

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

Dipartimento di tecnica e gestione dei sistemi industriali

Corso di Laurea in Ingegneria Gestionale



Tesi di Laurea Triennale

STRUTTURA, FUNZIONAMENTO E ANALISI ECONOMICA DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Relatore: Ch.mo Prof. MIRTO MOZZON,
Ch.mo Prof. RINO A. MICHELIN

Laureando: BOLLA SAMUELE
Matricola: 596483

ANNO ACCADEMICO 2011/2012

INDICE

INTRODUZIONE	1
CAPITOLO 1 – L'ENERGIA SOLARE	
1.1. Il sole	5
1.2. Radiazione solare	6
1.2.1. Irraggiamento	7
CAPITOLO 2 – IL GENERATORE FOTOVOLTAICO	
2.1. Cella fotovoltaica	9
2.1.1. Modello atomico	9
2.1.2. Materiali semiconduttori	10
2.1.3. Prestazioni di una cella fotovoltaica	12
2.1.4. Tipologie di celle fotovoltaiche	13
2.1.4.1. Celle in silicio monocristallino e policristallino	14
2.1.4.2. Celle fotovoltaiche a film sottile (di 2° generazione)	15
2.1.4.3. Celle fotovoltaiche di 3° generazione	17
2.2. Moduli e pannelli fotovoltaici	21
2.2.1. Moduli fotovoltaici	21
2.2.1.1. Prestazioni e struttura dei moduli	21
2.2.1.2. Composizione dei moduli in silicio cristallino	23
2.2.1.3. Composizione dei moduli a film sottile	25
2.2.2. Pannelli fotovoltaici	25
2.3. Impianti fotovoltaici	28
2.3.1. Producibilità di un impianto	29
2.3.1.1. Perdite di efficienza	30
2.3.1.2. Ombreggiamenti clinometrici	32
2.3.1.3. Manutenzione	34
2.3.2. Tipologie di impianti	35
2.3.2.1. Impianti isolati dalla rete (Stand-alone o Off-Grid)	35
2.3.2.2. Impianti collegati alla rete elettrica (Grid-connected)	36
2.3.3. Altri componenti	36
2.3.3.1. Batteria	36
2.3.3.2. Regolatori di carica	37
2.3.3.3. Convertitori	39

CAPITOLO 3 – INTEGRAZIONE ARCHITETTONICA

3.1. Strutture di sostegno	41
3.1.1. Effetti del carico neve	41
3.1.2. Effetti dell'azione del vento	41
3.1.3. Materiali per strutture di sostegno	42
3.1.3.1. Acciaio zincato	42
3.1.3.2. Acciaio inox	42
3.1.3.3. Legno	42
3.1.3.4. Alluminio	43
3.1.4. Tipologie tradizionali per la posa a terra	43
3.1.4.1. Strutture a cavalletto	43
3.1.4.2. Strutture a palo	44
3.1.5. Strutture di sostegno ad inseguimento	45
3.1.5.1. Inseguitori a uno e a due gradi di libertà	45
3.2. Fotovoltaico per l'architettura	48
3.2.1. Tetti fotovoltaici	48
3.2.2. Architettura industriale: costruire sui capannoni	49
3.2.3. Sistemi fotovoltaici integrati	50
3.2.3.1. Facciate	50
3.2.3.2. Tetti integrati	50
3.2.3.3. Piastrelle fotovoltaiche e facciate ventilate	51
3.2.4. Nuove frontiere fotovoltaiche	52
3.2.4.1. Arredo urbano polifunzionale	52
3.2.4.2. Barriere fonoassorbenti fotovoltaiche	53

CAPITOLO 4 – ANALISI ECONOMICA FINANZIARIA

4.1. Valorizzazione dell'energia fotovoltaica	55
4.1.1. Tariffa incentivante del conto energia	55
4.1.2. Scambio sul posto e ritiro dedicato	58
4.2. Analisi economico-finanziaria di un impianto di grande taglia	59
4.2.1. Analisi di sensibilità sul TIR	62
4.3. Impianto di proprietà	63
4.3.1. Descrizione dell'impianto	66
4.3.1.1. Struttura di sostegno e gruppo di conversione	68

CONCLUSIONI	70
--------------------	-----------

BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA	73
----------------------------------	-----------

INTRODUZIONE

Il grande aumento della popolazione mondiale negli ultimi anni, soprattutto nell'ultimo secolo e il grande aumento dei servizi a disposizione dell'uomo, grazie alla progressiva evoluzione della specie, ha portato ad un conseguente aumento dell'energia primaria richiesta. L'attuale contesto energetico mondiale ha evidenziato l'importanza dell'utilizzo di fonti energetiche alternative e rinnovabili, ovvero fonti di energia che per loro caratteristica si rigenerano e il cui utilizzo non pregiudica le risorse naturali per le generazioni future. Sono dunque forme di energia alternative alle tradizionali fonti fossili e molte di esse hanno la peculiarità di essere anche energie pulite ovvero di non immettere in atmosfera sostanze nocive e/o climalteranti quali ad esempio la CO₂.

I combustibili fossili sono attualmente la principale fonte di energia dell'umanità, e questo perché possono essere trasportati con facilità e hanno dei costi relativamente bassi. Di contro però sono altamente inquinanti poiché immettono nell'atmosfera sostanze quali l'anidride solforosa responsabile delle piogge acide e l'anidride carbonica che è considerata la causa principale del riscaldamento globale.

Il mercato fotovoltaico mondiale è in forte crescita e anche in Italia la diffusione degli impianti fotovoltaici ha assunto proporzioni inimmaginabili da qualche anno. Le dimensioni di questo fenomeno in evoluzione testimoniano la risposta del mondo produttivo al crescente interesse per i problemi ambientali da parte dell'opinione pubblica. Si può notare che negli altri paesi l'atteggiamento nei confronti del fotovoltaico è altrettanto favorevole: basti pensare ai massicci programmi di incentivazione messi in atto in Germania e in Giappone ed annunciati negli Stati Uniti, solo per citare i principali. Questo atteggiamento prende origine dalla Conferenza Mondiale tenutasi a Kyoto nel 1997 e dall'impegno, sottoscritto dai principali governi, volto a ridurre le emissioni di gas serra negli anni a venire. Nonostante le note controversie internazionali, in tale occasione l'Unione Europea ha formalizzato l'impegno alla riduzione dell'8% al 2012 rispetto ai valori del 1990.

Tra le diverse tipologie di fonti di energia rinnovabile, la tecnologia fotovoltaica è sicuramente promettente per le caratteristiche del sistema stesso, sfrutta l'energia irradiata dal Sole, ha limitate esigenze di manutenzione ed una installazione sostanzialmente semplice: gli impianti fotovoltaici consentono di trasformare, direttamente ed istantaneamente, l'energia solare in energia elettrica senza l'uso di alcun combustibile. Producono elettricità là dove serve, non richiedono praticamente

manutenzione, non danneggiano l'ambiente e offrono il vantaggio di essere costruiti "su misura", secondo le reali necessità dell'utente. Il costo per la realizzazione di un impianto è ancora piuttosto elevato, ma installare un impianto fotovoltaico diventa economicamente conveniente quando intervengono forme d'incentivazione finanziaria da parte dello Stato, come è avvenuto negli anni passati con il programma "Tetti fotovoltaici" e come sta avvenendo adesso con il "Conto energia" (un metodo di finanziamento per il settore fotovoltaico che prevede la remunerazione con incentivi stanziati dal GSE, Gestore dei Servizi Elettrici, dell'energia elettrica generata da impianti connessi alla rete elettrica nazionale).

La tecnologia fotovoltaica presenta un elevato grado di versatilità, con numerosi campi di applicazione, passando da minisistemi da milliwatt (ad es. le calcolatrici solari) a sistemi di Megawatt, nel caso delle centrali fotovoltaiche, e ancora, dall'alimentazione di satelliti nello spazio a utenze isolate nel deserto.

L'applicazione che però sembra più promettente è quella dell'integrazione del fotovoltaico negli edifici. Infatti i moduli fotovoltaici integrati in un edificio non richiedono spazio aggiuntivo, riducendo quindi costi ed utilizzo del suolo e, qualora vengano integrati in un edificio, ad esempio una facciata fotovoltaica, gli elementi convenzionali dell'edificio stesso possono essere omessi. Un inserimento degli elementi ben progettato architettonicamente può migliorare l'aspetto dell'edificio, e rappresentare una caratteristica pregevole dal punto di vista estetico.

Generalmente un edificio con elementi fotovoltaici integrati è immediatamente percepibile, stimolando spesso discussioni ed imitazioni. L'uso di sistemi fotovoltaici in un edificio è un segnale visibile dell'interesse, da parte dei proprietari, verso i temi del risparmio energetico e della difesa dell'ambiente.

Attualmente l'impianto fotovoltaico più grande al mondo appartiene ad Elecnor, una delle società traino dell'energia solare in Spagna (con un impianto da 108 MW), seguito dall'impianto a Sarnia in Canada che conta più di 420000 moduli fotovoltaici per un totale di 97 MW. Al terzo posto di questa classifica troviamo l'impianto italiano a Montalto di Castro (VT), con una potenza che sfiora gli 84 MW (276000 moduli installati).

Ci sono proposte per la costruzione di una centrale solare nel Victoria in Australia, che diverrebbe la più grande al mondo con una capacità produttiva di 154 MW.

In un impianto fotovoltaico come detto si utilizza l'energia fornita dal Sole, e quindi per trattare l'argomento sull'impianto fotovoltaico è bene descrivere la fonte essenziale da cui deriva il funzionamento di suddetto impianto che è il sole.

CAPITOLO 1

L'ENERGIA SOLARE

1.1. Il sole

Il sole è la stella attorno a cui orbitano i pianeti nel nostro Sistema Planetario; poiché dista 150 milioni di chilometri, viene visto dalla terra come un disco di mezzo grado di diametro, pari a quello della luna piena, mentre le altre stelle appaiono sempre puntiformi.

La superficie è la parte luminosa del sole: è uno strato di poche centinaia di chilometri di spessore chiamato FOTOSFERA. Al centro della fotosfera avvengono le reazioni di fusione nucleare dell'idrogeno in Elio che generano l'energia della stella. La sua temperatura è di circa 15 milioni di °C. Al di sopra della Fotosfera troviamo la CROMOSFERA uno strato di spessore di 2000 chilometri con temperature che raggiungono gli 8000-10000°C. Essa è costituita da uno strato di gas rarefatti che appare di colore rossastro, ma in realtà lo strato è trasparente. La colorazione rossastra è dovuta agli atomi di idrogeno che alle più basse pressioni della cromosfera emettono radiazioni di tale colore.

Oltre a questo strato ha inizio la CORONA che è la parte esterna dell'atmosfera solare. Essa non ha limiti definiti e si estende nello spazio per decine di milioni di chilometri. Questo strato è caratterizzato da bassa densità e temperatura dell'ordine di milioni di gradi. La corona è ben visibile durante le eclissi di sole.

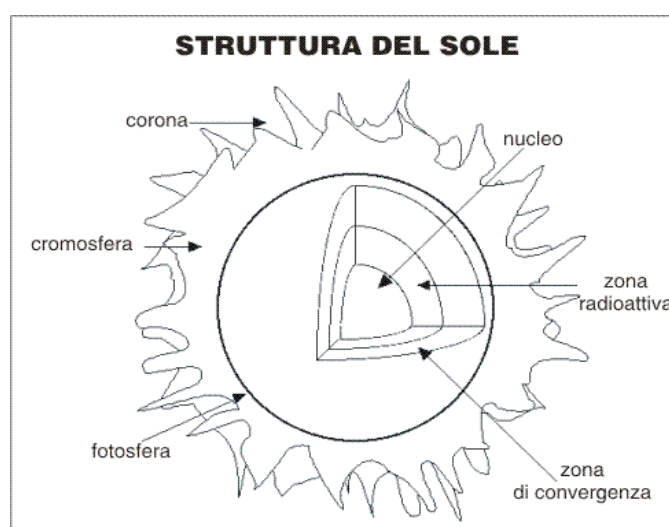


Figura 1.1- Struttura del sole

1.2. Radiazione solare

All'interno del sole, come già detto, avvengono un gran numero di reazioni nucleari di fusione, tra cui la più importante è quella che trasforma l'idrogeno in elio. L'energia così prodotta viene poi trasmessa dagli strati più interni a quelli più esterni per conduzione, convezione e irraggiamento. La fotosfera costituisce lo strato esterno della zona convettiva ed è la sorgente della maggior parte della radiazione solare; all'esterno dell'atmosfera terrestre, alla radiazione solare è associata una potenza complessiva pari a 1367 W/m^2 , chiamata COSTANTE SOLARE.

La terra ruota attorno al sole con un movimento detto di rivoluzione, e nel contempo, ruota su se stessa (rotazione). Compiendo il moto di rivoluzione, la terra descrive attorno al sole un'orbita ellittica e quindi la distanza tra due corpi celesti varia periodicamente nel corso dell'anno tra due valori estremi, corrispondenti ai punti di afelio e perielio. Per questo motivo la costante solare rappresenta il valore medio della potenza specifica, la quale in realtà oscilla dentro un intervallo del 3%, con valore massimo nel periodo invernale e minimo nella stagione estiva. Come sappiamo, il moto di rivoluzione della terra attorno al sole è di 365 giorni e 6 ore, mentre quello di rotazione della terra su se stessa è molto più veloce e si compie in 24 ore. L'asse di rotazione terrestre, inoltre, non è perpendicolare al piano di rivoluzione, ma risulta essere inclinato di $23,45^\circ$; per questo motivo i due emisferi terrestri sono irraggiati diversamente dal sole nel corso dell'anno, originando così un fenomeno ciclico che dà luogo all'alternarsi delle stagioni.

Al livello del suolo, si registra un'energia specifica minore della costante solare, a causa dei fenomeni di assorbimento e diffusione che hanno luogo nell'atmosfera, che modificano non solo il contenuto energetico della radiazione nel suo complesso ma anche la composizione spettrale. Per tenere conto dei fenomeni di assorbimento è stata definita a livello internazionale la massa d'aria unitaria AM1 (Air Mass 1) intesa come lo spessore di atmosfera standard attraverso dei raggi solari in direzione perpendicolare alla superficie terrestre e misurato al livello del mare..

Alle latitudini europee è comunque spesso necessario far riferimento a spettri di radiazione ancora più attenuati rispetto all'AM1: AM 1,5 (figura 1.2), AM2 o anche maggiori a seconda dei casi, per tenere conto del percorso di attraversamento della radiazione nell'atmosfera dovuto alla più o meno pronunciata deviazione dei raggi solari rispetto allo zenit.

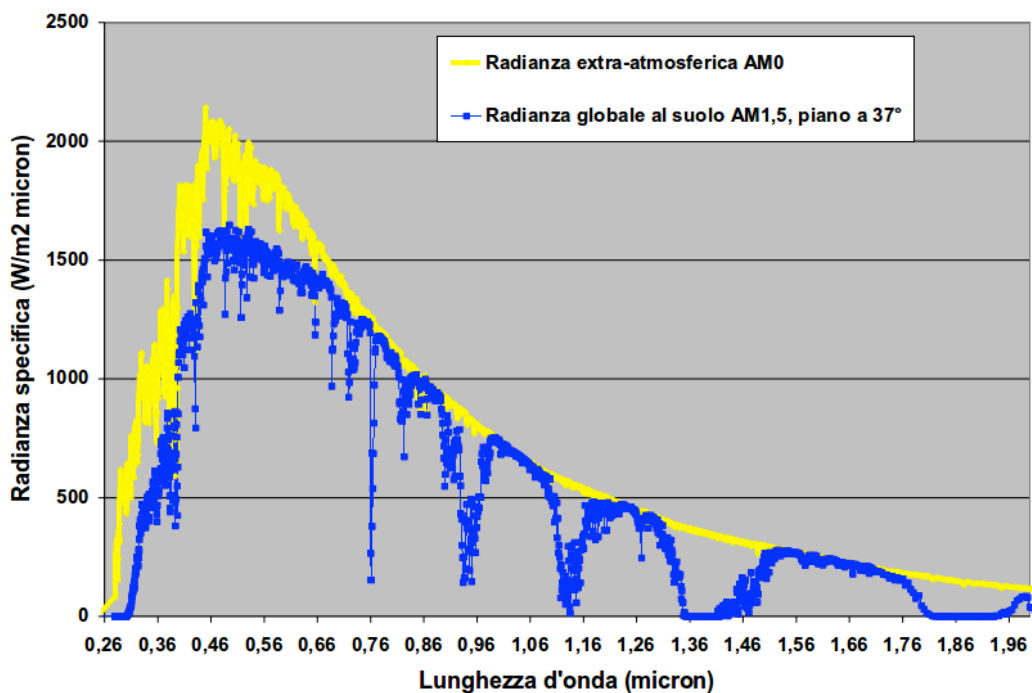


Figura 1.2 - Composizione spettrale della luce solare al di fuori dell'atmosfera terrestre (AM 0) e con attenuazione AM 1,5.

Il sole irraggia energia sotto forma di radiazione elettromagnetica di lunghezza d'onda compresa tra 0,2 e 3 μm . Questa radiazione è composta da una componente visibile ed una non visibile. La parte visibile ha una lunghezza d'onda compresa tra 0,4 e 0,8 μm . L'energia generata dal sole si manifesta sotto forma di flusso continuo di fotoni che partono dalla superficie del sole stesso e in circa 8 minuti e mezzo raggiungono la terra; ogni fotone che raggiunge la terra ha tutta l'energia che possedeva in partenza dal sole.

1.2.1. Irraggiamento

Nel passaggio attraverso l'atmosfera quindi, l'intensità della radiazione si riduce a causa degli effetti di riflessione, diffusione ed assorbimento dei gas e del vapor d'acqua; la potenza termica su una superficie ortogonale ai raggi del sole che raggiunge il suolo alle nostre latitudini in una giornata serena è di circa 1000 W/m^2 ed è somma di:

- 1) radiazione diretta;
- 2) radiazione diffusa;
- 3) radiazione riflessa.

La radiazione diretta è quella che proviene lungo la linea che congiunge il sole alla terra ed è la quota maggiore dell'energia irradiata annualmente al suolo.

La radiazione diffusa è quella parte della radiazione assorbita e riemessa in tutte le direzioni a diverse lunghezze d'onda dai gas presenti nell'atmosfera, oltre che dal vapor d'acqua e dal pulviscolo atmosferico; essa costituisce circa il 25-30% dell'energia annua irradiata sul piano orizzontale.

La radiazione riflessa dagli oggetti circostanti, o radiazione da albedo, dipende essenzialmente dalla disposizione dei moduli e delle caratteristiche del paesaggio "visto" dalla superficie captante; in casi particolari (moduli con elevato angolo di tilt, paesaggi innevati) essa può raggiungere fino al 6-7% della radiazione totale annua ma è, in generale, trascurabile dato che nella maggior parte dei casi non supera lo 0,5-1%.

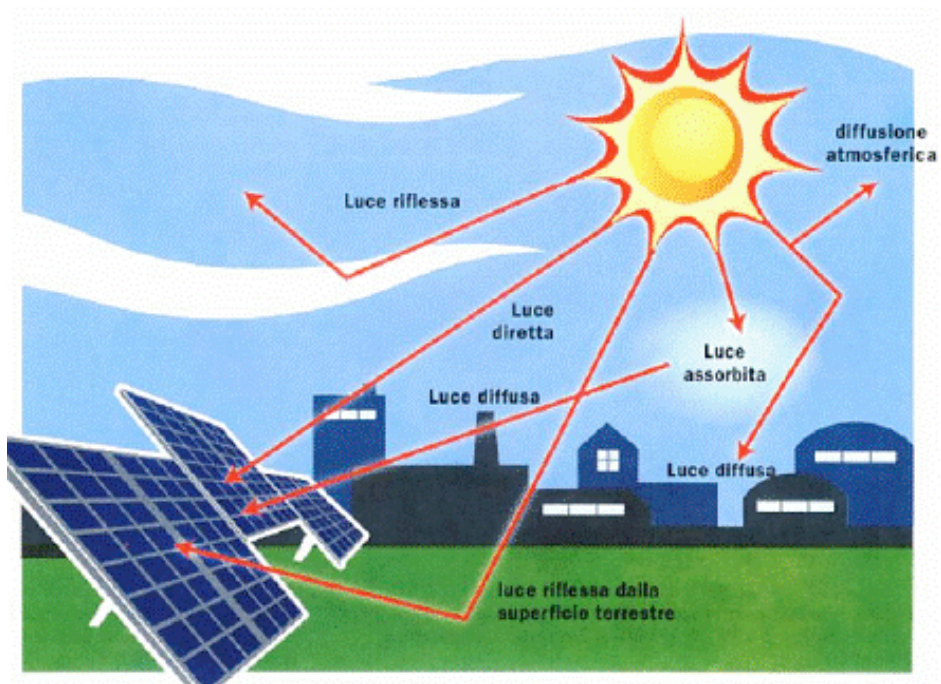


Figura 1.3 – Componenti dell'irraggiamento al suolo.

