Pay-back time e montante del risparmio.

CONCLUSIONI

Questo lavoro di tesi ha avuto come oggetto il monitoraggio delle caratteristiche di funzionamento dell'impianto fotovoltaico installato presso la ex-Sogesta.

Sulla base dei dati acquisiti dagli inverter, si sono analizzati gli aspetti dell'impianto riguardanti la produttività energetica assoluta e normalizzata rispetto ai Wp installati e rispetto alla superficie occupata, nel corso del tempo e quindi secondo cicli meteorologici e stagionali dell'anno passato. Tale analisi ci ha permesso di fare una valutazione sui costi ed i benefici di impianti simili, e ci ha permesso di verificare la rispondenza tra le caratteristiche effettivamente rilevate rispetto a quelle di progetto.

Questo monitoraggio ci ha dato la possibilità di fare un confronto tra i diversi tipi di moduli fotovoltaici installati, realizzando delle "classifiche", ovviamente limitate al periodo di monitoraggio.

Le maggiori difficoltà nella stesura della tesi sono emerse durante la fase di elaborazione dati, effettuata utilizzando quasi esclusivamente normali fogli di lavoro. I motivi per cui questa operazione ha richiesto il maggior dispendio di tempo ed energie sono stati diversi:

- la mole di dati su cui si è lavorato: per dare un'idea, le misure relative ad un solo sottocampo, occupano circa 12000 righe di un foglio Excel;
- i dati sono stati acquisiti come valori medi in un intervallo di tempo predefinito, ma avendo impostato anche l'acquisizione dei dati in corrispondenza di ogni evento registrabile dall'inverter, possiamo avere la presenza di dati rilevati ad intervallo di tempo irregolare, mediati nell'intervallo temporale fra due eventi consecutivi;
- asincronia nelle acquisizioni dei diversi inverter;

- necessità di mediare quindi tutte le misure in intervalli di tempo uguali;
- limitatezza in alcune operazioni dei normali fogli di lavoro.

Per questi motivi non è stato possibile, in questa sede, procedere ad analisi quantitative complete, come ad esempio il calcolo della variazione percentuale di produttività per ogni grado di innalzamento di temperatura, di cui sono stati forniti solo alcuni esempi (vedi par 5.2).

Per questo tipo di valutazione si stà iniziando a lavorare alla realizzazione di un software dedicato che consenta elaborazioni più snelle ed efficienti.

Malgrado questo, tale lavoro di tesi, ci ha permesso di mettere in evidenza le diverse potenzialità e funzionalità delle nove tipologie di moduli fotovoltaici installate.

Nel complesso, per ciò che riguarda l'anno in questione, le valenze economiche ed ambientali rilevate sono state le seguenti:

- 3140 euro risparmiati x i 19625 kWh prodotti ogni anno;
- 4515 Kg/anno di olio combustibile non bruciati;
- evitata l'immissione in atmosfera di 13,7 tonnellate di CO₂.

Bibliografia

- [1] J. Perlin, *Dal sole, l'energia solare dalla ricerca spaziale agli usi sulla terra*, Edizioni Ambiente, ISES Italia, 1999.
- [2] Jan F. Kreider, F. Kreith, *Solar energy handbook*, McGraw-Hill book company, 1981.
- [3] B. Verspieren, *The application of photovoltaics to water pumping and irrigation in Africa*, Third E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference, Kluwer Academic Publishers, Dordrecht (NL).
- [4] A. C. Ribotti, *Conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica*, UTET, Torino 1984.
- [5] D. Halliday, R. Resnick, J. Walker, *Fondamenti di Fisica*, Casa Editrice Ambrosiana.
- [6] J. Mc Murray, R. C. Fay, *Chemistry*, Prentice-Hall, Englewood Cliffs (US), 1995.
- [7] Gillespie, Humpreys, Baird, Robinson, *Chimica*, Società Editrice Scientifica, 1990.
- [8] M. A. Cucumo, V. Marinelli, G. Uliveti, *Ingegneria Solare, principi ed applicazioni*, Pitagora ed., Bologna 1994.
- [9] M. A. Green, *Solar cells: operating principles, technology, and system applications*, Prentice-Hall, Englewood Cliffs (US), 1982.
- [10] Macchiaroli, *Il sistema fotovoltaico – Una alternative all'allacciamento tradizionale per utenze particolari*, HTE n.99 Gennaio-Febbraio 1996.
- [11] www.eere.energy.gov.
- [12] www.iea.org.

Ringraziamenti

Ai miei genitori, ai quali dedico questa tesi, per la loro costante presenza e per avermi sostenuto in ogni scelta della mia vita.

Al mio relatore Prof. Francesco Grianti, per la possibilità offerta e per aver messo a mia disposizione tutta la sua esperienza.

Al Dott. Alessandro Gambarara, per la disponibilità dimostrata e per l'enorme aiuto che mi ha dato.

A mio fratello Daniele, senza il quale la mia vita sarebbe stata sicuramente più monotona, e a mia nipote Giulia, perchè c'è.

Ai miei amici e compagni, per avermi sopportato fino ad ora.