



Università degli studi di Padova

Facoltà di Ingegneria

Dipartimento di tecnica e gestione dei sistemi industriali

Corso di laurea triennale in Ingegneria Gestionale

Tesi di Laurea di primo livello:

“Impianti fotovoltaici: tecnologia ed economia”

Relatore: Ch.mo Prof. Mirto Mozzon

Correlatore: Ch.mo Prof. Rino A. Michelin

Laureando: Simone Covolo

Anno Accademico 2011/2012

Indice

Introduzione	p.3
1. Il Sole e l'energia solare	p.5
1.1. Il Sole	p.5
1.2. L'energia solare.....	p.6
2. L'effetto fotovoltaico	p.9
2.1. Interazioni atomiche	p.9
2.2. Conversione energia solare-energia elettrica	p.13
3. Elementi fotovoltaici	p.15
3.1. Celle fotovoltaiche	p.15
3.2. Moduli fotovoltaici.....	p.19
3.3. Pannelli fotovoltaici.....	p.21
3.4. Stringe e campo fotovoltaico	p.21
4. Strumenti di un impianto fotovoltaico	p.23
4.1. Batteria.....	p.23
4.2. Regolatori di carica.....	p.23
4.3. Inverter.....	p.25
5. Orientamento, inclinazione ed esposizione al Sole dei pannelli fotovoltaici	p.27
5.1. Orientamento e inclinazione	p.27
5.2. Ombreggiamenti.....	p.28
6. Progettazione e realizzazione di un impianto fotovoltaico	p.31
6.1. Classificazione degli impianti.....	p.31
6.2. Dimensionamento dell'impianto fotovoltaico	p.34
6.3. Configurazione dell'impianto fotovoltaico.....	p.36

6.4.Scelta dell'inverter	p.37
6.5.Scelta dei cavi	p.38
6.6.Gruppi di misura	p.39
6.7.Rifasamento	p.40
6.8.Collaudo e manutenzione	p.41
7.Economia degli impianti fotovoltaici	p.43
7.1.Finanziamento.....	p.43
7.2.Business plan.....	p.44
7.3.Scelta dell'investimento	p.47
7.4.Il Conto Energia.....	p.49
7.5.Il regime fiscale	p.52
Conclusione	p.57
Bibliografia	p.59
Sitografia.....	p.61
Ringraziamenti	p.63

Introduzione

I problemi riguardanti il Mondo sono stati e sono molteplici: guerre religiose, guerre politiche, violenze fisiche, violenze psicologiche, litigi, non rispetto della legge, delle regole e del buon senso, non curanza di diritti e di doveri altrui, inquinamento ambientale...

In questo mio lavoro di tesi, epilogo di un corso di studi in ingegneria durato tre anni (e qualcosa), ho deciso di affrontare proprio l'argomento inquinamento. Sia chiaro, il tema non è affrontato dal punto di vista ideologico o morale, sarebbe estraneo al mio cammino educativo.

Questa tesi è sviluppata dal punto di vista *tecnologico* ed *economico*, diretta a tutte le persone che abbiano la possibilità e la volontà di cambiare la piccola porzione di Mondo che sta attorno a loro.

Nel 2004, il consumo mondiale medio totale dell'umanità era pari a $1,5 \cdot 10^{13}$ W che per un 86,5% proveniva dai *combustibili fossili*. Fino al secolo scorso gli effetti sull'ambiente non erano né visibili né presi in considerazione. Oggi, con gli elevatissimi ritmi di crescita demografica (ma non solo) e quindi di aumento della richiesta di produzione di energia, possiamo osservarne le conseguenze sull'ecosistema.

Il biossido di carbonio (CO_2), il monossido di carbonio (CO), il biossido di zolfo (SO_2), il biossido di azoto (NO_2) e le polveri sottili sono i principali inquinanti prodotti dalla combustione degli idrocarburi fossili. Questi gas inquinanti vengono immessi nell'atmosfera, causando effetti dannosi, come l'*effetto serra*, il *buco dell'ozono*, le *piogge acide*, con conseguenti cambiamenti climatici a livello mondiale, il deterioramento degli ecosistemi e la perdita della biodiversità. Le *risorse non rinnovabili* presentano tre problemi che rischiano di compromettere la possibilità delle generazioni future di soddisfare i propri bisogni:

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

Una possibile risoluzione a tali problemi è data dalle energie cosiddette rinnovabili.

Sono da considerarsi *energie rinnovabili* quelle forme di energia generate da fonti che per loro caratteristica si rigenerano o non sono "esauribili" nella scala dei "tempi umani" e il cui utilizzo non pregiudica le risorse naturali per le generazioni future. Sono dunque generalmente considerate "fonti di energia rinnovabile" il Sole, il vento, il mare, il calore della Terra, ovvero quelle fonti il cui utilizzo attuale non ne pregiudica la disponibilità nel futuro. Viceversa quelle fossili

(petrolio, carbone, gas naturale) e nucleare (uranio, plutonio), sono da considerarsi limitate in un'ottica storica e pertanto appartenenti alla categoria delle *risorse non rinnovabili*.

In questo volume è descritta la tecnologia che sfrutta il Sole come fonte di energia pulita, e l'economia che riguarda la progettazione, la realizzazione, l'installazione e la vita di tale tecnologia.

CAPITOLO 1

Il Sole e l'energia solare

1.1. Il Sole

Il *Sole* è una stella medio-piccola, di colore giallo che si può immaginare come una sfera di gas con un diametro di circa 1.400.000 km, un volume di $1,41 \cdot 10^{27} \text{ m}^3$, una densità di $1,4 \text{ ton/m}^3$ e quindi una massa di $1,98 \cdot 10^{27} \text{ ton}$ e compie una rotazione completa attorno al proprio asse in circa venticinque giorni. Attorno ad esso ruotano i pianeti del nostro Sistema Planetario, e poichè dista 150 milioni di chilometri, viene visto dalla Terra come un disco di circa mezzo grado di diametro (pari a quello della Luna piena).

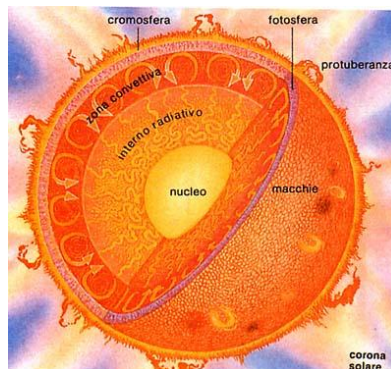


Figura 1.1 Struttura del Sole

Il Sole è costituito da involucri concentrici. La parte interna del Sole è detta *nucleo*, è la parte più calda (circa 15 milioni °C) e in essa avvengono le reazioni nucleari che sono alla base della produzione dell'energia che consente alla stella di illuminare e scaldare il nostro Sistema Solare.

Procedendo dal nucleo verso l'esterno incontriamo la *fotosfera*, uno strato di poche centinaia di chilometri che è la parte visibile e luminosa del Sole in quanto i gas cessano di essere trasparenti alla radiazione.

Al di sopra della fotosfera si estende la *cromosfera*, uno strato di gas spesso circa 2.000 chilometri dove hanno origine le *protuberanze solari* (strutture allungate che si elevano fino a 10.000 chilometri), qui la temperatura raggiunge gli 8.000 – 10.000 °C.