CAPITOLO 2

IL GENERATORE FOTOVOLTAICO

2.1.Cella Fotovoltaica

2.1.1.Modello atomico

Bohr nel 1913 propose un nuovo modello dell'atomo nel quale affermava che gli elettroni avevano a disposizione delle orbite fisse dette orbite quantizzate (cioè delle orbite che possedevano un'energia già prestabilita identificata da un numero quantico principale N) nelle quali gli elettroni non emettevano né assorbivano energia: un elettrone emetteva o assorbiva energia sotto forma di onde elettro-magnetiche solo se effettuava una transizione da un'orbita ad un'altra e quindi passava ad uno stato a energia maggiore o minore.

Con il principio di indeterminazione di Heisenberg del 1927 si ritenne che fosse impossibile descrivere con esattezza il moto degli elettroni attorno al nucleo. Si andò quindi a ricercare al posto di un modello deterministico, uno probabilistico che descrivesse ciascun atomo con buona approssimazione: grazie ai risultati della meccanica ondulatoria ciò fu reso possibile. Nel 1932 si scoprì il neutrone per cui si pervenne ben presto ad un modello atomico quasi completo dove al centro c'è il nucleo composto di protoni carichi positivamente e di neutroni con carica neutra mentre attorno ruotano gli elettroni carichi negativamente. Si abbandonò anche il concetto di orbita a favore del concetto di orbitale. Secondo la meccanica quantistica, infatti, non ha più senso parlare di traiettoria di una particella. Ciò implicava che non si poteva nemmeno definire con certezza la posizione di elettrone in un dato istante temporale. Di conseguenza un orbitale non è più una traiettoria su cui un elettrone può muoversi, bensì una porzione di spazio attorno al nucleo definita da una superficie di equiprobabilità, ossia entro la quale c'è il 95% di probabilità di trovare un elettrone. Secondo questo modello dunque l'interazione tra nucleo ed elettrone è vista come un equilibrio di forze elettrostatiche di attrazione tra nucleo ed elettrone e centrifughe dovute alla velocità di rotazione dell'elettrone. Plank afferma che l'equilibrio si può verificare solo su alcune orbite, ad ognuna delle quali corrisponde un livello di energia. Questa situazione in cui vi sono orbite con livelli fissi di energia è valida se l'atomo è isolato.

Nel caso in cui si consideri un cristallo invece dove vi sono molti atomi vicini, le orbite

di ciascun atomo creano delle bande su cui possono stare gli elettroni. Si definiscono due tipi di bande: la banda di valenza e quella di conduzione. Nella BANDA DI VALENZA che è la più esterna dell'atomo, stanno gli elettroni. Questa banda contiene gli elettroni che facendo parte sia di atomo che del suo vicino, costituiscono il legame fra i due atomi. All'esterno di questa banda c'è la BANDA DI CONDUZIONE su cui vanno gli elettroni che si muovono all'interno del materiale e che, muovendosi, costituiscono la conduzione elettrica. Se il materiale è conduttore la banda di valenza e quella di conduzione sono sovrapposte e quindi gli elettroni possono, senza incrementi di energia, passare alla banda di conduzione creando così un flusso continuo di elettroni. Se il materiale è invece isolante vi è un gap energetico tra le due bande che impedisce il flusso di elettroni.

2.1.2. Materiali semiconduttori

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

Normalmente 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. 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.

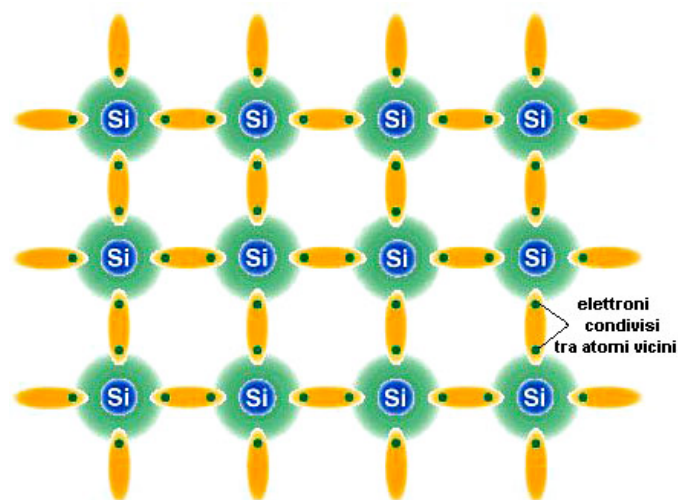


Figura 2.1 – Reticolo cristallino del silicio

Esiste quindi un forte legame elettrostatico fra un elettrone e i due atomi che esso contribuisce a tenere uniti. Tale legame può essere però spezzato da una certa quantità di energia: se l'energia fornita è sufficiente, 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", cioè una lacuna, dove manca un elettrone. Un elettrone vicino può andare facilmente a riempire la buca, scambiandosi così di posto con essa. Per sfruttare l'elettricità è necessario creare un moto coerente di elettroni (e di buche), 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. In pratica questa condizione si ottiene immettendo piccole quantità di atomi di boro (carichi positivamente) e di fosforo (carichi negativamente) nel reticolo di silicio, ovvero drogando il semiconduttore. L'attrazione elettrostatica fra le due specie atomiche crea un campo elettrico fisso che dà alla cella la struttura detta "a diodo", in cui il passaggio della corrente, costituita da portatori di carica liberi, per esempio elettroni, è ostacolato in una direzione e facilitato in quella opposta.

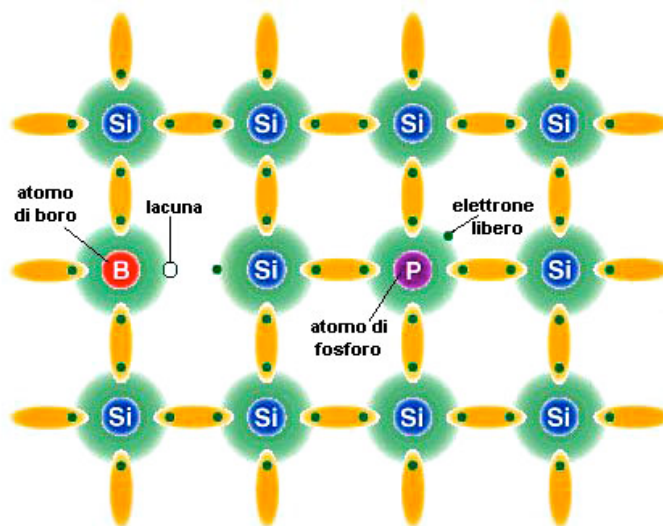


Figura 2.2 – Schema del reticolo cristallino del silicio di tipo P e N

La spiegazione di tale fenomeno si può esemplificare come segue. Nello strato drogato con fosforo, che ha cinque elettroni esterni o di valenza contro i quattro del silicio, è presente una carica negativa debolmente legata, composta da un elettrone (detto "di

valenza") per ogni atomo di fosforo. Analogamente, nello strato drogato con boro, 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. Il primo strato, a carica negativa, si indica con N; l'altro, a carica positiva, con P, e la zona di separazione è detta GIUNZIONE P-N. Affacciando i due strati si attiva un flusso elettronico dalla zona N alla zona P che, raggiunto il punto di equilibrio elettrostatico, determina un eccesso di carica positiva nella zona N, dovuto agli atomi di fosforo con un elettrone in meno, e un eccesso di carica negativa nella zona P, dovuto agli elettroni migrati dalla zona N.

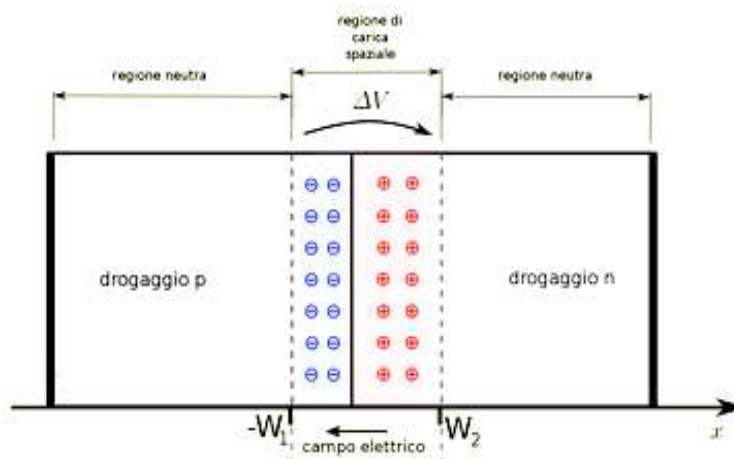


Figura 2.3 – Giunzione P-N.

Il risultato è un campo elettrico interno al dispositivo che separa gli elettroni in eccesso generati dall'assorbimento della luce dalle rispettive buche, spingendoli in direzioni opposte (gli elettroni verso la zona N e le buche verso la zona P) in modo che un circuito esterno possa raccogliere la corrente così generata.

E' importante che il campo "incorporato" sia ubicato il più vicino possibile alla regione del dispositivo che assorbe la luce. I fotoni della luce che dispongono di sufficiente energia, possono strappare un elettrone da uno stato legato ed elevarlo ad uno stato libero nella banda di conduzione del materiale. Si ha così la produzione di due portatori di carica liberi: l'elettrone libero nella banda di conduzione, e la buca libera nella banda di valenza.

2.1.3. Prestazioni di una cella fotovoltaica

Una cella fotovoltaica di tipo standard ha forma quadrata, e le dimensioni della sua superficie captante sono mediamente di (10x10) cm. Tali dimensioni sono volutamente limitate poiché le celle al silicio non policristallino, essendo molto sottili

(hanno spessore di 0,3 mm), sono soggette ad alto rischio di rottura durante i vari processi produttivi. Del resto questi spessori molto contenuti sono necessari per limitare il consumo di silicio che, allo stato attuale della tecnologia, ha costi ancora relativamente elevati. La caratteristica elettrica di una cella fotovoltaica (grafico tensione-corrente) è riportata nel grafico seguente:

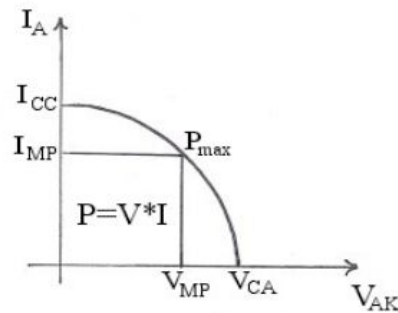


Figura 2.4 – Punti significativi del funzionamento di una cella fotovoltaica

V_{CA} = tensione fornita a morsetti aperti;

V_{MP} = tensione nel punto di massima potenza;

I_{CC} = corrente di corto circuito;

I_{MP} = corrente nel punto di massima potenza.

Dalla curva si nota che se si sposta il punto di lavoro, i valori di tensione corrente cambiano, e di conseguenza varia anche la potenza erogata dalla cella ($P = V \times I$). Tale variazione presenta un punto di massimo per cui la cella fotovoltaica, affinché la potenza da essa fornita sia massima, deve sempre lavorare nei pressi di quel punto. Per una cella standard al silicio cristallino, i valori tipici di tensione e corrente sono i seguenti:

$$V_{P_{max}} = 0,5 \text{ V}; \quad I_{P_{max}} \approx 3 \text{ A};$$

$$\text{Quindi } P_{max} = V_{P_{max}} \times I_{P_{max}} = 0,5 \times 3 = 1,5 \text{ W}_P$$

2.1.4. Tipologie di celle fotovoltaiche

La maggior parte di celle fotovoltaiche attualmente in commercio è costituita da semiconduttori in silicio. La ragione di questa scelta è principalmente dovuta al fatto che il silicio, a differenza di altri elementi semiconduttori, è disponibile nel nostro pianeta in quantità pressoché illimitata ed è largamente utilizzato nell'industria

elettronica che, con la rapidissima espansione degli ultimi decenni, ha agevolato lo sviluppo degli attuali metodi di raffinazione, lavorazione e drogaggio.

2.1.4.1. Celle in silicio monocristallino e policristallino

Secondo le tecniche tradizionali, il silicio a cristallo singolo, o MONOCRISTALLINO, è ottenuto da un processo (detto *melting*): si parte dai cristalli di silicio di elevata purezza che, una volta fusi, vengono fatti solidificare a contatto con un seme di cristallo; durante il raffreddamento, il silicio gradualmente si solidifica nella forma di un lingotto cilindrico di monocristallo del diametro di 13-20 cm, con una lunghezza che può raggiungere i 200 cm. Successivamente, il lingotto viene tagliato con speciali seghe a filo in fettine dette wafers, con spessore di 150-250 μm : il ridotto spessore del wafer ottenuto consente un buon sfruttamento del lingotto, che si paga però con un'estrema fragilità.

In alternativa al silicio monocristallino, l'industria fotovoltaica utilizza anche il silicio POLICRISTALLINO, che ha costi di produzione inferiori e nel quale i cristalli si presentano ancora aggregati tra loro, ma con forme e orientamenti differenti. L'affinamento del processo produttivo delle celle di silicio policristallino, consente ormai di realizzare celle con prestazioni elettriche solo di poco inferiori rispetto a quelle in silicio monocristallino.

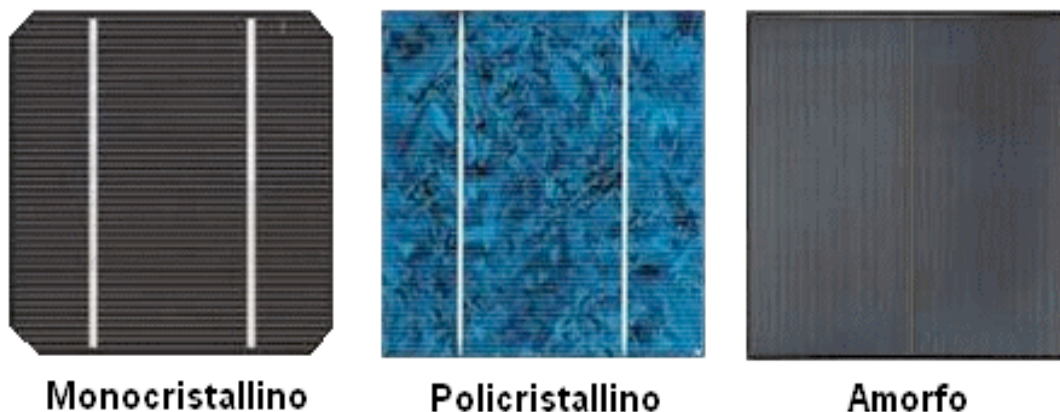


Figura 2.5 – Celle fotovoltaiche

La connessione elettrica fra le celle fotovoltaiche è ottenuta per mezzo di due contatti metallici, uno sulla faccia esposta e l'altro su quella opposta, normalmente ottenuti per evaporazione sotto vuoto di metalli a bassissima resistenza elettrica, ed effettuando successivi trattamenti termici al fine di assicurarne la necessaria aderenza alla superficie della cella.

VANTAGGI:

- Rendimento maggiore di quello di un pannello in silicio amorfo (circa 13-17%). Per rendimento si intende il rapporto espresso in percentuale tra energia captata e trasformata rispetto a quella totale incidente sulla superficie del modulo. L'efficienza ha ovviamente effetti sulle dimensioni fisiche dell'impianto fotovoltaico: tanto maggiore è l'efficienza tanto minore è la superficie necessaria di pannello fotovoltaico per raggiungere un determinato livello di potenza elettrica;
- Ottimi prodotti di qualità e stabilità del rendimento (rimane costante per 25 anni);
- Producono più energia a parità di spazio occupato, ottimizzando lo stesso.

SVANTAGGI:

- Per produrre questi moduli, viene spesa molta energia e quindi ogni modulo impiega circa 3-6 anni per restituire la sola energia che è stata impiegata per essere prodotto;
- Diminuzione del rendimento in caso di presenza di ombre che coprono una porzione del modulo (nel caso di nuvole o ancora durante le ore serali o mattutine).

2.1.4.2. Celle fotovoltaiche a film sottile (di 2° generazione)

A differenza della tecnologia cristallina, dove il materiale semiconduttore solido si presenta in wafers, in questo caso la materia attiva può essere ottenuta in forma di gas con il vantaggio di poter essere depositata in strati spessi pochi micron nelle celle a film sottile. Tuttavia, poiché la realizzazione di moduli a film sottile richiede l'impiego di materiali con caratteristiche particolari (silicio amorfo con struttura simile a quella di un liquido sottoraffreddato, tellururo di cadmio, diselenuro di indio e rame) rimangono ancora aperti certi aspetti tecnici, specialmente per ciò che riguarda la stabilità delle prestazioni elettriche nel corso della vita utile e l'uniformità di prestazione fra moduli fotovoltaici della stessa linea di produzione.

CELLE IN SILICIO AMORFO

La sua composizione è caratterizzata da tre strati fondamentali. Il primo strato amorfo è realizzato con una lega di silicio-carbonio drogata con boro; l'aggiunta di carbonio ne aumenta la trasparenza. Segue lo strato attivo della cella formato da solo silicio amorfo che provvede alla generazione della corrente. Lo strato di drogaggio è realizzato con silicio amorfo drogato con fosforo. I moduli in silicio amorfo, a seconda del tipo e

numero di giunzioni, possono avere efficienze tra il 4-6% (monogiunzione) fino al 6-7% (doppia o tripla giunzione).

VANTAGGI:

- Necessitando di un quantitativo abbastanza basso di energia per essere prodotto, riesce a restituire in pochi anni l'energia che è stata usata per produrlo e, nell'arco della sua vita, fino a 10 volte in più dell'energia che è stata necessaria alla sua realizzazione;
- Durante le giornate nuvolose, ombreggiate, o nelle ore serali e mattutine, quando ovviamente l'intensità della radiazione solare è minore, si ottengono dei rendimenti superiori anche dell'8-15% rispetto alle tecnologie mono e poli cristalline. Come conseguenza, questa tipologia di tecnologia è notevolmente indicata per quelle zone in cui c'è spesso la presenza di nuvole o ostacoli fisici che generano ombre;

SVANTAGGI:

- Avendo un rendimento basso occorre installarne un numero elevato.

CELLE AL TELLURURO DI CADMIO (CdTe)

Grazie al suo alto coefficiente di assorbimento della radiazione solare, e la economicità di produzione, è ormai la tecnologia leader nella categoria dei film sottili. La cella solare in CdTe è composta da quattro parti: il contatto frontale (diverse possibilità di ossidi), il materiale finestra (CdS = Solfuro di Cadmio che rappresenta la parte N della giunzione), il materiale assorbitore (CdTe, la parte P della giunzione) e il contatto posteriore (un metallo ad esempio rame). Questi moduli hanno raggiunto efficienze commerciali tra il 9 ed il 10%.

CELLE CALCOPIRITE TIPO CIS E CIGS

La nomenclatura calcopirite deriva dal minerale CuFeS_2 che genericamente indica composti chimici del tipo ABC_2 ma che di per sé non ha alcuna proprietà fotovoltaica. Una qualsiasi combinazione degli elementi:

A = Rame, Argento, Oro

B = Alluminio, Gallio, Indio

C = Zolfo, selenio, tellururo,

dà origine ad un composto che presenta un effetto fotovoltaico. Attualmente le combinazioni più interessanti sono la base CuInSe_2 (CIS) e la mista $\text{Cu}(\text{In, Ga})\text{Se}_2$ (CIGS). La struttura di una cella calcopirite consiste in un multistrato di elementi depositati su un substrato, rigido o flessibile, e ricalca quella del CdTe prima descritta.