Oltre la cromosfera ha inizio la *corona*, strato con bassa densità e temperature dell'ordine di milioni di gradi. La corona e la cromosfera, normalmente invisibili, possono essere osservate nei periodi di eclissi di Sole.

1.2.L'energia solare

Il Sole è costituito principalmente da idrogeno (74% della massa e 92% del volume) e da elio (24-25% della massa e 7% del volume). Grazie all'alta pressione e all'alta temperatura del nucleo, l'astro fonde notevolissime quantità di idrogeno in elio, in realtà avvengono anche altre reazioni ma questa è la principale visto che richiede una temperatura minore rispetto a tutte le altre.

I processi di fusione che avvengono all'interno del Sole producono una quantità immensa di energia che viene trasferita alla Terra sotto forma di onde elettromagnetiche di lunghezza compresa tra 0,2 e 3 μm , tale energia si manifesta sotto forma di un flusso continuo di fotoni, ogni fotone che raggiunge la Terra ha la stessa energia che possedeva in partenza dal Sole. L'energia che arriva sopra l'atmosfera (*costante solare*) è pari a circa 1,353 Kw/m^2 .

La radiazione solare, prima di raggiungere la superficie terrestre, attraversa l'atmosfera che ne altera il percorso, una parte viene assorbita dall'atmosfera stessa e una parte viene riflessa nello spazio.

Per considerare gli effetti dell'atmosfera introduciamo il concetto di massa d'aria (*air mass*). Si definisce AM 0 il valore della costante solare e AM 1 il massimo valore dell'intensità di irraggiamento sul suolo terrestre a livello del mare (1 Kw/m^2).

Le differenze presenti tra AM 0 e AM 1 sono imputabili a fenomeni di assorbimento e di riflessione diffusa causati dalle molecole di vapore acqueo contenute nell'atmosfera, dall'aria e dal pulviscolo atmosferico.

L'intensità della radiazione solare al suolo dipende direttamente dall'angolo di inclinazione con cui i raggi colpiscono una superficie orizzontale, minore è l'angolo di incidenza, maggiore sarà lo spessore di atmosfera che il raggio dovrà attraversare e quindi minore sarà il valore dell'irraggiamento.

Il valore massimo di radiazione solare globale che giunge sul suolo terrestre (AM 1) è distinto in tre componenti:

- la radiazione diretta: colpisce la superficie con un angolo ben preciso e determinabile in base all'inclinazione della superficie stessa e alla posizione del Sole;
- la radiazione diffusa: colpisce la superficie da più angolazioni e ha il pregio di illuminare anche le zone non raggiunte dalla radiazione diretta (zone in ombra);
- la radiazione riflessa: presente quando la superficie è inclinata, è dovuta a fenomeni di riflessione di oggetti o superfici presenti nei pressi di quella in esame.

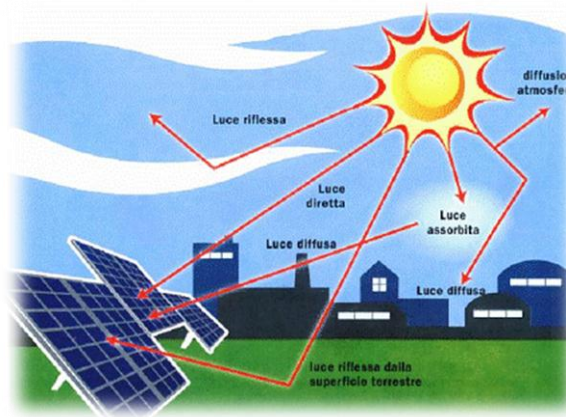


Figura 1.2 Componenti dell'irraggiamento solare

Distinguiamo tra radiazione solare diretta, diffusa e riflessa per il fatto che le celle fotovoltaiche presentano comportamenti differenti in base alle proporzioni delle tre componenti che colpiscono i pannelli. Ciò dipende dalla diversa composizione di distribuzione spettrale dei tre tipi di radiazione.

CAPITOLO 2

L'effetto fotovoltaico

Per comprendere appieno il processo di sfruttamento dell'energia solare per la produzione di energia elettrica è necessario introdurre anticipatamente alcuni concetti fisico-chimici sulla struttura di un solido cristallino e le interazioni a cui è soggetto in determinate situazioni.

2.1. Interazioni atomiche

Gli atomi di ogni elemento sono costituiti da un nucleo, formato da particelle di carica neutra (*neutroni*) e da particelle di carica positiva (*positroni*), attorno al quale ruotano, con energia e orbite diverse, gli *elettroni* (particelle cariche negativamente).

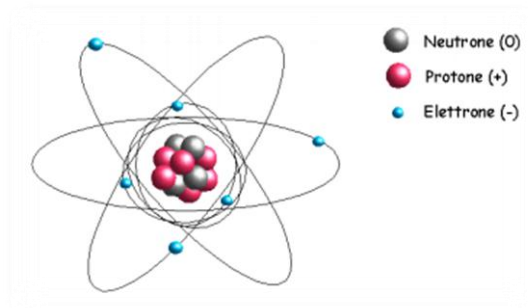


Figura 2.1 Esempio di atomo

Gli elettroni più vicini al nucleo sono saldamente legati ad esso, hanno energia inferiore e hanno scarsa influenza sulle caratteristiche chimiche ed elettriche dell'atomo; viceversa, quelli che si trovano nelle orbite più esterne (*elettroni di valenza*), permettono la formazione della struttura cristallina tramite la formazione di *legami covalenti*.

2.1.1. Il legame covalente

A seconda del tipo di interazione che si viene a formare tra gli atomi, esistono quattro tipologie di legame chimico:

- ionico
- metallico
- debole
- covalente

Nel legame covalente l'interazione tra le molecole avviene per condivisione di una o più coppie di elettroni da parte di due atomi, in modo che questi ultimi acquistino una configurazione esterna stabile, cioè "completino" un livello energetico (superiore o inferiore).



Figura 2.2 Legame covalente in una molecola d'acqua

2.1.2. La teoria delle bande

Secondo la *teoria delle bande*, un elettrone può assumere determinati livelli di energia detti appunto bande, e visto che il numero dei livelli di energia ammessi è maggiore del numero degli elettroni, avremo che alcune bande presentano al loro interno degli elettroni mentre altre rimangono vuote. Il livello energetico più elevato occupato da elettroni costituisce la *banda di valenza*, mentre il successivo livello di energia ammesso libero da elettroni costituisce la *banda di conduzione*.

L'intervallo tra queste due bande forma la *banda proibita* che rappresenta la regione in cui vi sono livelli energetici permessi. L'ampiezza di tale banda è denominata *energy gap* (energia di separazione), viene indicata con E_g e matematicamente rappresenta la differenza che intercorre tra l'energia della banda di conduzione e l'energia della banda di valenza.

Gli elettroni che permettono la circolazione di corrente sono quelli che si trovano nella banda di conduzione (*elettrone libero*), mentre quelli presenti nella banda di valenza consentono il legame chimico fra gli elementi.

Si deduce quindi che la capacità di un materiale di lasciarsi attraversare o meno dall'elettricità dipende dal valore di E_g e quindi dalla facilità con cui è possibile far "passare" un elettrone dalla banda di valenza a quella di conduzione.