2.1.4.3.Celle fotovoltaiche di 3° generazione

La tecnologia fotovoltaica è giunta alla terza generazione di sviluppo mirato alla semplificazione del processo produttivo ed alla sua economicità. Con la terza generazione entrano in scena i materiali a base chimico-organica legati alla disponibilità di materiale per uso fotovoltaico in grandi quantità e con processi di produzione già collaudati ed efficienti in altri ambiti.

CELLE ORGANICHE (OPV – Organic PhotoVoltaic)

Rientrano in questa tipologia tutte le celle la cui parte foto-attiva è basata sui composti organici del carbonio. La struttura base di una cella organica è composta da un substrato, che può essere vetro o plastica flessibile, e da una o più pellicole che contengono i materiali foto-attivi, frapposte tra due elettrodi conduttivi. Le celle organiche più efficienti utilizzano una miscela di materiali nella quale un pigmento assorbe la radiazione solare, e gli altri componenti estraggono la carica per produrre elettricità. Vi è un vasto elenco di pigmenti che possono essere utilizzati: quelli a base vegetale (come le antocianine derivate dai frutti di bosco), i polimeri e le molecole sintetizzate in modo da massimizzare l'assorbimento dello spettro solare. La gamma di celle solari organiche è ampia e si trova in diversi stadi di ricerca e maturazione tecnologica: comprende le celle "dye sensitized" (nelle quali la parte foto-attiva è costituita da un pigmento, da ossido di titanio e da un elettrolita), organiche (la cui parte attiva è totalmente organica o polimerica), ibride organico/inorganico e ibride biologico. Quest'ultimo tipo di cella è molto importante dal punto di vista della bio-compatibilità del materiale foto-attivo (la gamma utilizzabile va dalle antocianine fino a veri e propri complessi proteici fotosintetici estratti, ad esempio, dalle foglie di spinaci). Per estrarre la carica generata nel pigmento dopo l'assorbimento della luce, si utilizza una pasta all'ossido di titanio. Nelle celle dye sensitized il pigmento è stato sintetizzato attraverso i processi della chimica organica, con l'obiettivo di aumentare al massimo l'assorbimento totale dello spettro solare. Con questo tipo di celle si raggiungono efficienze massime del 10-12%.

VANTAGGI:

- I materiali organici o ibridi possono essere depositati su larghe aree e a costi molto ridotti in soluzioni liquida come inchiostri o paste;

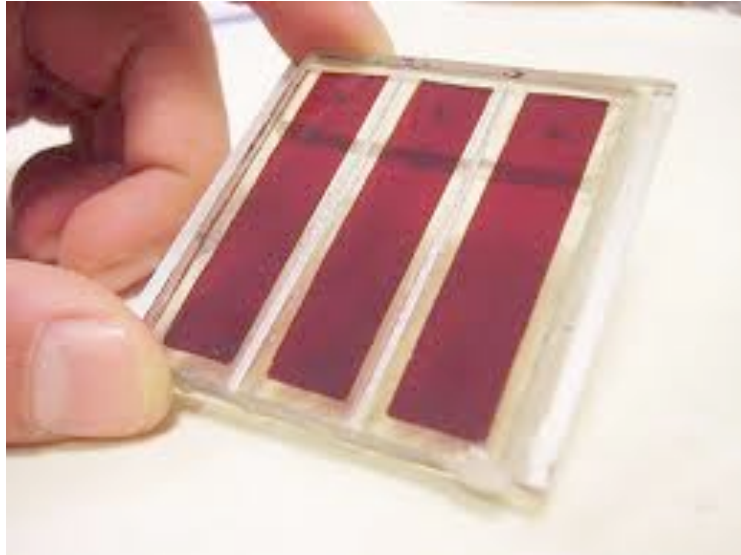


Figura 2.6 – Cella organica

- I materiali organici o ibridi, una volta depositati, assumono la forma di vere e proprie pellicole molto più sottili dei wafer in silicio;
- Viene depositato solo il materiale che serve, con risparmi di materiale di oltre il 90% rispetto ai metodi tradizionali;
- Riduzione dell'impatto ambientale.

SVANTAGGI:

- Rendimento pari a un terzo rispetto ai pannelli in silicio;
- Tempi di vita modesti.

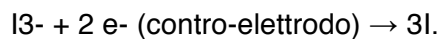
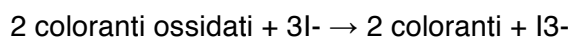
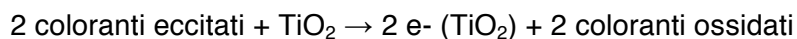
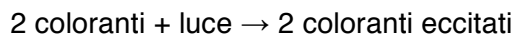
CELLE DI GRATZEL

Il funzionamento di queste celle ricorda da vicino quello della fotosintesi clorofilliana. Mediante la clorofilla contenuta nelle foglie, la luce solare permette di trasformare il biossido di carbonio (CO_2) e acqua in glucosio ($\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6$), fondamentale quest'ultimo per la vita della pianta. Mediante la fotosintesi, si converte dunque l'energia solare in energia chimica. Nella cella di Gratzel avviene un processo (che chiameremo di fotosintesi artificiale) in cui un colorante organico, analogo alla clorofilla, assorbe i fotoni incidenti trasformando l'energia solare in energia elettrica. La cella ha una struttura a "sandwich" costituita da due vetrini conduttori (con la funzione di elettrodi) separati da uno strato di TiO_2 , dal materiale attivo e dalla soluzione elettrolitica.

Il materiale attivo è il colorante (dye) il quale trasferisce elettroni al TiO_2 dopo aver assorbito i fotoni incidenti. Per quanto riguarda il dye, va bene qualsiasi tipo di frutta purché abbia i giusti gruppi chimici per legarsi al TiO_2 . Il TiO_2 è un nanomateriale utilizzato come base, su cui si agganciano un grande numero di molecole di colorante.

Per migliorare il rendimento si scaldano le strati di TiO_2 in un forno per formare una struttura porosa e aumentare quindi enormemente la superficie su cui può essere attaccato il colorante. La soluzione elettrolitica invece, in genere a base di iodio (I_2) e ioduro di potassio (KI), deve trasportare la buca formatasi in contemporanea all'emissione dell'elettrone quando la molecola di colorante viene colpita da un fotone incidente nella direzione del contro-elettrodo. In questo modo viene restituito al colorante l'elettrone, perso attraverso l'ossidazione e il ciclo si può quindi ripetere.

Le reazioni coinvolte nel processo sono quindi:



Il funzionamento della cella avviene in questo modo: la luce solare incidente entra attraverso l'elettrodo superiore colpendo il dye depositato sulla superficie di TiO_2 .

I fotoni che colpiscono il colorante con energia sufficiente per essere assorbiti, creano uno stato eccitato della molecola del dye, dalla quale un elettrone può essere iniettato direttamente nella banda di conduzione del TiO_2 e da lì si muove per un gradiente di diffusione chimica verso l'anodo. La molecola di colorante ha contemporaneamente perso un elettrone e, se non gliene viene fornito un altro, si decomporrà. Il colorante quindi ne prende uno dallo ioduro ossidandolo in un triioduro. Quest'ultimo infine, recupera il suo elettrone mancante diffondendo verso il fondo della cella, dove il contro-elettrodo reintroduce gli elettroni dopo che sono passati attraverso il circuito esterno.

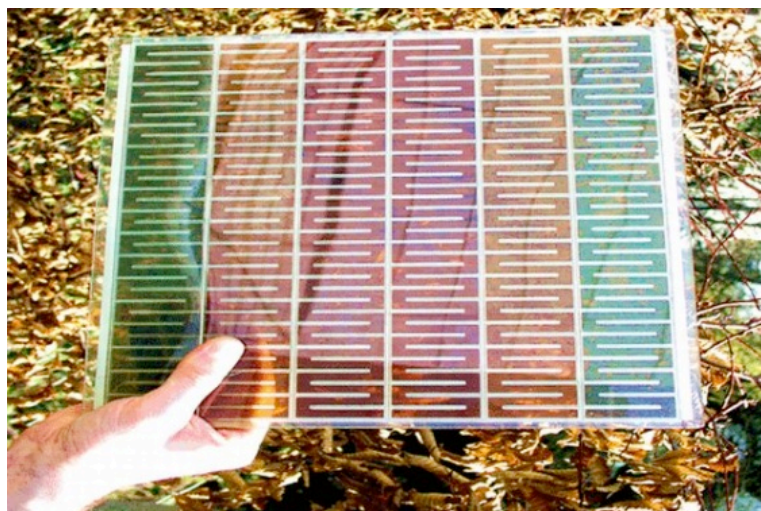


Figura 2.7 – Cella di Gratzel

VANTAGGI:

- Sono in grado di funzionare sotto cieli nuvolosi e non illuminate da luce diretta;

SVANTAGGI:

- Nonostante il dye sia molto efficiente a convertire fotoni in elettroni, solo gli elettroni con abbastanza energia per superare il gap della banda del TiO_2 porteranno a produzione di corrente. Lo stesso gap però è più elevato rispetto a quello nelle celle al silicio. Come conseguenza, avremo che un numero minore di fotoni all'interno della luce solare potrà essere utilizzato per produrre corrente. Da questa considerazione deduciamo che una cella di questo tipo garantisce una corrente generata di $20\text{mA}/\text{cm}^2$ contro i $35\text{mA}/\text{cm}^2$ di una cella al silicio;
- Il liquido elettrolita a basse temperature può congelare bloccando la produzione di potenza;
- Il liquido elettrolita ad alte temperature espande causando un problema per il sigillo dei pannelli.

CELLE POLIMERICHE (nanocelle)

Fra tutte le celle di terza generazione, le celle polimeriche sono in prospettiva le più interessanti: sviluppate in California dal premio Nobel Alan Heeger, sono costituite da uno strato spesso 100nm di un materiale foto-attivo tra due elettrodi, uno dei quali è trasparente e supportato da un materiale rigido (vetro) o flessibile (Tefzel). Il materiale foto-attivo è una miscela di polimero semiconduttore (assorbitore) ed un materiale accettore: la nanostruttura del materiale assorbitore è la chiave dell'efficienza della cella.

Attualmente le celle polimeriche hanno in laboratorio efficienze record, comprese tra 5 e 6,5% ma assemblate in moduli scendono al 3%.

2.2.Moduli e pannelli fotovoltaici

2.2.1.Moduli fotovoltaici

Le tensioni generate dalle celle fotovoltaiche si aggirano a 0,5V, mentre l'intensità di corrente generata dipende dalla superficie; la tensione risulta quindi essere troppo piccola per essere praticamente sfruttata. Vengono quindi connesse in serie più celle per ottenere la tensione desiderata e montate su un'intelaiatura che conferisca rigidità all'insieme. Un particolare vetro antiriflesso, viene sovrapposto alle celle e sigillato per tutto il suo perimetro in modo che l'insieme sia protetto dagli agenti atmosferici.

Questo è il MODULO FOTOVOLTAICO, unità minima di un impianto in grado di generare energia elettrica a tensione sfruttabile.

Per i moduli fotovoltaici in silicio amorfo o, più in generale in film sottile, si ha una maggiore scelta in termini di involucro e dimensioni. Le celle, in questo caso, non presentano i problemi di fragilità tipici del silicio cristallino e possono essere alloggiare su supporti sia rigidi che flessibili.



Figura 2.8 – Celle fotovoltaiche a film sottile

2.2.1.1.Prestazioni e struttura dei moduli

Con la diffusione dell'integrazione dei sistemi fotovoltaici nell'architettura esterna degli edifici, le esigenze, soprattutto estetiche, hanno spinto l'industria a realizzare moduli fotovoltaici via via sempre più diversi per dimensioni, struttura e potenza.

Negli ultimi anni sono stati introdotti nel mercato del fotovoltaico i moduli più disparati, che vanno dai pochi watt delle cosiddette "tegole fotovoltaiche" fino a moduli strutturali da 200 W_p.

Le prestazioni di un modulo fotovoltaico dipendono principalmente da tre variabili:

- 1 L'irraggiamento solare (H), o densità di potenza dell'energia solare (misurata in W/m^2);
- 2 La temperatura di lavoro delle celle fotovoltaiche;
- 3 Lo spettro elettromagnetico della radiazione solare incidente.

In particolare al diminuire dell'irraggiamento solare la corrente diminuisce fortemente, mentre la tensione tende a rimanere costante.

Incrementi di temperatura invece producono effetti quasi trascurabili sulla corrente, ma influenzano il valore di tensione determinando una diminuzione di circa 2,5 mV per ogni grado centigrado di temperatura e per ogni singola cella.

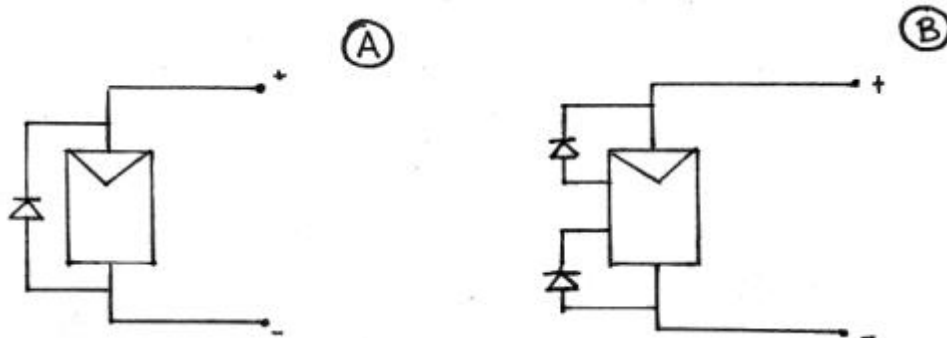
Tenuto conto quindi che le prestazioni di un modulo fotovoltaico dipendono sensibilmente dall'irraggiamento solare, dalla temperatura e dallo spettro della radiazione incidente è indispensabile, per definire le loro prestazioni, fissare dei valori di riferimento per questi tre parametri. I valori utilizzati, a livello internazionale, come condizioni di prova per celle e moduli fotovoltaici, prendono il nome di CONDIZIONI STANDARD (STC = Standard Test Condition), e sono:

- Irraggiamento solare: $1000 W/m^2$
- Temperatura celle: $25^{\circ}C$
- Spettro solare: AM 1,5

E' chiamata POTENZA DI PICCO (W_P) di un modulo fotovoltaico la potenza, sotto forma di energia elettrica, che esso è in grado di produrre quando lavora in STC.

In altre parole un modulo commerciale da $60 W_P$ non è in grado di erogare tale potenza sempre e comunque, ma solo ed esclusivamente quando viene a trovarsi in condizioni standard. E' importante sottolineare che, la condizione standard relativa all'irraggiamento di $1000 W/m^2$, si ottiene soltanto quando si hanno giornate di cielo sereno e sole allo zenit. Pertanto la potenza di picco del modulo è esclusivamente una quantità di riferimento e non rappresenta la potenza prodotta in ogni momento dal modulo stesso.

Generalmente i moduli sono costituiti da 36 celle connesse in serie per una tensione risultante di circa 18V. Quasi sempre sul retro di ogni modulo, vi è la cassetta di terminazione dotata di coperchio stagno. All'interno vi sono i morsetti per prelevare la tensione e i DIODI DI BY-PASS. I diodi di by-pass sono quei particolari diodi che vengono fisicamente inseriti nelle scatole di giunzione poste sul retro dei moduli fotovoltaici, e sono elettricamente collegati come negli schemi seguenti:



A) Modulo con singolo diodo di by-pass

B) Modulo con doppio diodo di by-pass

Tali diodi hanno la funzione di scollegare tutto un modulo o parte di esso (vedi figura B) nel caso in cui esso fosse eccessivamente ombreggiato. In queste condizioni infatti, può accadere che una o più celle assorbano potenza anziché produrla (effetto denominato HOT-SPOT).

In queste condizioni il modulo assorbe quindi potenza e talvolta si riscalda al punto tale da provocare la propria rottura (quindi interruzione elettrica) per effetto termico. Ecco la ragione per cui, grazie ai diodi di by-pass si preferisce disconnettere il modulo ombreggiato, lasciando che il campo fotovoltaico funzioni senza quel modulo, producendo pertanto una potenza inferiore a quella massima erogabile (potenza di picco dell'impianto).

2.2.1.2. Composizione dei moduli in silicio cristallino

Si è già fatto osservare che le celle di silicio cristallino, sono di fatto delle fettine di semiconduttore opportunamente drogato con spessore di qualche centinaio di micron e dimensioni quadrate di 12-21 cm di lato. Risulta evidente che l'assemblaggio di più celle, una affianco all'altra con i relativi collegamenti elettrici fino a formare il modulo fotovoltaico, non può che avvenire posando le celle su un supporto rigido (il vetro anteriore) a causa della fragilità dei sottili cristalli impiegati, i quali non sono in grado di assorbire gli sforzi meccanici o deformazioni senza danni.

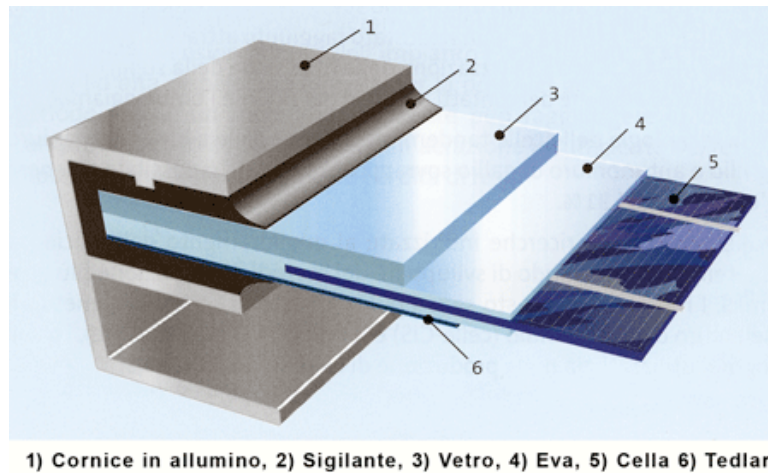


Figura 2.9 – Sezione tipica di un modulo fotovoltaico in silicio cristallino

Dalla figura 2.9 si può notare che anteriormente, vi è sempre un vetro temprato di circa 4 mm di spessore che assolve l'ovvia funzione di permettere il passaggio della luce e proteggere la parte attiva. Non ci si lasci ingannare dalla presenza del vetro superiore per ritenere il modulo fotovoltaico un oggetto delicato: le caratteristiche meccaniche del vetro superiore devono essere tali da assicurarne la calpestabilità, reggendo il peso di una persona senza deformazioni apprezzabili. Devono inoltre essere in grado di resistere a condizioni meteorologiche particolarmente severe, rappresentate anche dagli urti in seguito alla caduta di grandine di grosse dimensioni.

La trasmittanza del vetro anteriore, cioè la sua capacità di essere attraversato dalla luce solare, è molto superiore a quella offerta dai normali vetri in commercio, in modo da non pregiudicare il rendimento complessivo del modulo (i costruttori ricorrono a composizioni con basso contenuto di ferro).

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

A chiusura del sandwich realizzato, viene in genere utilizzato un foglio di polivinile fluorurato Tedlar (in genere color bianco), eventualmente rinforzato con fogli metallici e polimerici per aumentare la sua impermeabilità all'ossigeno e all'acqua. In alternativa è possibile usare un altro vetro con caratteristiche meccaniche e trasmissive inferiori a

quelle previste per il vetro anteriore: un modulo realizzato in questo modo viene denominato “a doppio vetro”.

2.2.1.3. Composizione dei moduli a film sottile

A differenza del modulo cristallino, in questo caso, manca lo strato di EVA superiore, in quanto le celle sono direttamente depositate sul substrato. Il modulo in silicio amorfo ha un aspetto molto gradevole, visto che si presenta con una superficie di colore uniforme marrone con riflessi rossastri: questa caratteristica lo ha reso particolarmente gradito ad architetti e designer.