Il posto lasciato vuoto nella banda di valenza dall'elettrone passato nella banda di conduzione viene detto *lacuna*. L'esistenza di un legame covalente incompleto rende possibile il trasferimento di un elettrone da un atomo vicino alla lacuna, quest'ultimo creerà uno spazio (lacuna) riempibile da un altro elettrone, creando così un "effetto domino" che porta ad avere un flusso di elettroni che si muove in direzione opposta a quella delle lacune. Lacune ed elettroni liberi sono detti *portatori di carica*; in realtà il moto delle lacune rappresenta il trasporto delle cariche negative in verso opposto.

2.1.3. Conduttori, isolanti e semiconduttori

Il modello a bande è applicabile a tutti i solidi cristallini ed è particolarmente efficace nel descrivere le loro proprietà di conduttori elettrici e isolanti.

In generale, un conduttore è un cristallo caratterizzato da bande di valenza solo parzialmente piene, o sature, a cui si sovrappongono bande di conduzione vuote. Se, per capire, applichiamo una differenza di potenziale tra due punti di un materiale conduttore, gli elettroni nella banda di valenza possono assumere valori energetici elevati occupando così livelli vuoti della banda di conduzione, possono cioè acquistare una energia cinetica significativa e costituire, con il proprio movimento ordinato, una corrente elettrica.

Un isolante, viceversa, è caratterizzato da bande di valenza e di conduzione separate da un elevato E_G tanto da impedire agli elettroni di muoversi da una verso l'altra.

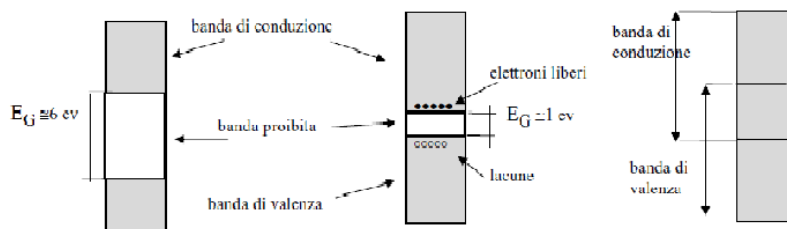


Figura 2.3 Modello a bande di materiali isolanti, semiconduttori e conduttori

Un discorso a parte meritano i semiconduttori. Un semiconduttore puro, a temperatura ambiente, ha la medesima configurazione a bande di un isolante e vi differisce solo per un minor valore del gap energetico E_G (1 eV contro 6 eV). In pratica il numero di legami spezzati in un semiconduttore è di molto inferiore al numero di legami covalenti totali.

Fornendo una energia termica superiore a E_G , è possibile far passare gli elettroni dalla banda di valenza a quella di conduzione e aumentare la capacità conduttiva del materiale.

I semiconduttori che si utilizzano in molte applicazioni tecnologiche richiedono una superiore capacità di conduttività anche a temperatura ambiente e per ottenere determinate caratteristiche sono inserite delle impurità nella struttura cristallina. In questo caso si dice che il semiconduttore è *drogato*.

Il processo di drogaggio consiste nel sostituire, nel reticolo cristallino, un atomo di silicio o di germanio (elementi maggiormente utilizzati per i semiconduttori con quattro elettroni di valenza) con un atomo pentavalente (con cinque elettroni di valenza come il fosforo) o con un atomo trivalente (con tre elettroni di valenza come il boro).

Il drogaggio con atomi pentavalenti produce, come intuibile, una sovrabbondanza di elettroni (quattro elettroni formano legami covalenti e uno rimane spaiato) e il semiconduttore viene detto di *tipo n* in quanto la maggior parte dei portatori di carica è formata da elettroni. Viceversa, il drogaggio con atomi trivalenti porta a una sovrabbondanza di lacune che rappresentano la maggior parte dei portatori di carica e il semiconduttore viene detto di *tipo p*.

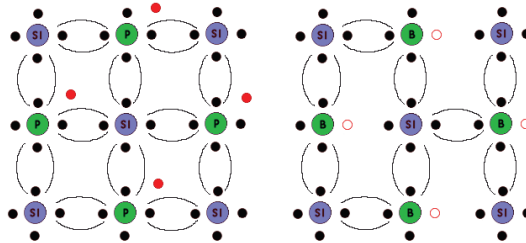


Figura 2.4 Drogaggio di un semiconduttore con atomo di fosforo (a sinistra) e con atomi di boro (a destra)

2.1.4. La giunzione p-n

Se in un cristallo di semiconduttore da un lato vengono introdotte impurità di tipo p e dall'altra impurità di tipo n, si forma una *giunzione p-n*.

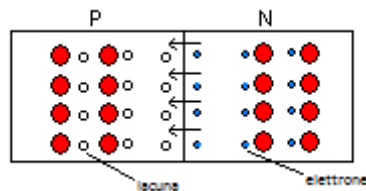


Figura 2.5 Giunzione p-n

Esiste una interazione fra gli atomi disposti in prossimità della giunzione: gli elettroni presenti nella zona n diffondono nella zona p e qui si ricombinano con le lacune dando origine a una zona priva di portatori detta regione *di carica spaziale* (o zona di svuotamento). Ai lati della giunzione si vengono a creare due cariche contrapposte, una negativa nella zona p e una positiva nella zona n, che producono una differenza di potenziale e quindi la nascita di un campo elettrico E che impedisce un ulteriore passaggio di elettroni e lacune da una zona all'altra della giunzione.

L'ampiezza della zona di svuotamento può essere controllata applicando una tensione ai capi della giunzione. Si parla di *polarizzazione diretta* quando la differenza di potenziale tra la zona p e la zona n è positiva, si ha in tal caso un restringimento della zona di svuotamento e quindi un aumento della conduttività, viceversa si parla di *polarizzazione inversa*.

2.2. Conversione energia solare-energia elettrica

Quando un raggio di sole colpisce una giunzione p-n si creano delle coppie elettrone lacuna, il campo elettrico E tende a separare gli elettroni in eccesso dalle rispettive lacune spingendo i primi verso la zona n e le seconde verso la zona p. Dopo aver attraversato il campo, gli elettroni liberi non possono più tornare indietro a causa della barriera creata dal campo stesso, in pratica si ha lo stesso effetto che si ha nel caso della polarizzazione diretta senza però applicare alcuna tensione esterna.

I dispositivi che sfruttano questo processo sono detti *celle fotovoltaiche*.

Se si collega tale dispositivo a un circuito elettrico, fino a quando la cella resta esposta alla luce solare, si ha un flusso di corrente dallo strato n a potenziale maggiore, allo strato p a potenziale minore.

Per capire come la luce sia in grado di creare delle coppie elettrone-lacuna, possiamo semplicemente dire che la luce è un'onda elettromagnetica la cui radiazione è localizzata in *quanti* (o *fotoni*) aventi energia pari a

$$E = h \nu$$

con h costante di Planck (vale $6,626 \cdot 10^{-34}$ Js) e ν frequenza del fotone.

Quando un fotone interagisce con un semiconduttore può trasmettere agli elettroni una energia sufficiente per farli passare dalla banda di valenza alla banda di conduzione, ovviamente tale energia deve essere superiore all'energy gap E_g .