Avendo una certa libertà di scelta del substrato sul quale depositare le celle di silicio amorfo, sono state sperimentate soluzioni dedicate all'integrazione architettonica con gli elementi costruttivi tipici dell'edilizia civile: sono quindi disponibili lamiere grecate fotovoltaiche per la copertura di solai e anche tegole fotovoltaiche.

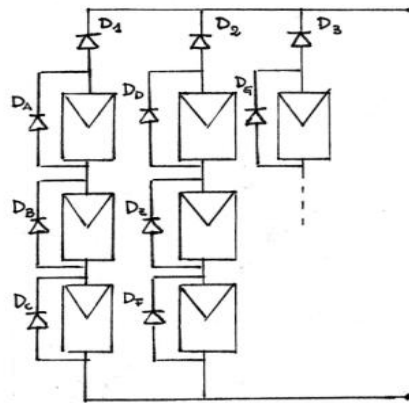
2.2.2. Pannelli fotovoltaici

Collegando tra di loro più moduli si ottiene il PANNELLO FOTOVOLTAICO, cioè l'insieme dei moduli capaci di produrre la potenza richiesta alla tensione stabilita.

Generalmente i moduli hanno una tensione nominale di 12V, per cui, collegandoli insieme si ottiene una tensione multipla di 12 con uguale corrente, ma essendo aumentata la tensione, anche la potenza aumenta. Analogamente, collegandoli in parallelo la tensione resta invariata, ma le correnti si sommano, per cui anche la potenza aumenta.

In entrambi i casi, la potenza risultante è uguale alla somma delle potenze dei singoli moduli fotovoltaici.

Più moduli collegati in serie si definisce STRINGA, e per ottenere la potenza richiesta alla tensione voluta, si collegano più stringhe in parallelo. Nel collegamento in parallelo, siano moduli o stringhe, occorre sempre inserire un DIODO DI BLOCCO per ogni unità. Lo scopo di questo diodo è di impedire che, qualora l'erogazione dei singoli moduli o stringhe non sia bilanciata, gli squilibri di tensione tra le unità possano provocare dei ricircoli di corrente verso quelle a tensione minore. Inoltre, questo diodo, serve ad evitare che una eventuale batteria collegata all'uscita del pannello o modulo fotovoltaico possa scaricarsi su quest'ultimo nei periodi di oscuramento o mancanza di insolazione (per esempio nella notte).



$D_{1...3}$ = diodi di blocco
 $D_{A...G}$ = diodi di by-pass

Riassumendo brevemente quindi, la caratteristica basilare di un impianto fotovoltaico è la modularità, consistente nel fatto che il modulo rappresenta l'unità elementare di un sistema elettrico più grande, composto generalmente da moduli collegati in serie, stringa fotovoltaica.

L'opportuno collegamento in parallelo di più stringhe, dà poi origine ad un sistema elettrico più complesso comunemente chiamato CAMPO FOTOVOLTAICO o GENERATORE FOTOVOLTAICO. Il numero di moduli che costituiscono ogni stringa, dipendono ovviamente dalla tensione complessiva che si vuole ottenere. Analogamente il numero di stringhe fotovoltaiche da connettere in parallelo dipende dalla potenza che dovrà erogare l'impianto.

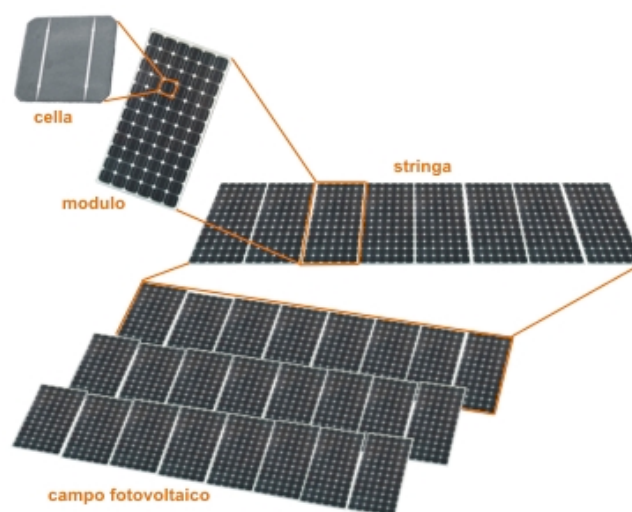


Figura 2.10 – Elementi che compongono un campo fotovoltaico

Per qualsiasi pannello solare, un dato fondamentale è il FILL FACTOR, che possiamo considerare formalmente come l'indicatore del rendimento del modulo fotovoltaico. Definiamo il Fill Factor (FF) come il rapporto tra la potenza massima e la tensione a vuoto per la corrente di corto circuito.

$$FF = \frac{W_p}{V_{oc} \times I_{sc}}$$

Dove:

FF = Fill Factor

W_p = Potenza MAX

V_{oc} = Tensione a vuoto

I_{sc} = Corrente di cortocircuito

Più alto è il valore del FF, migliore è il rendimento del pannello.

2.3. Impianti fotovoltaici

La conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica avviene per mezzo di celle fotovoltaiche che devono essere collegate elettricamente tra loro e che vanno a costituire i moduli. Questi dovranno essere disposti con un'orientazione tale da consentire di raccogliere la maggior quantità di radiazione solare possibile nell'arco dell'anno. I moduli fotovoltaici possono essere usati singolarmente (un modulo da 36 celle può caricare una batteria da 12V), oppure possono essere collegati tra loro in serie e in parallelo così da formare stringhe e campi fotovoltaici. A tutt'oggi, in relazione alle esigenze di applicazioni anche di potenza ed area compresa tra 1,5 e 2 m² con potenze tra i 200 e i 320 W, l'industria fotovoltaica realizza moduli commerciali di potenza ed area doppia (72 celle, circa 150 W). L'energia prodotta da un generatore fotovoltaico viene solo raramente utilizzata direttamente dalle utenze elettriche collegate. Tra produzione e utente sono generalmente interposti dispositivi e circuiti con funzioni elettriche ben precise. Per far fronte alla non costanza della radiazione solare rispetto alle esigenze che possono avere le varie utenze, si ricorre a batterie di accumulatori. Se poi è necessario che la tensione disponibile all'utente abbia un valore costante, si utilizzano opportuni regolatori di tensione e circuiti di tipo chopper. Grazie a questi ultimi si riescono a massimizzare le prestazioni del sistema fotovoltaico, facendolo lavorare con valori di tensione e corrente ottimali. Se poi vi è la necessità di disporre di energia elettrica sotto forma di corrente alternata a 230 V monofase o 400V trifase (con caratteristiche del tutto analoghe alle forniture in bassa tensione esercitate dalle società distributrici di energia elettrica), l'utilizzo di inverter è obbligatorio. Oltre alla suddetta funzione, gli inverter possono anche proteggere i carichi e la rete elettrica a valle del dispositivo MPPT. L'MPPT (Maximum Power Point Tracker - inseguitori del massimo punto di potenza), come vedremo più avanti, è un dispositivo integrato negli inverter che, tipicamente, ad ogni istante legge i valori di tensione e corrente, ne calcola il prodotto e, provocando piccole variazioni nei parametri di conversione, è in grado di stabilire per confronto, se il modulo fotovoltaico sta lavorando in condizioni di massima potenza oppure no; a seconda del responso, agisce ancora sul circuito per portare l'impianto in tale condizione ottimale. Il motivo per cui gli MPPT sono utilizzati è semplice: un impianto fotovoltaico senza MPPT può funzionare comunque, ma a parità di irraggiamento solare fornisce meno energia. Può accadere che gli impianti fotovoltaici interagiscano con altre fonti energetiche rinnovabili (ad esempio nel caso degli impianti eolico-fotovoltaici) e avvalersi di gruppi elettrogeni tradizionali per far fronte a lunghi periodi di maggior consumo e minore produzione. I componenti

impiegati e le prestazioni dei sistemi fotovoltaici dipendono dalle specifiche applicazioni, ma in genere possono essere divisi in due grandi categorie: gli impianti isolati dalla rete (stand-alone) e gli impianti collegati alla rete elettrica (grid-connected).

Riassumendo, quindi, un impianto fotovoltaico è costituito da:

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

2.3.1. Producibilità di un impianto

Nota l'energia irraggiata annualmente sul piano dei moduli, è possibile stimare la producibilità dell'impianto fotovoltaico, a partire dalla superficie captante, dall'efficienza dei pannelli e dalla stima delle perdite.

La producibilità (prod – kWh) di S metri quadri di pannelli fotovoltaici, risulta pari a:

$$\text{prod/S} = E_{\text{irraggiata}} \cdot \eta_{\text{pannelli}} \cdot \eta_{\text{globale}}$$

Da cui assumendo valori medi per l'energia irraggiata, l'efficienza dei pannelli e l'efficienza globale dell'impianto, e assumendo che non vi siano ombreggiamenti, si ricava che la producibilità specifica media di un impianto fotovoltaico fisso in Italia orientato nella maniera ottimale (Azimut 0°, tilt 30°) è pari a:

$$\begin{aligned} \text{prod}_{\text{spec}} &= 1750 \text{ kWh/m}^2\text{anno} \cdot 0,14 \cdot 0,78 = \\ &= 191 \text{ kWh/m}^2\text{anno} \pm 15\% \text{ in funzione della località} \end{aligned}$$

Spesso, risulta più conveniente esprimere la producibilità in termini di potenza installata (o potenza di picco) anziché in termini di superficie captante. Per questo è necessario introdurre il concetto delle ORE EQUIVALENTI, per semplicità ESH (Equivalente Sun Hours), visto che i raggi del sole colpiscono la terra (in condizioni di cielo sereno e a mezzogiorno) con la potenza di 1KWh/m², e nell'arco della giornata l'irraggiamento non è sempre uguale ma dal mattino alla sera presenta valori diversi.

Il fattore ESH varia a seconda della latitudine, del periodo dell'anno, delle condizioni ambientali e metereologiche, e viene riportato in apposite tabelle; è quindi di fondamentale importanza per il dimensionamento degli impianti fotovoltaici.

Vediamo un esempio: se il valore ESH ricavato dalle tabelle, per una superficie piana

parallela al suolo nel periodo estivo a Bologna è pari a 5,29, significa che, anche se l'irraggiamento non è sempre uguale nell'arco della giornata, è come se i raggi del sole colpissero la superficie in oggetto alla massima intensità ($1\text{KWh}/\text{m}^2$) per 5,29 ore al giorno.

2.3.1.1. Perdite di efficienza

Per un calcolo più dettagliato, l'efficienza globale dell'impianto può essere correlata alle perdite riassumibili in 8 categorie:

- Perdite per temperatura;
- Perdite per riflessione;
- Perdite per livello di irraggiamento;
- Perdite per sporcamento;
- Perdite per mismatching;
- Perdite Ohmiche;
- Perdite nel sistema di conversione;
- Perdite per ombreggiamenti locali e clinometrici.

Le perdite per temperatura sono dovute alla riduzione del potenziale elettrico della cella fotovoltaica all'aumentare della sua temperatura; prendendo in esame la curva corrente-tensione di un modulo fotovoltaico si nota che l'aumento di temperatura porta ad uno schiacciamento della curva verso valori di tensione più bassi, con conseguente riduzione della potenza erogata $P=VI$ al punto di massima potenza.

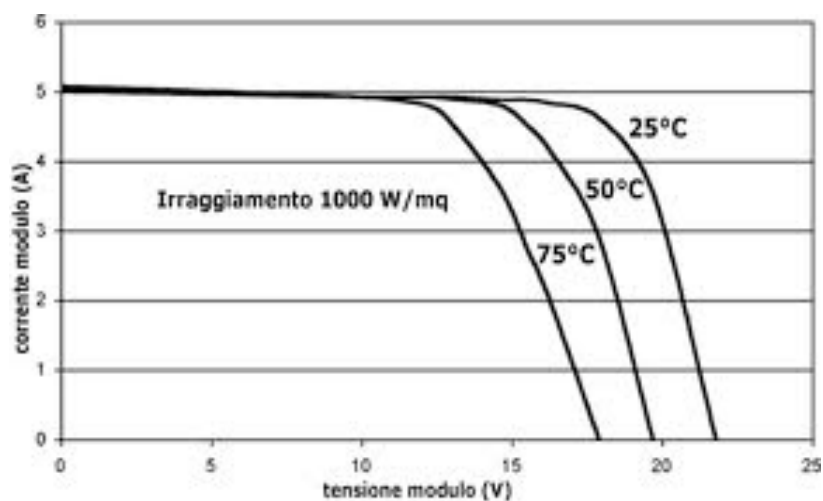


Figura 2.11 – Curva corrente-tensione di un pannello fotovoltaico

Queste perdite vanno dal 4 al 5%, in relazione alla zona, quindi alle ore di esposizione

al sole.

Le perdite per riflessione, sono dovute alla quota di radiazione luminosa riflessa dal vetro posto a protezione delle celle fotovoltaiche, e sono considerate perdite inevitabili ed intrinseche del sistema; tali perdite possono essere ragionevolmente considerate perdite inevitabili pari al 3%.

Le perdite per livello d'irraggiamento sono dovute a delle ore di inattività dell'inverter, che si originano per irraggiamento sul piano dei moduli troppo basso, ad esempio durante le prime ore del mattino, alla sera o in momenti di nuvolosità particolarmente intensa, quando l'energia irraggiata sul piano dei moduli genera un voltaggio di stringa troppo basso e non compreso nel range di funzionamento dell'apparato di conversione.

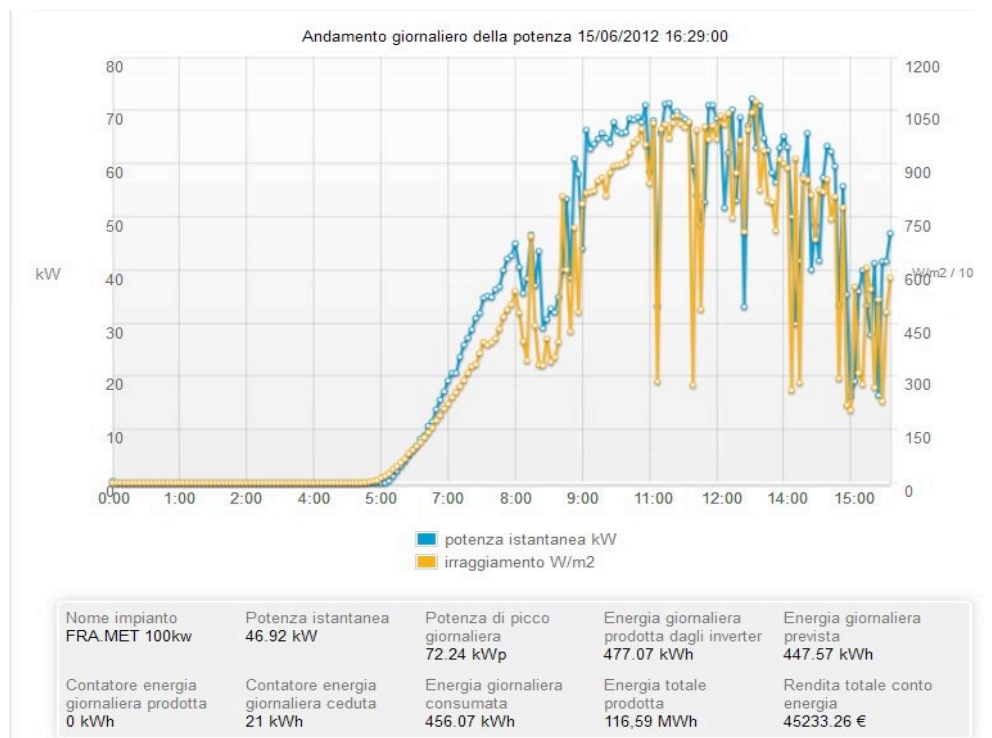


Figura 2.12 – Diagramma irraggiamento/potenza istantanea di una giornata estiva con contatore energia

Le perdite per sporcamento sono dovute a depositi di pulviscolo e calcare sulla superficie del vetro (circa l'1%), mentre quelle per mismatching intervengono qualora siano collegate più stringhe in parallelo allo stesso gruppo di conversione, e sono dovute alla non uniformità di prestazioni tra le stringhe (è sempre presente una tolleranza sulla potenza di ciascun modulo ~ 2% per impianti con meno di 5 stringhe, 3% se superiori).

Le perdite ohmiche sono dovute alla dissipazione di energia elettrica in calore per

effetto Joule nei cavi; tali perdite dipendono dalla sezione e dalla lunghezza dei cablaggi ed è bene, in fase di progettazione, contenerle entro il 3% in condizioni nominali.

Le perdite nel sistema di conversione sono dovute all'efficienza dell'inverter e alle perdite del trasformatore; per sistemi fissi tali perdite possono essere stimate come $1 - \eta$ (con η = "Rendimento Europeo", cioè la media pesata del rendimento, in base alle condizioni di carico di base a quello che è il grado di utilizzazione generico dell'impianto).

Infine le perdite per ombreggiamenti locali e clinometrici costituiscono un discorso a parte, in quanto non possono essere considerate perdite intrinseche del sistema ma sono dovute a fattori esterni all'impianto.

Note tutte le perdite (in percentuale), l'efficienza globale può essere calcolata come prodotto delle efficienze specifiche, ovvero

$$\eta_{\text{globale}} = \prod_i (100 - \text{Perdita}_i)$$

2.3.1.2. Ombreggiamenti clinometrici e locali

Gli ombreggiamenti clinometrici sono dovuti alla presenza di colline, montagne, alberi, edifici, ecc. posti a distanza sufficientemente grande dal campo fotovoltaico, pertanto con buona approssimazione si può ritenere che i loro effetti siano istantaneamente uguali per ogni modulo ed ogni stringa che compone il campo fotovoltaico.

L'ombreggiamento clinometrico non può essere evitato o mitigato una volta che il sito d'installazione è stato scelto.

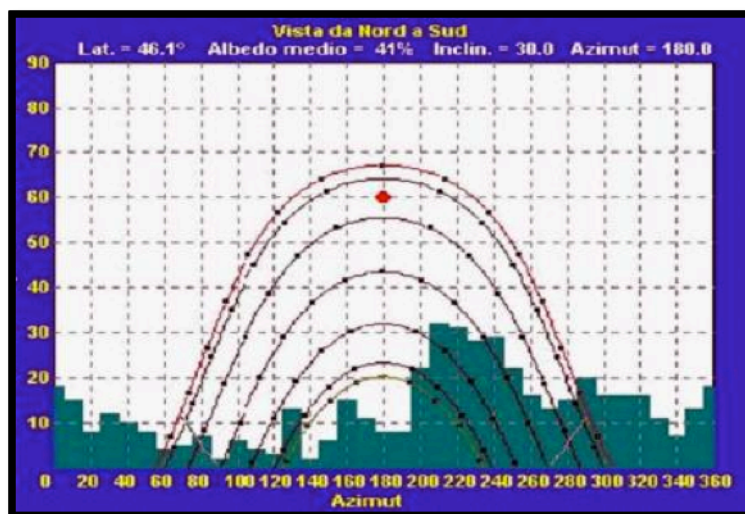


Figura 2.13 – Esempio di ombreggiamento clinometrico

La stima delle perdite per ombreggiamento clinometrico può essere fatta riportando il profilo dell'orizzonte, misurato con un tacheometro in termini di altezza e in funzione dell'angolo di azimut, sul diagramma di altezza solare.

Gli ombreggiamenti locali sono dovuti alla presenza di alberi, edifici, pali, fili, antenne, comignoli ecc. posti a piccola distanza dal campo fotovoltaico, pertanto l'ombreggiamento non è omogeneo ma va a concentrarsi su pochi moduli o parte di essi con effetti che possono essere anche più gravi di quanto visto per gli ombreggiamenti clinometrici.

Gli effetti degli ombreggiamenti locali possono essere sensibilmente ridotti o addirittura annullati con un'accurata progettazione che preveda una disposizione ottimizzata dei moduli e, a volte, la scelta di un sistema di conversione di stringa.