Una cella solare converte in energia elettrica solamente una minima parte di tutta l'energia solare che la investe, questa bassa efficienza è dovuta a varie cause raggruppabili in quattro categorie:

- riflessione: molti fotoni incidenti sulla cella vengono riflessi e non partecipano al meccanismo di produzione elettrone-lacuna, e molti incidono sulle parti metalliche formanti il circuito di collegamento verso l'esterno. Per ridurre tali perdite è possibile applicare sulle celle degli strati antiriflettenti;
- energia dei fotoni incidenti: i fotoni aventi energia inferiore a E_g non consentono agli elettroni il passaggio in banda di conduzione, e i fotoni con troppa energia portano delle inefficienze in quanto la carica eccedente viene dissipata sotto forma di calore, e ciò comporta una riduzione della potenza massima ottenibile;
- ricombinazione: alcune coppie elettrone-lacuna generate si ricombinano prima di essere separate dal campo elettrico ed essere inviate al circuito esterno. Questo fenomeno avviene principalmente lontano dalla giunzione quindi è necessario che la zona esposta alla luce assorba il maggior numero possibile di fotoni nei pressi della giunzione;

- resistenze parassite: la zona di interfaccia tra il semiconduttore e i contatti del circuito esterno presentano una certa resistenza che comporta una riduzione della potenza trasferita al carico.

Prendendo in considerazione la formula precedente notiamo che l'energia di un fotone diminuisce se diminuisce la frequenza, ma la frequenza diminuisce se aumenta la lunghezza d'onda λ , di conseguenza una cella è in grado di convertire in corrente solo una parte dello spettro della radiazione elettromagnetica che lo investe. Questo comporta una differente risposta alla radiazione diretta e alla radiazione diffusa che hanno spettri diversi.

CAPITOLO 3

Elementi fotovoltaici

3.1.Celle fotovoltaiche

3.1.1.Tipi di celle fotovoltaiche

L'elemento fondamentale per la conversione della radiazione solare in energia elettrica è la *cella fotovoltaica*.

Le celle fotovoltaiche vengono costruite utilizzando principalmente il *silicio*, materiale presente in abbondanza nella crosta terrestre, non tossico e facilmente lavorabile.

Il silicio utilizzato in questo ambito può essere di tre tipologie:

- monocristallino
- policristallino
- amorfo



Figura 3.1 Celle in silicio monocristallino, policristallino e amorfo

Le celle in silicio *monocristallino* sono caratterizzate da un discreto rendimento (circa del 20%) e da un elevato costo di produzione. Il processo di produzione si basa sul metodo *Czochralsky* che consiste nel realizzare per accrescimento un lingotto di silicio successivamente tagliato a fette (*wafers*). Si immerge un seme di silicio, in rotazione, in una miscela fusa e sollevandolo lentamente in modo che il liquido si solidifichi sul seme e formi un monocristallo di dimensioni crescenti. Ogni wafer è successivamente levigato e convertito in cella tramite una tessitura chimica per attenuare gli effetti riflettenti, il drogaggio del semiconduttore e l'applicazione dei contatti metallici per il collegamento al circuito esterno. Per la produzione delle celle in silicio *policristallino* si ricorre al processo *WICP* (*wacher ingot facturing process*) che consiste nel porre il silicio fuso in stampi preriscaldati di grafite che vengono raffreddati in modo da ottenere, dal basso verso l'alto, strati orizzontali di cristallo. Il blocco di cristallo viene successivamente tagliato in wafers e in questo modo la crescita

cristallografica non avviene lungo una direzione ben definita. Le celle in silicio policristallino sono caratterizzate da un rendimento inferiore (circa 15-17%) rispetto alle precedenti poiché all'interno sono presenti delle impurità che limitano il passaggio della corrente elettrica.

Le celle in silicio mono e poli cristallino sono molto sensibili alla radiazione solare diretta (λ elevata).

Le celle in silicio *amorfo* non presentano struttura cristallina e al loro interno, per aumentare l'assorbimento della radiazione solare, sono aggiunte sostanze come ossigeno, idrogeno e carbonio. Questo permette di raggiungere rendimenti dell' 8% circa. Tali dispositivi, avendo una minore sensibilità alle variazioni di temperatura rispetto alle celle in reticolo cristallino, sono più adatte all'utilizzo nelle zone più calde. Oltre al basso rendimento, un ulteriore limite è dato dal marcato degrado nel tempo (anche breve).

Esistono poi altre tipologie di celle dette *in film sottile* (a cui appartengono anche quelle in silicio amorfo) che si contraddistinguono per il ridotto costo di produzione, dalla possibilità di realizzare dispositivi estremamente sottili e flessibili. I limiti sono quelli descritti per le celle in silicio amorfo. Alcuni esempi sono rappresentati dalle celle in: tellururo di cadmio, solfuro di cadmio, arseniuro di gallio, a eterogiunzioni (diversi strati di differenti semiconduttori).

Nell'ultimo decennio sono state sviluppate nuove tecnologie che consentono la produzione di celle *semitrasparenti*, offrendo nuove opportunità per la progettazione e per il mercato. La loro trasparenza media è del 10% e si possono realizzare celle colorate, permettendo così nuove opportunità artistiche in ambito architettonico.

3.1.2. Funzionamento di una cella fotovoltaica

Una cella fotovoltaica a cui è applicato un carico esterno può avere due comportamenti: se si trova al buio è paragonabile a un *diode*, se esposta alla luce si comporta come un *generatore di corrente*.

Generalmente può essere paragonata a un parallelo tra un generatore di corrente I_C e un diodo attraversato da una corrente I_D di segno opposto. Si ha

$$I = I_C - I_D \rightarrow I = I_D - I_0 (e^{qV/kT} - 1)$$

con: I_0 corrente inversa di saturazione

V tensione ai capi del diodo

k costante di Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K)

T temperatura assoluta

q carica di un elettrone ($-1,6 \cdot 10^{-19}$ C)

Utilizziamo una resistenza R_s per riprodurre le perdite dovute alle connessioni elettriche dei contatti metallici e una resistenza R_p in parallelo al diodo per simulare la non idealità dello stesso.

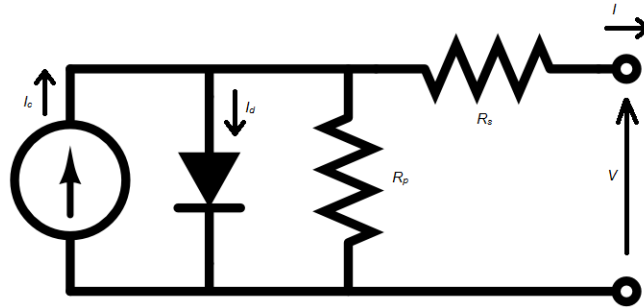


Figura 3.2 Circuito equivalente di una cella fotovoltaica

Per il circuito equivalente mostrato in Figura 3.2 è possibile tracciare, su un piano cartesiano, una curva caratteristica V-I (Figura 3.3) in cui è possibile individuare tre tratti principali:

- tratto AB: la cella si comporta come un generatore ideale di corrente, in questa situazione la corrente è indipendente dal carico e la tensione rimane praticamente costante. Trascurando le perdite la I_C può essere espressa con l'equazione:

$$I_C = qNA$$

dove q è la carica del singolo fotone, N è il numero di fotoni con energia superiore a E_g e A è l'area del semiconduttore esposto alla luce;

- tratto CD: la cella si comporta come un generatore ideale di tensione, in questo caso la tensione è indipendente dal carico e la corrente rimane pressochè costante;
- tratto BC: è la zona tipica di funzionamento della cella fotovoltaica ed è spesso chiamata *ginocchio della curva*. Lungo questo tratto possiamo individuare un *punto di funzionamento* per il quale è massimizzato il prodotto tra la tensione e la corrente, ovvero è massimizzata la potenza trasferita al carico.

$$P_M = V_M * I_M$$

In altre parole possiamo dire che il carico cui la cella fornisce la massima potenza vale

$$R = V_M / I_M$$

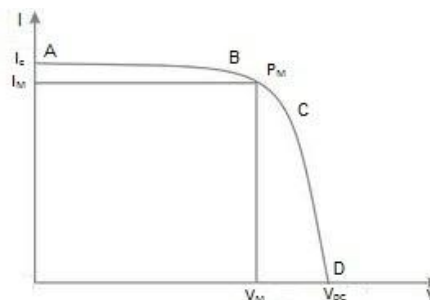


Figura 3.3 Curva caratteristica V-I

Possiamo infine dire che le celle fotovoltaiche sono influenzate dalla variazione della temperatura e dalla radiazione solare. La corrente di cortocircuito I_C (cella fotovoltaica collegata a un circuito con impedenza nulla) è molto sensibile alla radiazione solare mentre è scarsamente dipendente dalla temperatura, viceversa la tensione a vuoto V_{OC} (cella a cui non è applicato nessun carico, detta anche tensione a circuito aperto).

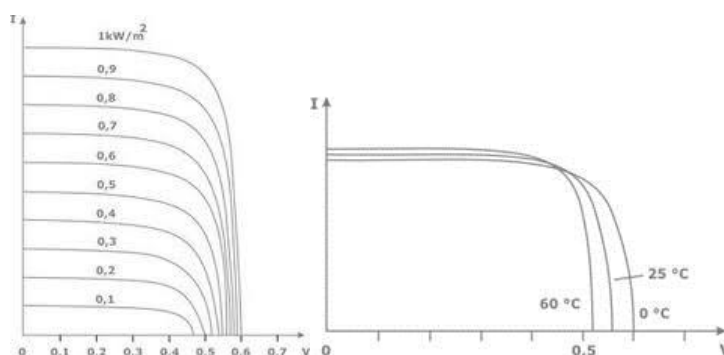


Figura 3.4 Andamento della curva caratteristica di una cella fotovoltaica al variare della radiazione solare (a sinistra) e della temperatura (a destra)

3.1.3. Parametri di una cella fotovoltaica

Per comprendere a fondo le qualità di una cella fotovoltaica è fondamentale descrivere alcuni parametri.

Il primo è definito *coefficiente di temperatura per la potenza* (C_T) e permette di esprimere la variazione della potenza fornita da una cella in funzione della sua temperatura di servizio:

$$\Delta P_{\%} = C_T * (T_{cell} - 25)$$

Vista la dipendenza della potenza di una cella dalla temperatura e dalla radiazione solare, sono state introdotte delle condizioni standard di prova (*Standard Test Condition STC*) per la redazione dei dati di targa di un dispositivo da parte dei costruttori:

- radiazione solare di 1000 W/m²
- temperatura delle celle di 25°C
- condizioni atmosferiche AM pari a 1,5
- assenza di vento.

Il secondo parametro è l'*efficienza di conversione* (η) che rappresenta il rapporto tra la potenza di picco erogabile dalla cella e la radiazione solare incidente:

$$\eta = W_p / A * I_{STC}$$

dove W_p è la potenza di picco, A l'area della cella in m² e I_{STC} la radiazione solare in STC.

Altro parametro importante è denominato fattore di riempimento (*fill factor FF*) e rappresenta il rapporto tra la massima potenza erogabile da una cella e il prodotto fra la corrente di cortocircuito e la tensione a vuoto:

$$FF = P_M / I_C * V_{OC}$$

L'ultimo parametro che definiamo è il *NOCT (Nominal Operative Cell Temperature)* che rappresenta la temperatura di funzionamento nominale di una cella nelle seguenti condizioni:

- radiazione solare di 800 W/m²
- temperatura ambiente di 20°C
- cella solare in funzionamento a vuoto
- velocità del vento sulla cella di 1 m/s.

Il valore del NOCT consente di calcolare il valore della temperatura di funzionamento di una cella fotovoltaica attraverso la seguente formula:

$$T_{cell} = T_{amb} + Irr * (NOCT - 20) / 800$$

Irr è l'irraggiamento solare sul piano dei moduli.

3.2. Moduli fotovoltaici

La tensione generata da una singola cella risulta troppo bassa per poter essere sfruttata, si rende quindi necessario collegare insieme più celle per formare dei *moduli fotovoltaici*.

Le celle fotovoltaiche all'interno di un modulo possono essere collegate in serie, avendo così una tensione complessiva pari alla somma delle tensioni delle singole celle, o in parallelo, avendo questa volta una corrente complessiva pari alla somma delle correnti uscenti dalle singole celle.

La potenza erogata da un modulo fotovoltaico è sempre minore della sommatoria delle potenze generate dalle celle prese in maniera univoca, questo perché, ad esempio, due blocchi di celle collegate in parallelo avranno tensioni diverse, causate da inevitabili difformità costruttive, che portano alla formazione di una corrente che circola dal blocco a tensione maggiore a quello a tensione minore. Tali perdite di potenza vengono dette *perdite di mismatch*.



Figura 3.5 Moduli fotovoltaici

Un fenomeno simile a quello appena descritto si presenta anche nel caso in cui una, o più celle, sia posta in zona d'ombra. In questo caso la cella ombreggiata si comporta come un diodo che si oppone al flusso di corrente prodotto dalle altre celle a cui è collegata in serie, con conseguente dissipazione di potenza sotto forma di calore e formazione di fenomeni di surriscaldamento locale che può portare al danneggiamento permanente del modulo. Per ovviare a questo problema si utilizzano *diodi di bypass* che consentono alla corrente di fluire anche quando delle celle sono poste in zona d'ombra o sono danneggiate. Solitamente vengono utilizzati due (o quattro) diodi di bypass e vengono posti in parallelo a ciascuna metà (o ciascun quarto) delle celle.

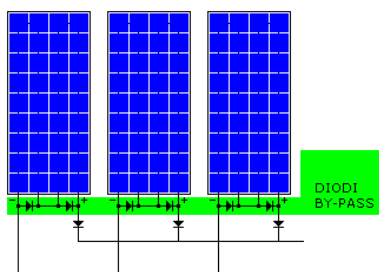


Figura 3.6 Esempio di diodi di bypass

Ogni modulo fotovoltaico è caratterizzato dai seguenti parametri (dati di targa che vengono forniti dal costruttore):

- numero di celle N_c
- potenza nominale (o di picco) W_p
- tensione alla massima potenza V_M
- corrente alla massima potenza I_M
- tensione a vuoto V_{OC}
- corrente di cortocircuito I_C
- coefficiente C_T di temperatura per la potenza.