Se una cella fotovoltaica viene parzialmente oscurata, le altre celle collegate in serie subiscono lo stesso abbassamento di corrente e si portano ad un più basso livello di potenza nonostante siano pienamente irraggiate. Poiché tutte le celle che compongono un modulo sono fra loro collegate in serie, e lo stesso vale per tutti i moduli che compongono una stringa, la perdita di potenza in percentuale di tutta la stringa è pari alla percentuale di area oscurata della cella più ombreggiata.

Se, ad esempio, una foglia di dimensione pari a 20 cm^2 si deposita su una cella di 200 cm^2 , l'intera stringa subisce una perdita di potenza del 10%. Per questo motivo è consigliabile, quando possibile, installare i moduli fotovoltaici sempre con un'inclinazione superiore ai 20° così che possano essere considerati autopulenti.

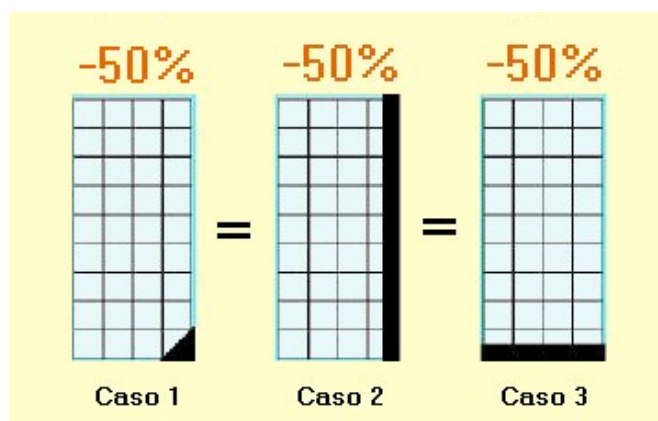


Figura 2.14 – Calo della produzione di energia per pannelli fotovoltaici

Se invece una cella fotovoltaica collegata in serie ad altre celle venisse completamente oscurata, essa non si comporterebbe più come un generatore ma come una resistenza, e poiché il calore sprigionato per effetto Joule porterebbe ad un forte

incremento di temperatura, con conseguente dilatazione termica e rottura della cella, ciascun modulo è provvisto di uno o più diodi bypass che, come accennato prima, consentono di cortocircuitare il modulo qualora venga riscontrato un abbassamento del potenziale tra monte e valle del modulo anziché un aumento.

2.3.1.3. Manutenzione

La manutenzione degli impianti fotovoltaici è strettamente legata alla taglia, alle tecnologie utilizzate e ai componenti installati. Nel caso degli impianti di grande taglia, i cui ricavi dalla vendita dell'energia sono ingenti e quindi la disponibilità degli impianti (continuità di esercizio) è una necessità dell'investitore, la manutenzione è regolata da un contratto che stabilisce cosa e quando mantenere e le implicazioni che un fermo impianto per guasto implica.

Le attività di MANUTENZIONE PREVENTIVA sono consigliate con cadenza al minimo annuale (semestrale nel caso di impianti per servizio isolato), e comprendono una serie di ispezioni e controlli riguardanti i moduli fotovoltaici, le strutture di sostegno, i quadri elettrici, batteria di accumulatori e i collegamenti elettrici.

La manutenzione preventiva sui singoli moduli non richiede la messa fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:

- Ispezione visiva: tesa all'identificazione di danneggiamenti ai vetri o di sporcizia negli stessi;
- Controllo cassetta di terminazione: mirata ad identificare eventuali deformazioni della cassetta di terminazione, lo stato dei diodi by-pass, dei contatti elettrici o dei cavi di collegamento delle stringhe;
- Lavaggio moduli: negli impianti di grande taglia in cui le perdite per sporco possono contribuire al decadimento della prestazione, si utilizzano furgoncini con gruppo elettrogeno e compressore che girano fra le schiere del generatore fotovoltaico con un addetto munito di lancia a spazzola per lo spruzzo in pressione. Per evidenti motivi ambientali non si utilizzano detersivi, ma è possibile usare acqua a tre livelli di purezza, in relazione alla sporcizia (acqua normale per poco sporco, trattata per superfici mediamente sporche, o acqua purificata per superfici molto sporche). Normalmente si prevedono due lavaggi all'anno da concentrare nel periodo asciutto.

2.3.2. Tipologie di impianti

2.3.2.1. Impianti isolati dalla rete (Stand-alone o Off-grid)

Gli impianti stand-alone sono utilizzati per elettrificare utenze isolate (distanti dalla rete elettrica) difficili da alimentare perché situate in zone poco accessibili o caratterizzate da bassi consumi di energia che non rendono conveniente l'allaccio alla rete pubblica. In questi impianti è necessario immagazzinare l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici utilizzando batterie per garantire continuità di energia anche di notte o quando non c'è il sole.

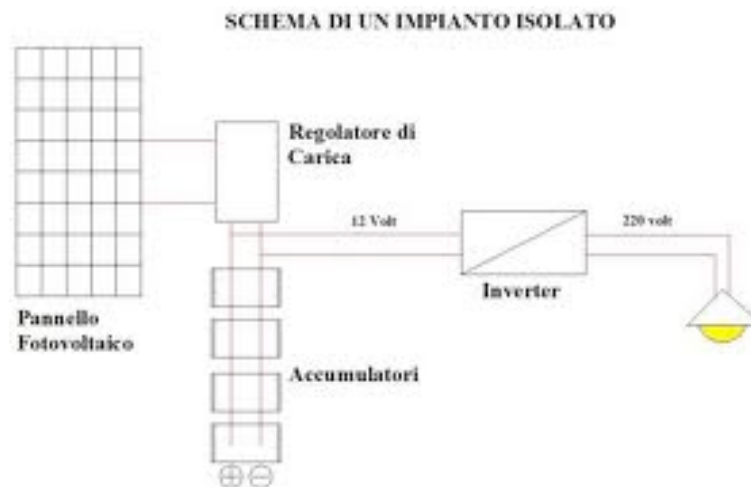


Figura 2.15 – Schema di un impianto stand-alone

Gli impianti stand alone sono la tipologia di impianti per cui il fotovoltaico è stato concepito e sviluppato, per portare energia nelle zone più impervie dove in altro caso non si sarebbe potuta ottenere. Collegando i moduli fotovoltaici ad un adeguato regolatore e ad un pacco batterie giustamente dimensionato, potremo realizzare una stazione mobile d'energia; molto utilizzati per elettrificare ponti radio in montagna, questi impianti sono presto divenuti una "ricchezza" per le baite dove, non essendoci la possibilità di avere la rete elettrica, l'unica soluzione risiedeva in un generatore di corrente, molto rumoroso e di ingente manutenzione, ma con un sistema fotovoltaico Stand-alone questo problema è stato risolto.

Gli impianti fotovoltaici stand-alone quindi, hanno assunto un ruolo fondamentale nell'elettrificazione autonoma delle zone rurali o in generale in tutte quelle situazioni dove l'energia della rete pubblica non è disponibile o dove l'approvvigionamento risulta problematico.

2.3.2.2. Impianti collegati dalla rete elettrica (Grid-connected)

L'applicazione di impianti collegati alla rete è di più recente sviluppo, ed è ben rappresentata dalla sua tipologia di piccola taglia: i tetti fotovoltaici. Questa tipologia di impianti, che in gergo specialistico viene definita generazione distribuita, si dimostra la più idonea ad una diffusione di larga scala nei contesti urbanizzati, essendo adatta all'integrazione dei moduli nelle facciate, nelle coperture o in altri elementi d'involucro degli edifici esistenti e di nuova realizzazione (pensiline o frangisole). Sono impianti generalmente di potenza contenuta (qualche kW), che iniettano l'energia prodotta in rete e pertanto non richiedono l'accumulo di energia, in quanto la presenza della rete elettrica garantisce l'alimentazione delle utenze in ogni condizione di produzione e carico. La rete, in questo caso, è vista come accumulo che assorbe energia nei periodi di maggiore irraggiamento solare e la restituisce in quelli meno favorevoli, tipicamente i notturni.

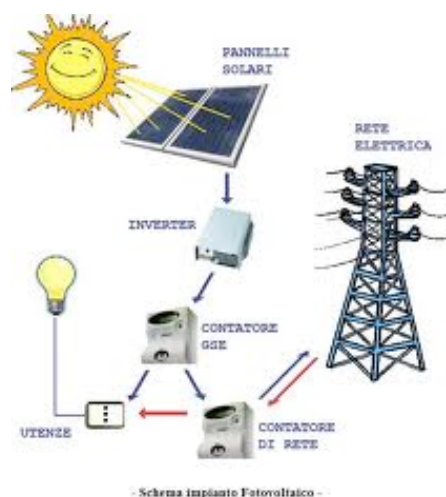


Figura 2.16 – Schema di un impianto grid-connected

2.3.3. Altri componenti

2.3.3.1. Batteria

In quasi tutti gli impianti fotovoltaici è previsto un sistema di accumulo (batteria) la cui funzione è immagazzinare energia (fornita dal pannello fotovoltaico) durante il giorno per poi restituirla durante la notte o nei periodi di scarsa insolazione.

Le batterie disponibili in commercio lavorano ad una tensione di 12V o suoi multipli.

Il tipo di batteria più idonea ad essere impiegata negli impianti fotovoltaici dovrebbe avere le seguenti caratteristiche:

ELEVATA EFFICIENZA	Rapporto tra energia fornita ed energia immagazzinata
LUNGA DURATA	Numero di cicli carica-scarica
BUONA RESISTENZA AGLI SBALZI DI TEMPERATURA	Per impianti in quota
BASSA MANUTENZIONE	Per utenze isolate – remote
RIDOTTA AUTOSCARICA	Impianti che rimangono inattivi per mesi

Tabella 2.17 – Caratteristiche delle batterie

Le batterie che, in qualche misura, corrispondono alle esigenze sopra descritte sono del tipo PIOMBO-ACIDO, sviluppate per le esigenze automobilistiche e ormai collaudate da decenni.

Esistono anche batterie con l'elettrolita non liquido ma in forma gel. Questo consente una ridottissima manutenzione e un trasporto più agevole, per contro però sono disponibili in commercio con capacità molto grandi, e richiedono regolatori di carica dedicati; hanno inoltre un costo decisamente più elevato rispetto a quelle tradizionali.

Ogni elemento che compone una batteria ha una tensione nominale di 12V.

Durante la fase di carica occorre fare in modo che questa tensione non superi determinati valori, altrimenti gli elementi svilupperebbero gas con conseguente surriscaldamento. Durante la scarica è bene che la tensione di ogni elemento non scenda al di sotto di 1,85V.

La capacità nominale di una batteria è riferita ad una scarica completa in 10 ore (con tensione finale di 1,85V per elemento).

2.3.3.2.Regolatore di carica

Una batteria con tensione nominale di 12V è composta da sei elementi e quindi, durante la fase di carica, occorre fare in modo che la sua tensione non superi i 14,1V circa altrimenti si svilupperebbero i dannosi gas di cui abbiamo già accennato.

Abbiamo precedentemente visto che i moduli fotovoltaici composti da 36 celle sviluppano una tensione di circa 18V, tensione che cala a batteria completamente scarica per poi risalire man mano che si carica ma, quando quest'ultima ha raggiunto la sua carica completa, la tensione applicata supera i 14,1V e perciò potrebbe danneggiare la batteria stessa. Per evitare questa spiacevole situazione occorre inserire tra pannello e batteria un regolatore di carica.

I regolatori di carica più diffusi sono quelli del tipo ON-OFF, che consistono nella

completa connessione o sconnessione del pannello fotovoltaico dalla batteria quando la tensione della stessa supera una determinata soglia (generalmente 14,1V).

Tra i regolatori di tipo ON-OFF (quelli che a noi interessano) ne esistono due tipi:

- REGOLATORI VERSO IL PANNELLO

Il pannello fotovoltaico viene scollegato e cortocircuitato quando la tensione di batteria raggiunge i 14,1V; viene invece ricollegato o eliminato il circuito quando la batteria scende a 12,5V.

- REGOLATORI VERSO IL PANNELLO E VERSO IL CARICO

Oltre ad espletare le funzioni precedentemente descritte, controlla anche la corrente verso il carico, scollegandolo se viene superato un determinato amperaggio o se la tensione di batteria scende al di sotto di un certo valore (generalmente 10,8V).

Esistono altri tipi di regolatori più sofisticati, che lavorano in PWM (Pulse Width Modulation – Modulazione a Larghezza di Impulso), che agiscono quindi sulla larghezza (tempo) degli impulsi di corrente inviati dalla batteria.

Alcuni modelli sono dotati di circuito LVD (Low Voltage Disconnect) che ha la funzione di disconnettere il carico in caso di troppo assorbimento o abbassamento della tensione di batteria.

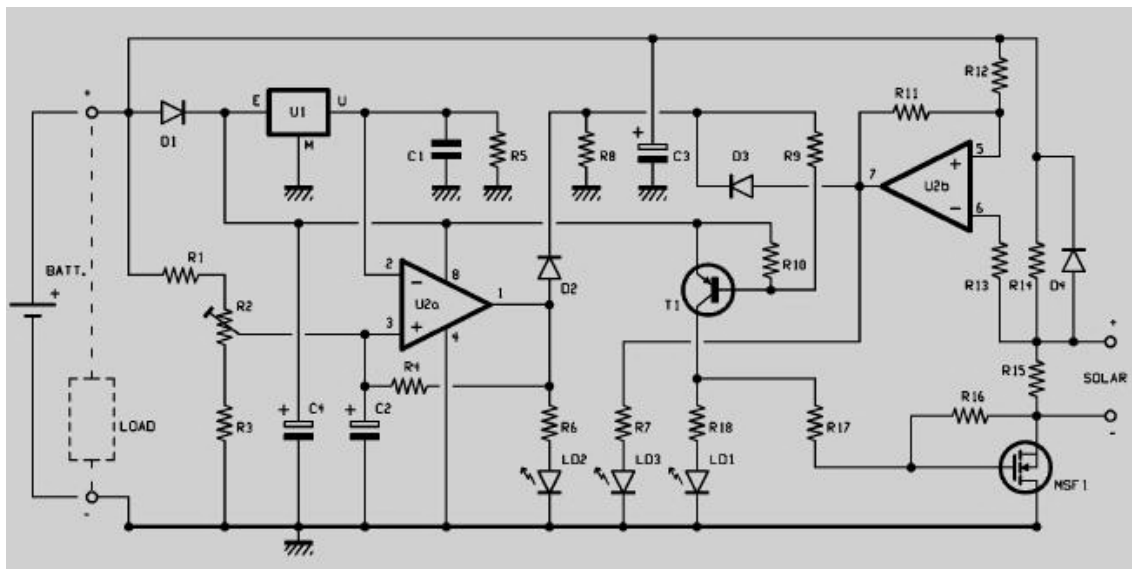


Figura 2.18 – Schema elettrico di un regolatore di carica

2.3.3.3. Convertitori

Nella categoria dei convertitori statici rientrano tutti i dispositivi di potenza in grado di convertire alcune grandezze elettriche presenti in ingresso (tipicamente tensioni e frequenza) in altre disponibili in corrispondenza dell'uscita.

Vi sono pertanto i convertitori STATICI ca/cc (raddrizzatori e alimentatori), i convertitori cc/cc, detti anche CHOPPER, i convertitori cc/ca detti anche INVERTER e, infine i convertitori ca/ca o CICLOINVERTER.

Normalmente, nelle applicazioni fotovoltaiche i convertitori statici più utilizzati sono gli inverter: il principio di funzionamento dei moderni inverter si basa su un elevatore di tensione a commutazione e da un ponte di conversione. La tensione di batteria tramite l'alimentatore a commutazione, viene elevata a circa 300V e, tramite il ponte di conversione, trasformata in alternata.

Gli inverter per il fotovoltaico possono, con qualche eccezione, essere suddivisi in due grandi famiglie: inverte per applicazioni isolate (stand-alone) e inverter per il funzionamento in parallelo alla rete elettrica (grid-connected).

I primi hanno la funzione di erogare, ad un certo numero di carichi, energia elettrica con caratteristiche quanto più possibili simili a quelle della normale rete di distribuzione di bassa tensione: per questo motivo tali dispositivi devono possedere caratteristiche sufficienti a garantire la necessaria continuità ed affidabilità nell'erogazione dell'energia con gli standard qualitativi richiesti. Devono inoltre tollerare transitorie situazioni di sovraccarico dovute, tipicamente, all'avviamento di motori elettrici e fornire energia reattiva ad eventuali carichi non rifasati.

Gli inverter per il funzionamento in parallelo alla rete elettrica sono concettualmente e funzionalmente differenti: lo scopo di questi dispositivi non è più quello di regolare la tensione e la frequenza di uscita per fornire un servizio elettrico idoneo, ma devono convertire l'energia elettrica da corrente continua, prodotta dai moduli fotovoltaici, a corrente alternata, ed iniettarla in rete nel modo più efficace possibile. Negli inverter grid-connected, i circuiti d'ingresso non hanno più come riferimento la tensione delle batterie, queste ultime ora non più necessarie, ma quella del generatore fotovoltaico, il che comporta l'adattamento a variazioni molto più ampie ed inoltre richiede un circuito inseguitore del punto di massima potenza o Maximum Power Point Tracker (MPPT) sulla curva caratteristica I-V del generatore stesso. Questo punto della caratteristica varia continuamente in funzione del livello di radiazione solare che colpisce la superficie delle celle. È evidente che un inverter in grado di restare "agganciato" a questo punto, otterrà sempre la massima potenza disponibile in qualsiasi condizione.

Ci sono svariate tecniche di realizzazione della funzione MPPT, che si differenziano per prestazioni dinamiche (tempo di assestamento) e accuratezza. Sebbene la precisione dell'MPPT sia estremamente importante, il tempo di assestamento lo è, in taluni casi, ancor più. Mentre tutti i produttori di inverter riescono ad ottenere grande precisione sull'MPPT (tipicamente tra il 99-99,6% della massima disponibile), solo in pochi riescono ad unire precisione a velocità.

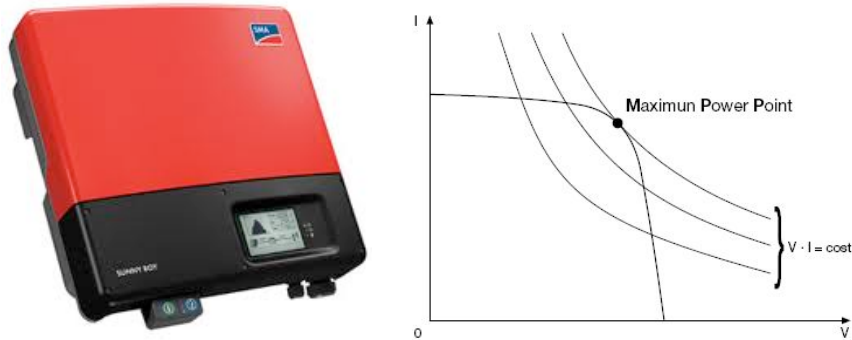


Figura 2.19 – Inverter fotovoltaico e curva caratteristica I-V

Tutti gli inverter, quando sono in funzione, anche se il carico non è inserito, hanno un loro consumo (consumo a vuoto o in stand-by), dovuto all'alimentazione dei circuiti interni per essere pronti ad erogare energia. Questo consumo, per piccolo che sia, è senz'altro dannoso perché non arreca nessun beneficio alle utenze (non solo attive) ma contribuisce a scaricare la batteria; alcuni modelli di inverter (quelli più sofisticati e costosi) incorporano un dispositivo che serve ad evitare questo inconveniente.

CAPITOLO 3

INTEGRAZIONE ARCHITETTONICA

3.1.Strutture di sostegno

Le strutture di sostegno per moduli fotovoltaici sono parte integrante dell'impianto fotovoltaico, e svolgono un ruolo fondamentale nel funzionamento ottimale dell'impianto

stesso. Qualunque sia la tipologia della struttura di sostegno scelta, questa deve essere in grado di reggere il peso proprio, il peso dei moduli e di resistere alle due sollecitazioni maggiormente considerate in questi progetti: il carico neve e l'azione del vento agente sul piano dei moduli.

3.1.1.Effetti del carico neve

La circolare 4 luglio 1996 tratta la modalità di calcolo per il carico neve sulle coperture, facendo dipendere il valore di progetto dai seguenti fattori:

- Valore di riferimento del carico neve al suolo: il territorio nazionale è stato suddiviso in 3 diverse zone, ognuna delle quali è caratterizzata da un particolare valore che dipende a sua volta dall'altitudine del sito di installazione;
- Coefficiente di forma della copertura: vengono considerate le coperture a una, due o più falde, di differente inclinazione;
- Discontinuità di quota delle coperture: si considera che, in corrispondenza di bruschi cambiamenti di quota delle coperture, possano verificarsi degli accumuli di neve per effetto dello scivolamento della stessa dalle coperture poste a quote superiori;
- Possibile accumulo di neve all'estremità sporgente di una copertura: questo calcolo riguarda soprattutto gli oggetti obliqui realizzati con i moduli fotovoltaici.

3.1.2.Effetti dell'azione del vento

Si considera l'azione del vento come una pressione normale alla superficie dei moduli fotovoltaici. La pressione dipende dai seguenti fattori:

- Pressione cinetica di riferimento: il territorio nazionale è stato diviso in 8 aree al fine di tenere conto degli effetti del vento sulle strutture. Ad ogni zona, in dipendenza dell'altitudine, corrisponde una propria velocità del vento e quindi

- una differente pressione cinetica di riferimento;
- Coefficiente di esposizione e di topografia: ciascuna delle 8 zone è stata ulteriormente suddivisa e riclassificata in dipendenza della presenza o meno di aree urbane e della distanza dalla costa. Si calcola poi questo coefficiente in modo differente a seconda che l'impianto sia realizzato sul pendio, ciglio o sommità di un rilievo naturale;
 - Coefficiente di forma o aerodinamico: questo parametro tiene conto del fatto che l'impianto venga realizzato su coperture piane, falde inclinate o curve.

3.1.3. Materiali per strutture di sostegno

3.1.3.1. Acciaio zincato

Vantaggi:

- Materiale reperibile ovunque;
- Ottime prestazioni meccaniche in relazione al peso.

Svantaggi:

- Di difficile lavorazione al di fuori di un'officina attrezzata;
- Nelle zone di montagna dove vi è l'abitudine di realizzare le coperture degli edifici utilizzando lamiera grecate in rame, l'utilizzo di profili in acciaio zincato fa insorgere il problema che con la neve e la pioggia lo zinco tende a depositarsi sulla lamiera in rame.

3.1.3.2. Acciaio inox

Vantaggi:

- Maggior affidabilità (rispetto a strutture in acciaio zincato);
- Maggior durata nel tempo.

Svantaggi:

- Costo superiore (rispetto a strutture in acciaio zincato).

3.1.3.3. Legno

Vantaggi:

- E' generalmente accettato anche dove esistono vincoli paesaggistici che ostacolano la realizzazione di qualsiasi opera tecnologica;
- E' facilmente lavorabile qualora siano necessari nel luogo stesso interventi come forature.

Svantaggi:

- Costo maggiore (rispetto ad una soluzione in acciaio);
- Uso prevalente in strutture posizionate a terra;
- Garantendo prestazioni meccaniche inferiori all'acciaio, necessita di sezioni più importanti;
- Manutenzione frequente.

3.1.3.4. Alluminio

Vantaggi:

- Peso contenuto;
- Facilità di taglio a misura;
- Un profilo d'alluminio si presenta perfettamente lineare nelle tre dimensioni per via dell'utilizzo del processo di estrusione, rispetto ad un profilo in acciaio, il quale deve subire un trattamento di zincatura a caldo che tende a svergolarlo.

Svantaggi:

- Prestazioni meccaniche decisamente inferiori rispetto all'acciaio;
- Costi ben superiori rispetto all'acciaio.

Gli svantaggi appena elencati possono essere superati se l'applicazione nella quale sono state usate non necessita caratteristiche meccaniche spinte e le quantità (costi) sono ridotte.

3.1.4. Tipologie tradizionali per la posa a terra

3.1.4.1. Strutture a cavalletto

Costituiscono le più antiche applicazioni civili del fotovoltaico, e sono rappresentate da impianti realizzati facendo uso di cavalletti poggiati sulle superfici piane dei terreni. Grazie a questa tipologia di struttura il progettista può disporre in modo perfetto i moduli fotovoltaici nei confronti dell'irraggiamento solare, scegliendo inclinazione e orientamento ottimali. Se poi gli impianti che vengono montati, sono di potenze contenute, i costi dei materiali e del montaggio sono modesti poiché non sono necessari mezzi di sollevamento.

La struttura a cavalletto più comune è formata da:

- Cordoli di fondazione per l'ancoraggio al terreno;
- L'insieme dei profili a cui i moduli sono direttamente imbullonati, chiamato telaio portamoduli;
- Struttura che si interfaccia con il terreno, che viene chiamato castello.



Figura 3.1 – Campo fotovoltaico con struttura a cavalletto

Una soluzione alternativa a quella di fissare le piastre di appoggio al cordolo di fondazione, è quella di zavorrare la struttura con elementi prefabbricati di calcestruzzo che abbiano un peso idoneo a contrastare il momento di ribaltamento e l'azione di scivolamento indotta dalla sollecitazione del vento posteriore. Questa soluzione risulta più semplice poiché non bisogna effettuare operazioni di scavo, di posa della gabbia di armatura prima e di bonifica e ristrutturazione della superficie di posa poi. Inoltre i risultati estetici sono più gradevoli rispetto alla soluzione col fissaggio delle piastre di appoggio al cordolo, e le operazioni di posa velocissime. Bisogna però sottolineare il fatto che, nonostante il costo della realizzazione sia basso e l'installazione sia semplice, gli impianti a cavalletto difficilmente consentono di raggiungere risultati estetici gradevoli.

3.1.4.2. Strutture a palo

Al posto delle strutture a cavalletto, si può utilizzare un palo costituito da uno o più tubi sovrapposti a sezione circolare, sul quale viene fissato il telaio portamoduli. Si ricorre a queste soluzioni quando risulta necessario aumentare l'altezza del piano dei moduli fotovoltaici, per sfuggire a zone d'ombra o quando a terra non vi è grande spazio disponibile e quindi una struttura a cavalletto non potrebbe essere utilizzata (con la struttura a palo infatti lo spazio occupato a terra è determinato solo dalla sezione del palo). Se si decide di posizionare il palo a terra, il ricorso a questa soluzione di supporto comporta dei costi aggiuntivi sia per la parte metallica che per quella civile. Esistono anche le strutture a palo basso, le quali vengono utilizzate se nel piano non vi è la possibilità di installare strutture a cavalletto per la presenza di apparecchi di servizio (sfiatatoi, prese d'aria,...).



Figura 3.2 - Struttura a palo

3.1.5. Strutture di sostegno ad inseguimento

Per garantire una migliore captazione dei raggi solari, sarebbe opportuno che il piano dei moduli potesse letteralmente inseguire i movimenti del sole nel percorso lungo la volta solare, i quali sono essenzialmente due:

- Moto giornaliero: corrispondente ad una rotazione azimutale del piano dei moduli sul suo asse baricentrico, seguendo il percorso da est a ovest ogni giorno;
- Moto stagionale: corrispondente ad una rotazione rispetto al piano orizzontale seguendo le elevazioni variabili del sole da quella minima (inverno) a quella massima (estate) dovute al cambio delle stagioni.

3.1.5.1. Inseguitori a uno e a due gradi di libertà.

Gli inseguitori più sofisticati, dispongono di due gradi di libertà con cui si prefiggono di allineare perfettamente, e in tempo reale, l'ortogonale dei pannelli fotovoltaici con i raggi solari. In questo caso si sceglie di progettare una struttura a palo con fulcro del piano dei moduli alla testa del palo. Questa struttura presenta però lo svantaggio che non può sorreggere grandi superfici di moduli e richiede quindi più pali di sostegno ognuno con un costo. I pali poi devono essere tenuti ad una certa distanza tra loro per evitare che le strutture si ombreggino a vicenda, col risultato però di diminuire drasticamente la densità di energia prodotta per unità di terreno.

Gli inseguitori ad un grado di libertà possono essere distinti in 3 categorie: inseguitori di tilt, inseguitori di rollio e inseguitori di azimut.

Gli inseguitori di tilt sono i più semplici da realizzare, e ruotano attorno all'asse est-ovest; il pannello viene sollevato o abbassato (manualmente 2 volte l'anno) verso

l'orizzonte in modo che l'angolo rispetto al suolo sia statisticamente ottimale in base alla stagione. Questo tipo di inseguitore si realizza impiegando profili meccanici telescopici in modo da sollevare o abbassare il pannello fotovoltaico rispetto all'orizzonte.

Gli inseguitori di rollio seguono invece il percorso del sole lungo la volta celeste, nel suo percorso quotidiano, a prescindere dalla stagione. In questo caso l'asse di rotazione è nord-sud e l'altezza del sole rispetto all'orizzonte viene ignorata. Questi inseguitori vengono generalmente installati in paesi a basse latitudini, dove il percorso del sole è più ampio durante l'anno.

Gli inseguitori azimutali infine, dispongono di un grado di libertà con asse zenit-nadir. Per ottenere ciò il pannello viene montato a bordo di una base rotante servo-assistita, complanare al terreno.

Un aspetto fondamentale da prendere in considerazione, sono le tecniche di inseguimento del sole, che richiedono uno studio accurato: occorre infatti minimizzare l'angolo di incidenza con la superficie orizzontale, che alla stessa ora varia da giorno a giorno dell'anno portando l'inseguitore ad inseguire con movimenti diversi da giorno a giorno. Gli inseguitori sono quindi disposti di un comando elettronico che può avere già implementate le posizioni di riferimento ora per ora, o può essere gestito da un microprocessore che calcola ora per ora la posizione di puntamento che massimizza l'energia prodotta. Le strategie più conosciute di inseguimento del sole sono la strategia Tracking e quella Backtracking. Con la prima si aspetta il sole al mattino in posizione di massimo angolo di rotazione e lo si insegue poi, secondo una funzione che massimizza l'energia captata. Questa strategia presenta però lo svantaggio che nelle prime e ultime ore del giorno i filari (ed in particolar modo il primo) ombreggiano tutti gli altri e di conseguenza si riduce notevolmente l'energia prodotta.



Figura 3.3 - Inseguitore biassiale

La seconda strategia invece consiste nel partire la mattina con il piano dei moduli orizzontale, e controinseguire il sole per evitare di ombreggiare gli altri filari fino a quando non risultano naturalmente non ombreggiati e poi inseguire normalmente. Ovviamente grazie a questa strategia si ottiene un incremento dell'energia prodotta.

Eseguiamo adesso un parallelismo tra strutture fisse ed inseguitori monoassiali:

Strutture fisse:

- Esenti da manutenzione;
- Montaggio semplice e trasporto dei profili metallici agevole;
- Risultato estetico scadente;
- Possibilità di ridurre l'impegno di fondazione.

Inseguitori mono-assiali:

- Manutenzione ordinaria;
- Risultato estetico buono;
- Energia captata maggiore del 18%;
- Necessitano di disporre di superfici a terra maggiori a parità di potenza installata.

3.2.Fotovoltaico per l'architettura

3.2.1.Tetti fotovoltaici

La falda di un tetto, purché disposta favorevolmente, può rappresentare un valido posizionamento per il generatore fotovoltaico, in quanto si utilizza una superficie che in genere offre angoli di inclinazione accettabili (15° - 60°), e per la quale non esistono impieghi alternativi. Gli impianti realizzati sulle falde dei tetti sono in genere di modesta potenza (2 – 10 kW al massimo), ma rappresentano il caso più frequente di tetti fotovoltaici per via della grande disponibilità di superfici adatte a tale scopo.

Fra le possibili soluzioni di posizionamento dei moduli, ci sono le strutture di sostegno sovrapposte alla copertura (retrofit) e che quindi non prevedono interventi di modifica dello stato di fatto del tetto prima dell'intervento.

L'insieme degli impianti fotovoltaici realizzati sulle coperture a falda è meno omogeneo di quello visto per gli impianti tradizionali a cavalletto o palo, principalmente a causa della varietà dei manti di copertura dei tetti che, almeno in Italia, si differenziano addirittura a livello regionale.

La struttura di sostegno è sempre suddivisa in due parti meccaniche:

- Struttura di ancoraggio: staffe, morsetti, profili per interfacciare la copertura con la struttura portamoduli;
- Struttura portamoduli: profili metallici in acciaio o alluminio di tipo commerciale, sui quali vengono fissati i moduli fotovoltaici.

La varietà delle strutture che sostengono i manti di copertura che si registra nel territorio italiano, crea una certa difficoltà nella standardizzazione degli elementi di aggancio alla soletta o all'orditura; inoltre, alla varietà di tecniche di realizzazione delle strutture, che hanno quindi impatto sulla conformazione delle staffe, si aggiunge una notevole varietà di manti di copertura con sagome (altezze, profondità, agganci) ben diverse (tegola romana, doppia romana, portoghese, marsigliese, canadese, coppo ecc.).

Quando il tetto si presenta senza falda e quindi piano (a terrazzo), le soluzioni tecniche riguardano più che altro il tipo di aggancio delle strutture al tetto.

Le tipologie di tetto piano sono sostanzialmente tre: copertura in piastrelle di cemento, copertura in guaina bituminosa, e copertura in guaina con strato di ghiaia.

PREGI	DIFETTI
<ul style="list-style-type: none"> - Utilizzo di superfici marginali - Grande quantità di superfici adatte allo scopo - Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici, quando presenti, poco visibili - Risultati estetici di pregio, soprattutto nel caso in cui l'impianto sia ad alta integrazione architettonica 	<ul style="list-style-type: none"> - La potenza dell'impianto è limitata dalla superficie di falda disponibile (canne fumarie, lucernari ecc.) - Non è possibile scegliere l'inclinazione e l'orientamento dei moduli fotovoltaici - Il processo di standardizzazione delle strutture di sostegno non è agevole a causa dei molteplici tipi di copertura che è possibile incontrare nell'edilizia residenziale

Tabella 3.4 – Pregi e difetti nell'uso dei tetti a falda per il posizionamento del generatore fotovoltaico

3.2.2. Architettura industriale: costruire sui capannoni

Spesso le coperture dei capannoni industriali offrono possibilità che possono essere facilmente utilizzate per ospitare generatori fotovoltaici; trattandosi in genere di ampie superfici, non sono tali da costruire un limite alla potenza di progetto.



Figura 3.5 – Impianto fotovoltaico su capannone

Il caso più comune è rappresentato dagli SHED, ossia da lucernari con la superficie vetrata verticale rivolta a Nord, per evitare che la luce solare entrando direttamente possa generare effetti di abbagliamento all'interno. Verso Sud, gli shed offrono una superficie inclinata che può essere sfruttata per alloggiare dei moduli fotovoltaici.

3.2.3. Sistemi fotovoltaici integrati

Per sistemi fotovoltaici integrati si intendono quelle realizzazioni in cui il prodotto fotovoltaico risulta un elemento sostitutivo (non aggiuntivo, come nei sistemi retrofit prima visti) di un elemento di edilizia tradizionale, come le tegole costituenti la copertura di una falda o una superficie cieca di una facciata (tamponamento) o, ancora, una finestra semitrasparente.

L'integrazione con gli elementi di edilizia presenti deve comunque essere finalizzata ad ottenere un risultato che garantisca durabilità, stabilità strutturale, aspetto estetico soddisfacente, applicabilità e manutenibilità.

Le caratteristiche dei moduli fotovoltaici commerciali non soddisfano quasi mai i concetti legati ad un corretto impiego nelle applicazioni architettoniche: i moduli in silicio cristallino sono ammissibili ad elementi come superfici vetrate (vetro strutturale, serramentistica tradizionale) o elementi opachi di tamponamento, mentre i moduli in amorfo su supporto flessibile sono ammissibili a guaine di rivestimento con il vincolo di potersi flettere solo in una direzione.

3.2.3.1. Facciate

Nel corso degli anni l'evoluzione della progettazione solare delle facciate, ha portato a soluzioni tecniche sempre più raffinate ed efficienti, complice anche un decremento del costo del fotovoltaico, che consente più gradi di libertà nelle scelte degli architetti. Si è quindi passati dal progettare le facciate avendo come elemento vincolante il modulo fotovoltaico commerciale (opaco, rettangolare, dimensioni standard, colore standard, con cornice) che non consentiva l'applicazione come prima pelle dell'edificio, fino all'applicare moduli personalizzati (trasparenze personalizzate, senza cornice, sagome qualsiasi, isolati termicamente, colori a scelta) di compensazione identica all'analoga vetrata classica, dove anche il vincolo della planarità va scomparendo con i film sottili su substrato flessibile.

3.2.3.2. Tetti integrati

I tetti fotovoltaici integrati prevedono l'installazione di moduli fotovoltaici realizzati in modo tale da essere funzionalmente delle vere tegole. Il panorama dei prodotti presenti sul mercato è ampio e può essere riassunto in due categorie: tegole fotovoltaiche e sistema di copertura attiva.

La categoria dei prodotti “tegola”, propone prodotti fotovoltaici che assomigliano a vere tegole; alcuni prodotti sono tegole di sagoma simile a quelle tradizionali con inserite celle fotovoltaiche.



Figure 3.6 – Tetti con tegole fotovoltaiche canadesi e a coppo

Il vantaggio di queste soluzioni sta nella somiglianza con il prodotto tradizionale che si paga con una complessità nel montaggio e, soprattutto, di cablaggio elettrico.

Questo problema è stato superato dalla tegola canadese, che si presenta come una striscia di circa 2 metri per 13 cm composta da 13-15 tegole su substrato flessibile, che vengono posate inchiodando le strisce su di un tavolato in legno.

Giusto sottolineare infine che, al pari delle facciate già descritte precedentemente, vengono realizzate con soluzioni tecniche ancora più complesse anche copertura attiva integrate semitrasparenti.

3.2.3.3. Piastrelle fotovoltaiche e facciate ventilate

Si chiamano piastrelle con superficie funzionalizzata, e sono piastrelle fotovoltaiche ovvero in grado di produrre energia elettrica e vengono utilizzate per ricoprire le facciate degli edifici.



Figura 3.7 – Piastrelle fotovoltaiche

La piastrella sottoposta all'esposizione solare produce energia che può essere utilizzata ad esempio per illuminare l'edificio. Strutturalmente è costituita da vari strati in superficie, di cui i più esterni sono uno strato di silicio e un film protettivo per garantire la resistenza e la durata del prodotto.

Sempre in questo ambito, è stato inoltre realizzato un prototipo di mattonella in grado di assorbire le polveri sottili disperse nell'aria. In questo caso accanto al risparmio energetico la piastrella garantirebbe anche la salute dell'ambiente.

A prescindere poi da queste novità, attenzione deve essere posta alla posa delle piastrelle. Difatti anche solo la posatura delle piastrelle è in grado di garantire un risparmio energetico, si tratta delle cosiddette facciate ventilate, dove i rivestimenti esterni non sono applicati direttamente sulla parete, ma su una specie di griglia che forma una camera d'aria, un'intercapedine tra la parete e il rivestimento. Questa camera d'aria isola termicamente gli interni, sia dal caldo che dal freddo, garantendo oltre al risparmio energetico, una migliore qualità della vita domestica.

3.2.4. Nuove frontiere fotovoltaiche

3.2.4.1. Arredo urbano polifunzionale

L'utilizzo del fotovoltaico inserito in elementi di arredo urbano costituisce una tendenza progettuale che va sempre più diffondendosi, tanto che agli ormai "tradizionali" lampioni fotovoltaici si sono affiancate, in questi ultimi anni, innumerevoli altre applicazioni visibili in giro per il mondo.

Capita sempre più frequentemente di vedere pensiline per parcheggi o per fermate d'autobus extra-urbane con copertura attiva (adibita alla produzione di energia), insegne commerciali, segnalazioni per la viabilità con alimentazione fotovoltaica dei led ad alta efficienza e postazioni telefoniche o miniponti radio con i moduli fotovoltaici.