Riassumiamo nella tabella sottostante i valori di efficienza di conversione η e i valori di C_T per le varie tipologie di moduli, considerando le perdite di mismatch.

TIPOLOGIA DI MODULI	η [%]	C_T [%/°C]
Silicio monocristallino	13 : 16	-0,3 : -0,5
Silicio policristallino	11 : 15	-0,3 : -0,5
Silicio amorfo	5 : 8	-0,2 : -0,5

Evidenziamo il fatto che più piccolo è il valore di C_T più pregiato è il modulo.

3.3.Pannelli fotovoltaici

Collegando meccanicamente tra di loro più moduli fotovoltaici otteniamo il *pannello fotovoltaico*, in pratica l'insieme dei moduli in grado di produrre la potenza richiesta alla tensione prestabilita.

Un pannello è generalmente racchiuso in una struttura in grado di proteggere dagli agenti atmosferici ed è composto principalmente quattro elementi:

- il vetro anteriore, trasparente con il compito di protezione;
- il materiale di incapsulamento (dielettrico) che garantisce il contatto meccanico tra vetro e celle e l'isolamento elettrico;
- le celle fotovoltaiche;
- uno strato di supporto posteriore in vetro, metallo o plastica;
- la cornice metallica esterna che aumenta la resistenza meccanica;
- la scatola di giunzione che consente il collegamento tra gli apparati.

Come già detto per le celle fotovoltaiche all'interno dei moduli, anche i moduli stessi, per formare i pannelli, possono essere collegati in serie, ottenendo una tensione totale somma delle tensioni dei singoli moduli (solitamente 12 V o suoi multipli), o in parallelo ottenendo una corrente totale somma delle singole; in entrambi i casi la potenza risultante è la somma delle potenze dei singoli moduli.

3.4.Stringhe e campo fotovoltaico

Si dice *stringa* il collegamento in serie di più moduli fotovoltaici. Essa è caratterizzata da una corrente pari alla corrente fornita dal singolo modulo e da una tensione somma delle tensioni presenti ai capi della totalità dei moduli.

Più stringhe collegate in parallelo danno forma al *campo fotovoltaico*.

L'individuazione del corretto numero di stringhe, e quindi del corretto numero di moduli per stringa, è alla base della corretta progettazione di un impianto che ha come scopo l'ottenimento della potenza richiesta. A parità di potenza fornita è preferibile un impianto che garantisca una maggiore tensione nominale e quindi minore valore delle correnti con conseguente utilizzo di cavi di minore sezione soggetti a minori perdite nei cablaggi. Tuttavia tensioni elevate comportano maggiori problemi di sicurezza e di isolamento dell'impianto. Le disuguaglianze strutturali dei moduli, viste nel paragrafo precedente, comportano gli stessi problemi di mismatch anche nei campi fotovoltaici con conseguenti perdite, a volte anche dell'ordine del 5% rispetto alla potenza nominale.

Per far fronte al problema della circolazione di correnti inverse tra le stringhe, si utilizzano i *diodi di blocco*, tali dispositivi entrano in funzione, escludendo l'intera stringa di competenza, anche quando un solo modulo è ombreggiato. Ciò significa che la progettazione richiede di ridurre al minimo le zone soggette a oscuramenti o, almeno, di raggruppare i moduli soggetti a ombreggiamento in modo che siano tutti presenti nella medesima stringa.

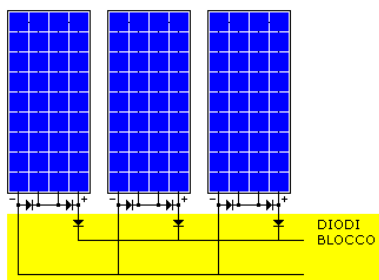


Figura 3.7 Esempio di diodi di blocco

CAPITOLO 4

Strumenti di un impianto fotovoltaico

Descriviamo in questa sezione alcuni strumenti utilizzati per trasformare e trasferire l'energia "catturata" da ogni impianto fotovoltaico.

4.1. Batteria

Nella quasi totalità degli impianti è presente una *batteria* in grado di accumulare e immagazzinare energia nei periodi di luce per poi restituirla nella notte o nei periodi di scarsa insolazione.

Le batterie disponibili in commercio lavorano a una tensione di 12 V o suoi multipli (ideali per lavorare con le stringhe) e per essere idonee a lavorare con gli impianti fotovoltaici dovrebbero avere le seguenti caratteristiche:

- elevata efficienza quindi elevato rapporto tra energia fornita ed energia immagazzinata;
- lunga durata quindi elevato numero di cicli carica-scarica;
- buona resistenza agli sbalzi di temperatura;
- bassa manutenzione;
- ridotta aut scarica.

Le batterie aventi tali caratteristiche sono del tipo *piombo-acido*, quelle usate nel settore automobilistico e stracolaudate.

Ogni elemento di una batteria ha una tensione nominale di 2 V ed è bene che, in fase di carica, questo valore non venga superato (entro certe tolleranze) altrimenti si svilupperebbero dei gas che porterebbero al surriscaldamento. E' bene anche che la tensione non scenda al di sotto degli 1,85 V durante la fase di scarica in modo che la variazione della capacità non sia negativa.

4.2. Regolatori di carica

Una batteria con tensione nominale di 12 V composta da sei elementi, in fase di carica sopporta un massimo di 14,1 V. Un modulo fotovoltaico composto ad esempio da trentasei celle però, sviluppa una tensione di circa 18 V quando la batteria è completamente carica. In questo caso la tensione generata supera quella limite e potrebbe danneggiare la batteria stessa, è per questo motivo che si utilizza un *regolatore di carica* tra pannello e batteria.

Il mercato offre un'ampia gamma di regolatori di carica e solitamente, con correnti del pannello fotovoltaico inferiori a 30:40 A vengono utilizzati regolatori elettronici, con correnti superiori si ricorre a regolatori elettronici con attuazione elettromeccanica.

I regolatori più diffusi sono quelli di *tipo on-off* che consistono nella completa connessione o sconnessione del pannello fotovoltaico dalla batteria quando la tensione di quest'ultima supera una determinata soglia.

Esistono due tipi di regolatori on-off:

- regolatori verso il pannello: il pannello viene scollegato o cortocircuitato quando la tensione della batteria supera la soglia stabilita (14,1 V) e viene ricollegato quando la tensione raggiunge un valore minimo prescelto (12,5 V);
- regolatori verso il pannello e verso il carico: in aggiunta al precedente controlla anche la corrente verso il carico, scollegandolo se viene superato un certo amperaggio o se la tensione della batteria scende al di sotto di un certo valore.

Esistono poi altre tipologie di regolatori che lavorano in PWM (*Pulse Width Modulation*), agiscono cioè sulla larghezza (tempo) degli impulsi di corrente inviati alla batteria; altri 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 della batteria.

All'interno dei regolatori di carica usati in parallelo alla batteria sono presenti dei diodi a bassa caduta di tensione chiamati *diodi SCHOTTKY* che impediscono alla batteria di scaricarsi sul modulo fotovoltaico nei periodi di scarsa insolazione impedendo alla corrente di fluire in maniera inversa.