Come si può notare, in alcune delle applicazioni elencate l'impianto fotovoltaico rappresenta un sistema polifunzionale, dove cioè lo scopo nell'uso della tecnologia solare non è solo la produzione di energia elettrica per i servizi elettrici locali, ma si estende anche alla sostituzione di elementi che comunque sarebbero presenti (per esempio, nel caso delle pensiline, la copertura).

Esistono poi applicazioni di piccola potenza che si stanno imponendo come alternativa ad altre senza alimentazione elettrica: un esempio, sono le piastrelle segnapasso degli attraversamenti viari o pedonali, in cui l'elemento rinfrangente è sostituito da led intermittenti ad alta efficienza, mentre nel corpo superiore della piastrella è stata inserita una celletta in grado di tenere carica la batteria interna a pastiglia.



Figura 3.8 – Piastrelle segnapasso e lampade da giardino

3.2.4.2. Barriere fonoassorbenti fotovoltaiche

Fra le applicazioni elencate, l'integrazione dei sistemi fotovoltaici nelle barriere antirumore consente di utilizzare una superficie marginale già di per sé ad alto impatto visivo. I moduli fotovoltaici sono direttamente impiegati in sostituzione o in integrazione dei pannelli antirumore, riducendo l'onere economico complessivo della struttura.

Le prospettive di mercato per questa applicazione risultano seconde in volume solo a quelle relative ai tetti fotovoltaici; il potenziale complessivo risulta pari circa 580 MWp lungo la rete viaria e circa 215 MWp lungo i percorsi ferroviari.

Nel 2009 è stata realizzata da Autostrada del Brennero, in collaborazione con il Comune di Isera, la prima barriera antirumore fotovoltaica ad alta efficienza d'Italia.

Questa barriera fonoassorbente a protezione dell'abitato di Marano, realizzata in fregio alla carreggiata sud dell'Autobrennero, risponde ad una duplice finalità: da un lato, in ottemperanza al Piano di contenimento ed abbattimento del rumore, protegge le abitazioni del Comune d'Isera (TN) dall'inquinamento acustico prodotto dal traffico autostradale; dall'altro, grazie ad un rivestimento in pannelli fotovoltaici in silicio monocristallino di 5.036 metri quadrati (l'impianto fotovoltaico cioè sfrutta, come sistema di sostegno, la struttura della barriera antirumore), produce elettricità sfruttando l'energia solare.

La barriera è particolarmente efficace dal punto di vista fotovoltaico grazie all'adozione di una sezione trasversale costituita da due tratti a diversa inclinazione, a 60° e 35°.

Secondo le stime dei consumi "totali" di energia elettrica per abitanti in Trentino Alto Adige, la barriera può soddisfare i consumi domestici di circa 600 abitanti del vicino Comune di Isera.

La potenza di picco complessiva del generatore è data da circa 3.900 moduli da 185

Wp cadauno, per un totale di circa 730 KWp ed una produttività annua pari a circa 689.000 KWh.

Data l'estensione del "campo fotovoltaico", lo stesso è stato suddiviso in 6 sottocampi di potenza e lunghezza pressoché uguale.

Per quanto attiene l'aspetto elettrico, data la potenza del generatore, la trasmissione dell'energia prodotta e la cessione della stessa alla rete pubblica, avviene con linee in media tensione, tramite la trasformazione della tensione di campo da 230V a 20.000V.

Dal punto di vista economico, le barriere fonoassorbenti fotovoltaiche meritano qualche considerazione puntuale. Per una valutazione quantitativa occorre suddividere i casi in cui l'elemento fotovoltaico è in aggiunta all'elemento acustico e quindi si parla di extracosto, valutabile unicamente in relazione al disegno della batteria e dal sito di installazione (valore dell'energia elettrica prodotta). Rispetto al prodotto commerciale l'extracosto è valutabile in una forbice di costo variabile tra 100-150 €/m² per l'amorfo (1 m² = 65 W) e 150-250 €/m² per il cristallino (1 m² = 110 W). Nel caso in cui il fotovoltaico risulti in parziale integrazione o sostituzione occorre personalizzare il calcolo sui costi evitati tipici di ogni pannellatura acustica (metallo più coibente, metalcrlato, vegetale).



Figura 3.9 – Barriera fonoassorbente in Trentino

CAPITOLO 4

ANALISI ECONOMICA FINANZIARIA

4.1. Valorizzazione dell'energia fotovoltaica

La valorizzazione economica dell'energia prodotta da un impianto fotovoltaico si compone, oltre che dalla parte relativa all'energia prodotta, la quale è remunerata mediante la tariffa incentivante, anche di quanto attiene all'utilizzo successivo: autoconsumo, vendita o scambio sul posto.

L'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico viene dunque, in prima istanza, misurata all'uscita del gruppo di conversione (inverter) per essere valorizzata in conto energia mediante la tariffa incentivante. Tale remunerazione in conto energia R_c risulta essere pari a:

$$R_c = \text{Energia prodotta} \times \text{Tariffa incentivante}$$

La stessa energia può poi essere del tutto o in parte autoconsumata, andando quindi a costituire un risparmio R_a pari a:

$$R_a = \text{Energia autoconsumata} \times \text{Prezzo di acquisto dell'energia}$$

Non sempre però è possibile autoconsumare tutta l'energia prodotta e quindi, in questi casi, occorre prevedere che una parte più o meno consistente di energia possa essere venduta. Vi sono poi impianti dedicati unicamente alla vendita, per i quali la frazione autoconsumata è trascurabile rispetto al totale. In entrambi i casi, la vendita di energia alla rete dà luogo ad una remunerazione pari a R_v , da calcolarsi come:

$$R_v = \text{Energia venduta} \times \text{Prezzo di vendita dell'energia}$$

La remunerazione complessiva R_t dell'energia prodotta da un impianto fotovoltaico è allora pari a:

$$R_t = R_c + R_a + R_v$$

4.1.1. Tariffa incentivante del conto energia

Chi produce energia elettrica mediante l'installazione di un impianto fotovoltaico che sfrutta l'energia del sole, e che quindi produce energia da fonte rinnovabile e non inquinante, può accedere ai finanziamenti statali per la remunerazione dei chilowattora (KWh) prodotti a un prezzo superiore a quello di mercato, per un periodo di venti anni. In questo modo chi ha installato un impianto con pannelli fotovoltaici e produce energia elettrica per il suo autoconsumo (o anche un surplus), non dovrà più pagare le

bollette della luce all'azienda distributrice dell'energia (fermo restando le spese fisse all'anno, di qualche decina di euro). Infatti, per un periodo di venti anni, incasserà un contributo (chiamato "incentivo finanziario statale") direttamente proporzionale alla quantità di energia prodotta. L'energia in più prodotta da un impianto fotovoltaico grid-connected, viene quindi venduta all'azienda distributrice dell'energia stessa.

Il GSE (Gestore Servizi Energetici) inoltre ha incluso le seguenti direttive per accedere agli incentivi: per gli impianti di piccole dimensioni (fino a 200 KW per scambio sul posto e fino a 1MW su edifici, pubbliche amministrazioni) non esiste un limite di impianti che verranno incentivati, quindi tutti potranno usufruire del conto energia. Gli impianti di grandi dimensioni invece avranno un tetto massimo, dopo di che il GSE non erogherà più incentivi.

Inoltre sono previsti ulteriori incentivi per situazioni particolari come:

- Impianti realizzati in piccoli comuni (minori di 5000 residenti): +5% sugli incentivi.
- Impianti installati in zone decadenti (zone industriali, cave, siti contaminati): +5%.
- Per la sostituzione dell'amianto: +0,05 Kw.
- Se il 60% dell'investimento sui componenti è prodotto in Europa: +10%.

Periodo	Primo semestre		Secondo semestre	
	Su edifici	altri	Su edifici	altri
$P \leq 3$	0,274	0,240	0,252	0,221
$3 < P \leq 20$	0,247	0,219	0,227	0,202
$20 < P \leq 200$	0,233	0,206	0,214	0,189
$200 < P \leq 1000$	0,244	0,172	0,202	0,155
$1000 < P \leq 5000$	0,182	0,156	0,164	0,140
$P \geq 5000$	0,171	0,148	0,154	0,133

Tabella 4.1 – Tariffe del GSE 2012 (€/kWh)

Le tariffe riconosciute agli impianti in esercizio ai sensi del decreto 19 febbraio 2007, variabili in funzione della classe di potenza degli impianti e del livello d'integrazione architettonica, sono riportate nella tabella 4.2.

La tariffa incentivante varia a seconda della classe di potenza dell'impianto e del livello di integrazione architettonica ottenuto.

<i>Tipologia specifica</i>	<i>Descrizione</i>
1	<i>Moduli fotovoltaici su tetti piani e terrazze di edifici e fabbricati. Se è presente una balaustra perimetrale, la quota massima deve risultare non superiore all'altezza minima della stessa balaustra;</i>
2	<i>Moduli su tetti, coperture, facciate, balaustre o parapetti di edifici e fabbricati in modo complanare alla superficie di appoggio senza la sostituzione dei materiali che costituiscono le superfici di appoggio delle stesse;</i>
3	<i>Moduli installati su elementi di arredo urbano, barriere acustiche, pensiline, pergole e tettoie in modo complanare alla superficie di appoggio senza la sostituzione dei materiali che costituiscono le superfici d'appoggio stesse;</i>

Tabella 4.2 - Tipologie di interventi valide ai fini del riconoscimento della parziale integrazione architettonica

Tipologia specifica	Descrizione
1	Sostituzione dei materiali di rivestimento dei tetti, coperture, facciate di edifici e fabbricati con moduli fotovoltaici aventi la medesima inclinazione e funzionalità architettonica della superficie rivestita
2	Pensiline, pergole e tettoie in cui la struttura di copertura sia costituita dai moduli fotovoltaici
3	Porzioni della copertura di edifici in cui i moduli sostituiscano il materiale trasparente o semitrasparente atto a permettere l'illuminamento naturale di uno o più vani interni
4	Barriere acustiche in cui parte dei pannelli fonoassorbenti siano costituiti da moduli fotovoltaici
5	Elementi di illuminazione in cui la superficie esposta alla radiazione solare degli elementi riflettenti sia costituita da moduli fotovoltaici
6	Frangisole, balaustre, finestre e persiane i cui elementi strutturali siano costituiti moduli fotovoltaici e dai relativi sistemi di supporto
7	Qualsiasi superficie descritta nelle tipologie precedenti sulla quale i moduli fotovoltaici costituiscano rivestimento o copertura aderente alla superficie stessa

Tabella 4.3. – Tipologie di interventi valide ai fini del riconoscimento dell'integrazione architettonica

Al fine invece riconoscimento, dell'integrazione architettonica, l'impianto deve rientrare in una delle tipologie specifiche riportate in tabella 4.3.

La tariffa incentivante è quindi riconosciuta per un periodo di 20 anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ed è costante in moneta corrente per tale

periodo. Le tariffe incentivanti sono inoltre incrementate del 5% (con arrotondamento commerciale alla terza cifra decimale) nei seguenti casi, non cumulabili fra loro:

- Impianti maggiori di 3 kW di potenza non integrati architettonicamente, i cui soggetti responsabili impiegano l'energia elettrica prodotta in modo tale da conseguire il titolo di autoproduttori (autoconsumo non inferiore al 70% dell'energia prodotta);
- Impianti i cui soggetti responsabili sono scuole pubbliche o paritarie di qualunque ordine e grado o strutture sanitarie pubbliche;
- Impianti integrati architettonicamente, in cui si abbia la sostituzione di coperture in eternit o comunque contenenti amianto realizzato in superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati o strutture edilizie di destinazione agricola;

Per gli impianti fotovoltaici operanti in regime di scambio sul posto e che alimentano, anche parzialmente, utenze ubicate all'interno o asservite a unità immobiliari di edifici, è prevista l'applicazione di un premio aggiuntivo abbinato all'esecuzione di interventi che conseguono una riduzione del fabbisogno energetico degli edifici. Tale premio consiste in una maggiorazione percentuale della tariffa, pari alla metà della percentuale di riduzione del fabbisogno di energia conseguita e certificata.

4.1.2.Scambio sul posto e ritiro dedicato

Lo scambio sul posto è un meccanismo che permette, in generale, di immettere in rete l'energia elettrica prodotta ma non immediatamente autoconsumata, per poi prelevarla in un momento successivo per soddisfare i propri consumi.

Questo meccanismo consente la compensazione tra il valore associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete, e il valore associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

Ogni singolo impianto deve possedere i requisiti necessari per avere diritto ad accedere allo scambio sul posto. Inoltre lo scambio sul posto, viene ora gestito da un unico soggetto intermediario, ossia il GSE. Con questo nuovo sistema, il produttore paga integralmente al distributore di energia elettrica il valore dell'energia prelevata, come riportato nella bolletta. Il GSE a sua volta, eroga al produttore un contributo in conto scambio, che tiene invece conto dell'energia immessa in rete.

La modifica più sostanziale, rispetto alla vecchia normativa, consiste nell'abolizione del "net-metering", e quindi non viene più effettuata la somma algebrica tra l'energia prelevata e quella immessa.

Si tiene ora invece conto:

- Del valore economico dell'energia elettrica immessa in rete, calcolata alle condizioni del ritiro dedicato;
- Del valore economico dell'energia elettrica prelevata dalla rete, corrispondente alla tariffa di vendita del kWh della componente energia della bolletta elettrica;
- Degli oneri relativi ai servizi di trasporto e di dispacciamento dell'energia elettrica (oneri di accesso alla rete, nei limiti della quantità dell'energia elettrica scambiata).

Il regime di cessione dell'energia elettrica mediante ritiro dedicato rappresenta una modalità semplificata a disposizione dei produttori per la vendita al GSE dell'energia elettrica immessa in rete, in alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita diretta in borsa. Il regime di ritiro dedicato avviene al prezzo che si forma sul mercato elettrico (prezzo zonale orario), corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo produttore; il costo del servizio è di 0.5% del controvalore dell'energia elettrica ritirata (fino a un massimo di 3500€ all'anno per impianto).

Produzione [MWh/anno]		Minimo garantito [€/MWh]
Da	A	
0	500	103,4
500	1000	87,2
1000	2000	76,2
2000	-	Prezzo zonale

Tabella 4.4 – Tariffe minime garantite per il ritiro dedicato per il 2011

Per il calcolo dell'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico, è possibile considerare, dati i fini generali di questa analisi, un valore di riferimento (detto indice di prestazione IP), tipico del luogo di installazione, che rappresenta la capacità produttiva dell'impianto, espressa in kWh/anno per kWp di potenza nominale installata.

Per impianti fotovoltaici convenzionali (celle in silicio mono/poli-cristallino):

per il Nord Italia, IP = 1100 kWh/kWp

per il Sud Italia, IP = 1400 kWh/kWp

Effettuando un'analisi sull'intera vita utile dell'impianto, è necessario considerare anche il deperimento delle prestazioni dell'impianto nel tempo: considerando il rendimento dei moduli fotovoltaici come fattore primario (anche se non unico) delle prestazioni

complessive dell'impianto, è possibile esprimere l'indice di prestazione dell'impianto nel tempo come segue:

$$IP_t = \frac{IP(1 - PDC)}{1 - PDT} (t - 1) + IP, \quad t > 1$$

IP_t = indice di prestazione al periodo t ;

PDT = Performance Derating Time, rappresenta l'orizzonte temporale (in anni) per il quale viene certificata la prestazione dei moduli FV;

PDC = Performance Derating Coefficient, rappresenta il coefficiente di prestazione dell'impianto, rispetto alle prestazioni nominali, dopo PDT anni di funzionamento.

Possiamo allora riassumere i parametri più comuni per analizzare l'investimento:

- Producibilità annua dell'impianto [kWh/kWp x anno] con valori che vanno da 1100 per il Nord Italia ai 1400 del Sud Italia;
- Vita utile dell'impianto [anni] che si attesta ai 20 anni;
- Efficienza nel tempo dei moduli fotovoltaici (pari all'80% dell'efficienza nominale al 20° anno);
- Costo annuo di manutenzione (pari all'1% del costo dell'impianto);
- Aliquota fiscale per aziende pari al 30%;
- Ammortamento fiscale dell'impianto (9% annuo per 10 anni);
- Tasso di inflazione annuo del 3%.

4.2. Analisi economico-finanziaria di un impianto di grande taglia

Generalmente si presenta un Business Plan relativo alla realizzazione di un impianto, esempio da 1 MWp su copertura utilizzando tecnologia cristallina.

Indicazioni generali:

- I ricavi della vendita dell'energia prodotta si sommano economicamente con l'incentivo pubblico erogato dal GSE a fronte di ogni kWh prodotto dall'impianto;
- L'investimento prevede un RISCHIO IMPRENDITORIALE contenuto, in quanto i flussi di cassa sono garantiti dalla presenza dell'incentivo per 20 anni e dal contratto di cessione di energia alla rete stipulato col gestore locale per tutta la durata del servizio dell'impianto;
- La leva finanziaria per lo schema di supporto è ottenibile presso gli istituti di credito o società di leasing che spesso dispongono di prodotti già definiti;
- Il rischio tecnico è strettamente legato alla scelta dei partner tecnologici. Risulta quindi necessario saper scegliere i partner tecnologici, essere accorti nella stesura dei contratti e avere la capacità di negoziare i termini di qualità dei prodotti e le garanzie di fornitura in funzione delle prestazioni nel tempo;
- La performance economica del progetto è legata agli oneri legati alle immobilizzazioni materiali, in quanto gli altri parametri che animano i flussi di cassa sono vincolati (i ricavi dall'incentivo e dal prezzo di cessione dell'energia, l'irraggiamento solare dalle condizioni meteo tipiche del luogo, la vita utile dai limiti tecnologici).

Oltre a quanto premesso, le ipotesi di analisi sono relative a:

1. Esercizio e manutenzione: la bancabilità dell'iniziativa è anche legata all'accensione di un contratto di manutenzione con garanzia di disponibilità dell'impianto e penali per il mancato raggiungimento degli obiettivi contrattuali. L'esercizio completamente automatico dell'impianto, non prevede presidio e quindi nessuna spesa di personale in sito. Per un corretto funzionamento e per assicurare un alto livello di disponibilità è indispensabile predisporre il telecontrollo da remoto e l'elaborazione dei dati di esercizio in modalità 7/24 (giornaliero/tutte le ore).
2. Vita utile dell'impianto: il Business Plan può prevedere un piano di valutazione sui 20 anni (legato alla durata dell'incentivo), 25 anni (legata alla garanzia rilasciata da parte del Costruttore sulla prestazione del generatore fotovoltaico) o per 30 anni legato all'affitto dei terreni.

3. Tempistica realizzativa: un impianto di grande taglia (>100 kW) installato sulle coperture, esige tempi d'installazione di circa 1,5 mesi a MW. A questi si devono aggiungere i tempi di progettazione e procurement, stimabili in circa 4 mesi, per un totale di circa 6 mesi. Ovviamente impianti plurimegawatt hanno tempi di progettazione non proporzionali.
4. Piano di Committenza: si è ipotizzato di realizzare l'opera attraverso un General Contractor ed un contratto EPC (Engineering, Procurement & Construction) con garanzia sul Performance Ratio di 2 anni dall'entrata in esercizio.

4.2.1. Analisi di sensibilità sul TIR di progetto

L'analisi di sensibilità è opportuno che sia condotta sui due parametri che influenzano maggiormente gli indici economici di prestazione dell'iniziativa:

- prezzo di acquisto del modulo fotovoltaico;
- ore equivalenti di sole (ESH)

Questo tipo di analisi deve essere sempre in sede di costruzione dell'iniziativa fotovoltaica, in quanto le ore equivalenti di sole sono legate all'irraggiamento del sito che a seconda della banca dati utilizzata può essere anche diverso.

Per semplicità, l'analisi di sensibilità è sviluppata per il solo indice economico TIR.