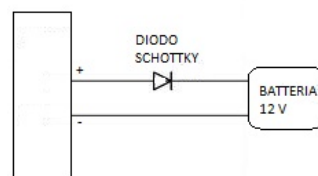


Figura 4.1 Diodo SCHOTTKY

All'interno dei regolatori sono presenti anche dei *transistor* di potenza che mettono in cortocircuito il pannello quando la tensione della batteria diventa troppo elevata. Esistono infine regolatori gestiti da un *microprocessore* che permette di adattarsi a qualsiasi tipo di batteria e operare in qualsiasi condizione.

4.3. Inverter

Normalmente un impianto funziona in corrente alternata (ac) mentre un campo fotovoltaico fornisce una corrente continua (dc), è quindi necessario disporre di un dispositivo in grado di trasformare tale corrente continua in corrente alternata, tale dispositivo prende il nome di *inverter* (o convertitore).

Il funzionamento di un inverter è complesso, cerchiamo in questa sezione di spiegarlo in maniera più chiara possibile. Il principio di funzionamento si basa su un elevatore di tensione a commutazione che innalza la tensione di batteria e successivamente, tramite un ponte di conversione formato da transistor, trasformata in un segnale a onda sinusoidale modificata. A causa delle molte armoniche generate durante la conversione dc/ac gli inverter non sono molto idonei ad alimentare certe apparecchiature, è quindi necessario usufruire di un trasformatore, spesso già presente all'interno del convertitore.

Gli inverter sono poi dotati di un dispositivo detto *inseguitore del punto di massima potenza* MPPT che permette di estrarre dal campo fotovoltaico la massima potenza possibile (ginocchio della curva) nel minor tempo possibile indipendentemente dalle condizioni di irraggiamento.

Altra funzione degli inverter è quella di adeguare la frequenza della tensione prodotta a quella della rete in modo da poter collegare l'impianto alla rete stessa.

Esistono infine dei convertitori che presentano la tensione in uscita con onda sinusoidale pura, quindi simile a quella fornita dalla rete elettrica, ovviamente tali dispositivi sono molto più costosi dei precedenti.

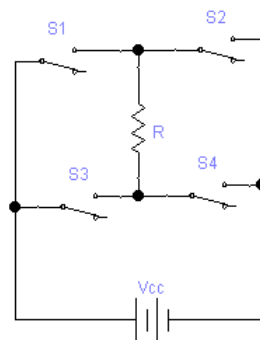


Figura 4.2 Esempio di ponte di conversione

CAPITOLO 5

Orientamento, inclinazione ed esposizione al Sole dei pannelli fotovoltaici

Il Sole è in grado di fornire il 100% del fabbisogno di energia elettrica necessario a svolgere una qualsiasi attività, purtroppo gli impianti fotovoltaici hanno ancora una resa molto bassa ma hanno il grande vantaggio che possono immagazzinare l'energia prodotta in eccesso per poi riutilizzarla in altri momenti.

A differenza dei generatori di corrente tradizionali, cui possiamo calcolare con precisione l'energia producibile nell'arco di tempo, per gli impianti fotovoltaici la situazione cambia, poiché la potenza che il generatore è in grado di dissipare è dipendente da molti fattori tra cui il giorno dell'anno, l'ora del giorno, le condizioni atmosferiche e la località in cui l'impianto è installato.

5.1.Orientamento e inclinazione

Per comprendere in pieno questa sezione dobbiamo dire che l'irraggiamento solare dipende dall'inclinazione della superficie captante (*tilt*) e dal suo orientamento (*azimut*), l'orientamento è definito come l'angolo che la proiezione della normale alla superficie sul piano orizzontale forma con la direzione sud, considerando negativi i valori verso est e positivi quelli verso ovest.

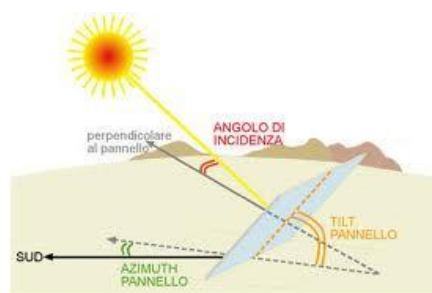


Figura 5.1 Azimut e tilt

5.1.1.Orientamento

Nel nostro emisfero (boreale) i pannelli fotovoltaici vanno orientati verso sud se il tilt è diverso da 0°, infatti i raggi solari sono perpendicolari alla superficie terrestre soltanto

all'equatore, mentre a latitudini più elevate l'angolo di incidenza si assottiglia fino ad annullarsi ai poli. L'orientazione è invece indifferente se il pannello è posto su un piano orizzontale.

5.1.2. Inclinazione

Se l'utilizzo dell'impianto è annuale, l'inclinazione che consente di captare la massima energia solare è pari alla latitudine del sito. Ad esempio a Vicenza la latitudine è di $45^{\circ}33'$ e il tilt sarà $\alpha = 45^{\circ}33'$.

Se l'utilizzo è esclusivamente estivo è bene che l'inclinazione sia di circa $10^{\circ} : 20^{\circ}$ in meno rispetto alla latitudine del sito, quindi a Vicenza $\alpha = 25^{\circ}33' : 35^{\circ}33'$.

Infine se l'impianto è utilizzato nel periodo invernale è utile aumentare l'inclinazione di $10^{\circ} : 20^{\circ}$, a Vicenza $\alpha = 55^{\circ}33' : 65^{\circ}33'$.

Generalmente è buona norma scegliere l'inclinazione del pannello considerando il periodo peggiore del tempo di utilizzo dell'impianto, quindi per un utilizzo annuale si dovrà scegliere l'inclinazione per il miglior valore ESH per periodo invernale.

5.1.1. Il fattore ESH

Il *fattore ESH* (Equivalent Sun Hours) indica quanti kWh/m^2 colpiscono una superficie piana in un giorno. Ovviamente anche il fattore ESH dipende dalla latitudine, dal periodo dell'anno e dalle condizioni meteorologiche, e viene riportato in apposite tabelle. Cerchiamo di comprendere con un esempio l'importanza di tale fattore: se in un determinato periodo dell'anno il fattore ESH vale n significa che, anche in condizioni non costanti di irraggiamento nell'arco di una giornata, è come se i raggi colpissero la superficie in oggetto alla massima intensità (1 kW/m^2) per n ore al giorno.

Per impianti a utilizzo annuale, senza sistema di accumulo, l'inclinazione migliore per il pannello è di una angolazione pari alla latitudine del sito poiché in tali impianti è bene produrre più energia possibile nell'arco dell'intero anno senza tener conto dei periodi di scarsa insolazione.

5.2. Ombreggiamenti

Per quanto un impianto sia posizionato bene, sarà sempre soggetto, in periodi più o meno brevi su una superficie più o meno distesa, di ombreggiamenti. L'irraggiamento solare può incontrare ostacoli più o meno vicini ai moduli.

L'effetto dell'ombreggiamento è dovuto principalmente a tre cause:

- profilo dell'orizzonte (ostacoli lontani)
- ostacoli vicini all'impianto

- ombre prodotte da file di pannelli vicini.