4.3. Impianto di proprietà

Riguardo l'impianto fotovoltaico, posso apportare alcuni dati direttamente dalla mia esperienza personale, visto che nell'agosto del 2009 è stato installato sul tetto dell'abitazione di famiglia un impianto da 4,2 kWp. Dopo tutta questa trattazione di carattere teorico, è possibile quindi vedere in questa tabella i principali dati di un impianto comunemente installato (dati relativi all'anno 2009):

Consumo energetico annuo	kWh/anno	6.000,00
Potenza nominale impianto fotovoltaico	kWp	4,20
Costo impianto al kWp	€/kWp	4.850,00
I.V.A. impianto	%	10%
Costo complessivo dell'impianto	€	22.407,00
Costo medio attuale dell'energia elettrica	€/kWh	0,24
I.V.A. energia elettrica	%	10%
Costo medio attuale dell'energia elettrica (ivato)	€/kWh	0,264
Aumento annuo medio dell'energia elettrica	%	3%
Inflazione media annua presunta	%	3%
Producibilità energetica annua per kWp	kWh/a/kWp	1.100,00
Producibilità energetica annua impianto	kWh/anno	4.620,00
Riduzione annua efficienza moduli FV	%	0,8%
Costo assicurazione annua (% costo impianto)	%	0,35%
Costo assicurazione annua	€	78,42
Costo manutenzione annua (% costo impianto)	%	0,00%
Costo manutenzione annua	€	0,00
Emissioni evitate CO2 ogni anno (equiv. termoelettrica)	t/anno	2,31
Emissioni evitate CO2 in 20 anni	t	46,20
Tariffa incentivante applicabile	€/kWp	0,451
Premio smaltimento amianto	%	0%
Tasso d'interesse FISSO del mutuo	%	0,00%
Durata del mutuo	anni	0
Spese bancarie istruttoria	%	0,00%
Spesa Notaio per "cessione credito"	€	0,00

Tabella 4.5 – Dati dell'impianto

Come visto nel paragrafo 4.1.1. infatti, dopo il Decreto del febbraio 2007, le tariffe incentivanti per il biennio successivo erano:

Tariffe incentivanti (€) e tipologia impianto (Decreto 19 febbraio 2007)				
ANNO	Non integrato	Parzialmente integrato	Integrato	P (kWp)
2008	0,400	0,440	0,490	P<3
	0,380	0,420	0,460	3<P≤20
	0,360	0,400	0,440	P>20
2009	0,392	0,431	0,480	P<3
	0,372	0,412	0,451	3<P≤20
	0,353	0,392	0,431	P>20

Tabella 4.6 – Tariffe incentivanti e tipologia d'impianto

Dai dati della tabella, e dalla tipologia di installazione nel tetto, attivando l'impianto nel 2009 percepiamo un incentivo pari a 0,451 € per kW prodotto, e il nostro impianto è totalmente integrato con la falda.

Anno	RICAVI					COSTI OPERATIVI			UTILI		FINANZIAMENTO		
	Prod. energ. annua (kWh/anno)	Incentivo conto energia €	C. energia stimato €/kWh	Ene risparmi. €	Totale ricavi €	C. assicur. €	C. man. ut. €	Tot costi operativi €	Utile Annuo €	Utile Annuo Cumulativo €	Rata annuale mutuo €	Residuo annuo €	Residuo annuo cumul. €
0	0	0,00	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
1	4.620	2.083,62	0,264	1.219,68	3.303,30	78,42	0,00	78,42	3.224,88	3.224,88	#NUM!	#NUM!	#NUM!
2	4.583	2.066,74	0,272	1.246,09	3.312,84	80,78	0,00	80,78	3.232,06	6.456,94	#NUM!	#NUM!	#NUM!
3	4.545	2.050,00	0,280	1.273,08	3.323,08	83,20	0,00	83,20	3.239,88	9.696,82	#NUM!	#NUM!	#NUM!
4	4.509	2.033,40	0,288	1.300,65	3.334,05	85,70	0,00	85,70	3.248,35	12.945,17	#NUM!	#NUM!	#NUM!
5	4.472	2.016,93	0,297	1.328,82	3.345,75	88,27	0,00	88,27	3.257,48	16.202,65	#NUM!	#NUM!	#NUM!
6	4.436	2.000,59	0,306	1.357,60	3.358,19	90,92	0,00	90,92	3.267,27	19.469,92	#NUM!	#NUM!	#NUM!
7	4.400	1.984,38	0,315	1.387,00	3.371,39	93,64	0,00	93,64	3.277,74	22.747,67	#NUM!	#NUM!	#NUM!
8	4.364	1.968,31	0,325	1.417,04	3.385,35	96,45	0,00	96,45	3.288,90	26.036,56	#NUM!	#NUM!	#NUM!
9	4.329	1.952,37	0,334	1.447,73	3.400,10	99,35	0,00	99,35	3.300,75	29.337,31	#NUM!	#NUM!	#NUM!
10	4.294	1.936,55	0,344	1.479,08	3.415,63	102,33	0,00	102,33	3.313,31	32.650,62	#NUM!	#NUM!	#NUM!
11	4.259	1.920,87	0,355	1.511,11	3.431,98	105,40	0,00	105,40	3.326,58	35.977,21		€ 3.326,58	#NUM!
12	4.225	1.905,31	0,365	1.543,84	3.449,15	108,56	0,00	108,56	3.340,59	39.317,80		€ 3.340,59	#NUM!
13	4.190	1.889,88	0,376	1.577,27	3.467,15	111,81	0,00	111,81	3.355,34	42.673,13		€ 3.355,34	#NUM!
14	4.156	1.874,57	0,388	1.611,43	3.486,00	115,17	0,00	115,17	3.370,83	46.043,96		€ 3.370,83	#NUM!
15	4.123	1.859,38	0,399	1.646,33	3.505,72	118,62	0,00	118,62	3.387,09	49.431,06		€ 3.387,09	#NUM!
16	4.089	1.844,32	0,411	1.681,99	3.526,31	122,18	0,00	122,18	3.404,13	52.835,18		€ 3.404,13	#NUM!
17	4.056	1.829,38	0,424	1.718,41	3.547,80	125,85	0,00	125,85	3.421,95	56.257,13		€ 3.421,95	#NUM!
18	4.023	1.814,57	0,436	1.755,63	3.570,19	129,62	0,00	129,62	3.440,57	59.697,70		€ 3.440,57	#NUM!
19	3.991	1.799,87	0,449	1.793,65	3.593,52	133,51	0,00	133,51	3.460,01	63.157,71		€ 3.460,01	#NUM!
20	3.959	1.785,29	0,463	1.832,50	3.617,78	137,52	0,00	137,52	3.480,27	66.637,98		€ 3.480,27	#NUM!
21	3.926		0,477	1.872,18	1.872,18	141,64	0,00	141,64	1.730,54	68.368,52		€ 1.730,54	#NUM!
22	3.895		0,491	1.912,73	1.912,73	145,89	0,00	145,89	1.766,84	70.135,35		€ 1.766,84	#NUM!
23	3.863		0,506	1.954,15	1.954,15	150,27	0,00	150,27	1.803,88	71.939,23		€ 1.803,88	#NUM!
24	3.832		0,521	1.996,47	1.996,47	154,78	0,00	154,78	1.841,70	73.780,93		€ 1.841,70	#NUM!
25	3.801		0,537	2.039,71	2.039,71	159,42	0,00	159,42	1.880,29	75.661,22		€ 1.880,29	#NUM!
26	3.770		0,553	2.083,89	2.083,89	164,20	0,00	164,20	1.919,68	77.580,90		€ 1.919,68	#NUM!
27	3.739		0,569	2.129,02	2.129,02	169,13	0,00	169,13	1.959,89	79.540,79		€ 1.959,89	#NUM!
28	3.709		0,586	2.175,12	2.175,12	174,20	0,00	174,20	2.000,92	81.541,71		€ 2.000,92	#NUM!
29	3.679		0,604	2.222,23	2.222,23	179,43	0,00	179,43	2.042,80	83.584,51		€ 2.042,80	#NUM!
30	3.649		0,622	2.270,36	2.270,36	184,81	0,00	184,81	2.085,54	85.670,05		€ 2.085,54	#NUM!

Tabella 4.7 – Flusso di cassa per l'investimento

Come detto precedentemente questo incentivo avrà durata di 20 anni, smetterà quindi nel 2029, ma la produzione può protrarsi anche oltre.

Con una rapida occhiata si può vedere, dalle varie tabelle, che il costo complessivo dell'impia edell'impianto risulta di 22407 *Digitare l'equazione qui*. dell'impianto è 22.407,00 €, e che tra incentivi erogati dal conto energia e dal risparmio in bolletta, il periodo stimato per ripagare l'investimento è fissato al settimo anno, dove l'utile anno cumulativo arriva a 22.747,67 €.

Nella tabella 4.8, vediamo invece l'andamento del flusso di cassa tramite un istogramma, che evidenzia la vantaggiosità e la stima del guadagno nei prossimi anni.

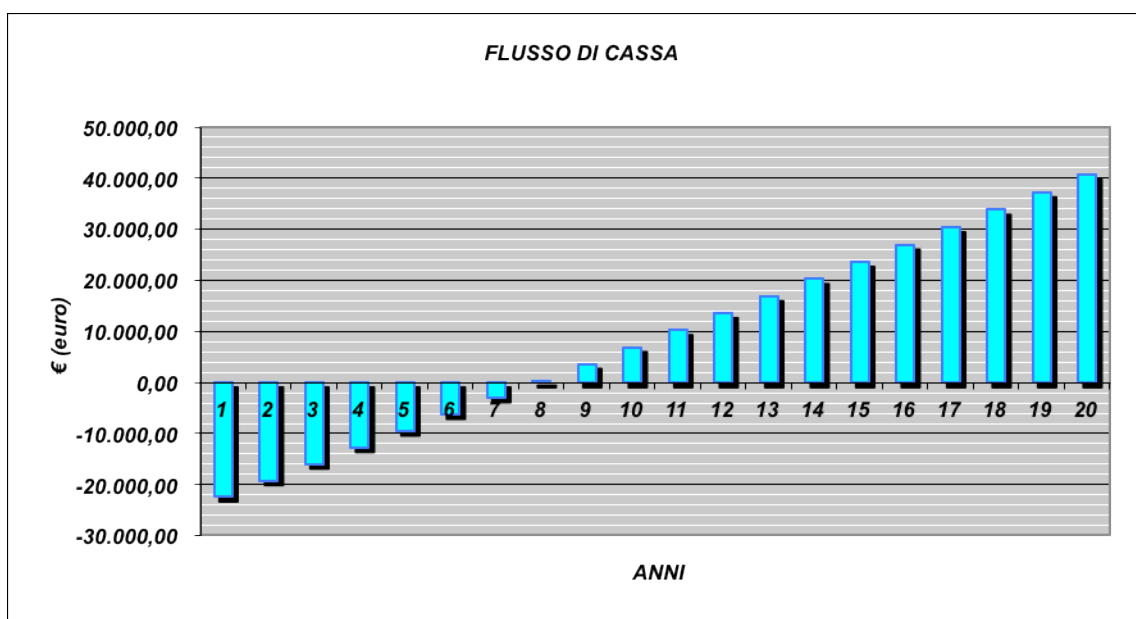


Tabella 4.8 – Istogramma del flusso di cassa



Figura 4.9 – Impianto sulla falda

4.3.1. Descrizione dell'impianto

L'impianto fotovoltaico è costituito da n°1 generatori fotovoltaici, composti da n° 21 moduli fotovoltaici (10 nella stringa superiore e 11 nella stringa inferiore) e da n° 1 inverter, con classificazione architettonica Integrato.

La potenza nominale complessiva è di 4,2 kWp per una produzione di 4.564,1 kWh annui distribuiti su una superficie di 29,4 m².

Modalità di connessione alla rete Monofase in Bassa tensione con tensione di fornitura 230V.

L'impianto riduce le emissioni inquinanti in atmosfera secondo la seguente tabella annuale:

Equivalenti di produzione termoelettrica	
Anidride solforosa (SO ₂)	3,01 Kg
Ossidi di azoto (NO _x)	1,88 Kg
Polveri	0,09 Kg
Anidride carbonica (CO ₂)	2,26 t

Equivalenti di produzione geotermica	
Idrogeno solforato (H ₂ S) (fluido geotermico)	0,91 Kg
Anidride carbonica (CO ₂)	0,09 t

Tonnellate equivalenti di petrolio (TEP)	1,14 TEP
--	----------

Tabella 4.10 – Emissioni inquinanti in atmosfera

Il campo fotovoltaico sarà esposto con un orientamento di -30,00° (azimut) rispetto al sud e avrà un'inclinazione rispetto all'orizzonte di 18,00° (tilt).

Il generatore è composto da n°21 moduli del tipo Silicio policristallino con una vita utile stimata di oltre 20 anni senza degrado significativo delle prestazioni.

La produzione di energia del generatore fotovoltaico è condizionata da alcuni fattori di ombreggiamento che determinano una riduzione dell'irraggiamento solare nella misura del 0,84%.

L'energia totale prodotta dall'impianto alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m² a 25°C di temperatura) si calcola come:

$$E = P * IRR / 1000 * (1 - DISP) = 4564,1 \text{ KWH}$$

Con $P = P_{\text{modulo}} * N_{\text{moduli}} = 200 \text{ Wp} * 21 = 4200 \text{ W}$

IRR = Irraggiamento medio annuo: 1344,2 kWh/m²a

DISP = Perdite di potenza ottenute da:

Perdite per ombreggiamento	0,84%
Perdite per aumento di temperatura	4,67%
Perdite di mismatching	5,00%
Perdite in corrente continua	1,50%
Altre perdite (sporcizia, tolleranze...)	5,00%
Perdite per conversione	3,80%
Perdite totali	19,15%

Tabella 4.11 – Perdite di potenza

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) rientrano nel range di accettabilità ammesso dall'inverter.

L'impianto FV-BOLLA presenta le seguenti caratteristiche:

- Latitudine: 45°23'49";
- Longitudine: 11°16'17";
- Altitudine 31 m;
- Albedo: 20%.

Tipo di integrazione:	Integrato
Tipo di installazione:	Inclinazione fissa
Orientamento (azimut):	-30°
Inclinazione (tilt):	18°
Numero di moduli:	21
Numero inverter:	1
Potenza nominale:	4200 W
Grado di efficienza:	97,7%

Tabella 4.12 – Caratteristiche del generatore

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici è messa a terra mediante appositi

scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione alle scariche di origine atmosferica.

DATI COSTRUTTIVI DEI MODULI	
Tecnologia costruttiva:	Silicio policristallino
CARATTERISTICHE ELETTRICHE	
Potenza massima:	200 Wp
Rendimento:	14,6%
Tensione nominale:	26,8V
Tensione a vuoto:	31,1V
Corrente nominale:	7,5 A
Corrente di corto circuito:	8 A
DIMENSIONE	
Dimensioni:	834 mm x 1644 mm
Peso:	17,5 Kg

Tabella 4.13 – Caratteristiche del generatore e dei moduli

4.3.1.1. Strutture di sostegno e gruppo di conversione

I moduli sono montati su dei supporti in acciaio inox aderenti al piano di copertura, avranno tutti la medesima esposizione. Gli ancoraggi della struttura sono praticati avendo cura di risparmiare la tenuta stagna dell'attuale copertura, e dovranno resistere a raffiche di vento fino alla velocità di 120 Km/h.

Il gruppo di conversione è composto dai convertitori statici (inverter).

Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza del campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Caratteristiche principali del gruppo di conversione:

- Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width-modulation), e dotato di tecnica MPPT (inseguimento della massima potenza);
- Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT;
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI;
- Conformità marchio CE;
- Efficienza massima $\geq 90\%$ al 70% della potenza nominale.

CONCLUSIONI

Analizzando tutti gli argomenti trattati, si può intuire l'importanza e le potenzialità dell'energia solare nella vita di tutti i giorni. Questa energia come abbiamo visto all'inizio della trattazione rientra nella categoria delle energie rinnovabili (ovvero quelle energie il cui utilizzo non ne pregiudica la disponibilità per le generazioni future). Attualmente l'85% del fabbisogno energetico globale, è coperto dai combustibili fossili: di questo 85% il petrolio contribuisce per il 40%, il carbone per il 26% , il gas naturale per il 23% e un ulteriore 7% viene ricavato dall'energia nucleare. Questi combustibili però, come sappiamo, contribuiscono in maniera massiccia ad incrementare la quantità di CO₂ dell'atmosfera ad oggi ritenuto il maggior responsabile del surriscaldamento globale. Il protocollo di Kyoto ha provato a risolvere il problema del surriscaldamento. Questo trattato (sottoscritto nella città giapponese di Kyoto l'11 dicembre 1997 da più di 160 paesi, ed entrato in vigore il 16 febbraio 2005 dopo la ratifica anche da parte della Russia) prevede l'obbligo per i paesi industrializzati a ridurre sensibilmente le emissioni di elementi inquinanti (biossido di carbonio, metano, ossido di azoto,...) in una misura non inferiore al 5% rispetto alle emissioni registrate nel 1990 nel periodo 2008-2012. Un altro grave problema di questi combustibili è la loro disponibilità che è destinata a diminuire progressivamente. Un modo di reagire a questi problemi è quello di intraprendere la strada delle energie rinnovabili, come l'energia solare che è un'energia pulita, gratuita e ancora adoperabile per alcuni miliardi di anni. Investire nella tecnologia fotovoltaica consente di ridurre le emissioni gassose inquinanti, e di ridurre l'impiego dei combustibili fossili: un impianto di 3kWp fa risparmiare in un anno ben 2,4 tonnellate di CO₂ (pari a 0,82 tpe, tonnellate di petrolio equivalenti). Secondo uno studio del Politecnico di Milano, il tasso interno di rendimento medio a 25 anni di un impianto fotovoltaico, cioè il tasso composito annuale che l'investimento genera, è del 9%, mentre un titolo di stato a 25 anni dà oggi il 4,6% netto. Di conseguenza investire nel fotovoltaico rende molto di più dei titoli di stato. Un impianto fotovoltaico, non avendo parti meccaniche, dura almeno svariati decenni, quindi il risparmio continua ben oltre i 20 anni. La prima cella fotovoltaica prodotta nel 1953 funziona ancora dopo 55 anni: il beneficio economico per chi possiede un impianto è quindi ben maggiore di quello stimato per i primi 20 anni. Alcuni studi condotti prevedono che, in Italia, nel 2015 si raggiungerà la cosiddetta "grid-parity", cioè che un impianto fotovoltaico sarà conveniente anche senza incentivi statali, che dunque scompariranno. Di conseguenza chi approfitta degli incentivi ora ha un "doppio" vantaggio. Inoltre, la produzione di

energia da fonte solare permette, nel lungo periodo, di risparmiare fortemente sui costi dell'energia elettrica poiché il costo del kWh non è legato al prezzo del petrolio, che si prevede schizzerà in alto. Un ulteriore motivo d'interesse, è il fatto che un impianto fotovoltaico dà l'indipendenza energetica. Un paese come l'Italia che produce il 60% dell'elettricità dal gas è a rischio: basta infatti che l'Ucraina blocchi per due mesi il gas russo per mandare in rovina molte abitazioni italiane. Per concludere il costo degli impianti fotovoltaici, grazie al progresso tecnologico, si è notevolmente abbassato e poi i numerosi incentivi statali garantiscono di affrontare serenamente la realizzazione di questi impianti.

Crede ed investire nel fotovoltaico è un modo per migliorare la vita delle persone che abitano questo pianeta ma anche la vita del pianeta stesso.

BIBLIOGRAFIA

- Sergio Rota, *Elettricità dal Sole*, Sandit Libri 2009;
- Francesco Groppi, Carlo Zuccaro, *Impianti solari fotovoltaici a norme CEI, guida per progettisti ed installatori*, Edizione Delfino 2005;
- Alessandro Caffarelli, Giulio de Simone, *Principi di progettazione dei sistemi solari fotovoltaici*, Maggioli editore 2010;

SITOGRAFIA

- ste-pignotti.com
- ilportaledelsole.com
- omniplus.net
- wikipedia.com
- consulente-energia.com
- ambiente-italia.com
- incentivifotovoltaico.org
- ipsiasanremo.it
- gse.it