5.2.1. Ostacoli vicini e lontani

Ostacoli vicini e lontani possono essere trattati allo stesso modo poiché entrambi i casi riducono il periodo di esposizione al Sole dei pannelli, la differenza sta nel fatto che gli ostacoli lontani provocano un ombreggiamento identico su tutti i punti del campo fotovoltaico, mentre quelli vicini possono interessare solo alcune parti, tralasciandone altre, del campo in un dato istante e viceversa in un altro istante.

Per considerare l'incidenza degli ostacoli lontani occorre effettuare uno *studio dell'orizzonte* per prendere visione degli angoli orari del comparire e dello scomparire del Sole. Lo studio consente di valutare, per ogni angolo di azimuth, l'angolo che l'ostacolo forma con la sua proiezione sul piano orizzontale.

Uno studio analogo può essere condotto anche per gli ostacoli vicini, con la consapevolezza che i risultati possono variare al variare della posizione all'interno del campo. E' necessario quindi valutare il profilo degli ostacoli vicini, sommato a quello dell'orizzonte, cella per cella (affidandosi a un software di calcolo).

A questo punto si può valutare l'incidenza dell'ombreggiatura sull'irraggiamento con un metodo grafico, sovrapponendo il diagramma solare in funzione dell'azimut con il profilo dell'orizzonte.

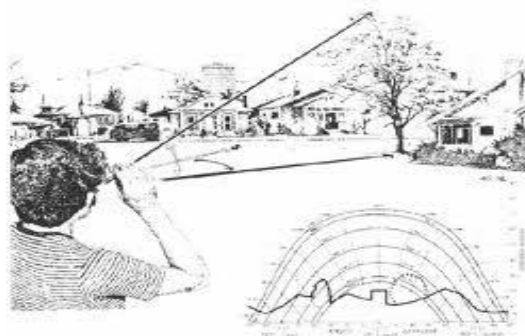


Figura 5.2 Studio di ostacoli lontani e vicini e diagramma solare con profilo dell'orizzonte

5.2.2. Ombre prodotte da file parallele

Poiché il tilt è sempre superiore a 0° e quindi i pannelli si elevano da terra, in un impianto che presenta più file parallele di elementi, nasce il problema dell'ombreggiamento reciproco tra pannelli vicini. E' opportuno quindi distanziare le file in modo da non avere ombreggiamenti nelle ore della giornata in cui l'irraggiamento è maggiore. La tecnica maggiormente utilizzata

è quella che prevede il calcolo della distanza in modo che a mezzogiorno del solstizio d'inverno (quando il Sole ha l'altezza minima) non vi sia ombra tra le file adiacenti.

$$d = h \cdot \cos \alpha \cdot (1 + \tan \alpha / \tan \gamma)$$

Dove d è la distanza tra le file, h è l'altezza del pannello, α è l'inclinazione del pannello, γ è l'altezza solare alle 12.00 del 21 dicembre.

CAPITOLO 6

Progettazione e realizzazione di un impianto fotovoltaico

6.1. Classificazione degli impianti

Gli impianti fotovoltaici possono essere classificati in base alla modalità di alimentazione del carico:

- impianti *stand-alone*: l'alimentazione di un carico è fornita esclusivamente dall'impianto;
- impianti *grid-connected*: il sistema opera in parallelo alla rete elettrica;
- impianti *ibridi*.

6.1.1. Impianti stand-alone

Gli impianti stand-alone sono generalmente costosi e complicati e per tali motivi sono utilizzati principalmente per piccole potenze o in particolari applicazioni come alimentazione di utenze isolate. Essi sono costituiti dal campo fotovoltaico addetto all'assorbimento, tramite i moduli, della luce solare, da un regolatore di carica che consente di stabilizzare l'energia accumulata e di gestirla all'interno del sistema, da una batteria di accumulo formata da più batterie opportunamente collegate (in serie o in parallelo) con il compito di immagazzinare l'energia eccedente dei periodi di maggiore insolazione per poi fornirla nei periodi di necessità e da un inverter in grado di mutare la corrente continua in arrivo dal campo in corrente alternata utilizzabile dal carico.

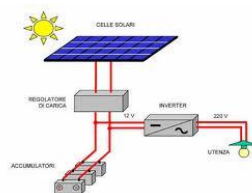


Figura 6.1 Impianto stand-alone

6.1.2. Impianti grid-connected

Gli impianti grid-connected non utilizzano una batteria per immagazzinare l'energia eccedente; essi utilizzano la rete elettrica come sistema di accumulo, l'energia prodotta "in

più” viene ceduta a questa e successivamente riassorbita nei periodi in cui l’irraggiamento solare non consente all’impianto di soddisfare le esigenze dell’utenza.

Da un punto di vista impiantistico, la connessione tra un impianto grid-connected e la rete elettrica può essere visto come un parallelo tra un generatore ideale di tensione (la rete) e un generatore ideale di corrente (l’impianto), mentre l’utenza può essere vista come un carico. Possiamo quindi affermare che la corrente circolante sul carico è uguale alla somma delle correnti generate dai due generatori e lo stesso vale per la potenza assorbita.

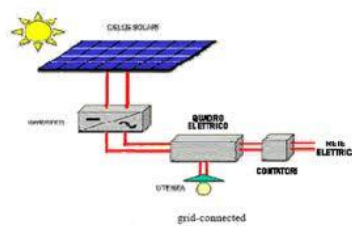


Figura 6.2 Impianto grid-connected

Un impianto fotovoltaico può essere collegato alla rete di distribuzione solo se rispetta le seguenti condizioni:

- non deve introdurre disturbi in rete in grado di degradare il servizio offerto;
- non deve alimentare la rete se questa non produce tensione.

Per potenze inferiori a 100 kW, l’impianto fotovoltaico deve essere collegato in parallelo alla rete elettrica in bassa tensione (BT) con collegamento monofase per potenze inferiori a 6 kW o trifase in caso contrario. Se le potenze sono comprese tra i 100 kW e i 6 MW il collegamento è trifase alla rete in media tensione (MT). Se le potenze superano i 6 MW il collegamento trifase avviene con la linea in alta tensione (AT).

Le norme CEI stabiliscono che in un impianto devono esserci, per garantire la sicurezza e la protezione della rete elettrica pubblica e quella dell’utente, i seguenti dispositivi:

- *dispositivo generale* dell’impianto utilizzatore: serve per separare l’impianto utilizzatore dalla rete pubblica e viene posto a valle del punto di consegna dell’energia cioè il punto in cui avviene lo scambio tra le due reti;
- *dispositivo di interfaccia*: permette di isolare l’impianto fotovoltaico dall’impianto utilizzatore e dalla rete pubblica, esso interviene quando viene a mancare l’alimentazione della rete pubblica;
- *dispositivo del generatore*: serve per sezionare l’impianto in caso di guasto o manutenzione e viene posto a monte di ogni inverter.

6.1.3. Impianti ibridi

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

Tali tipologie d'impianto richiedono sistemi di controllo più sofisticati a differenza di quelli stand-alone. Il sistema di batterie e i moduli devono essere dimensionati per supplire alle esigenze energetiche delle utenze, mentre la fonte di energia aggiuntiva è usata per i periodi di bassa produttività e scarsa insolazione.

Gli impianti ibridi sono molto versatili, sono una fonte di energia con elevata affidabilità per tutte le applicazioni in cui non è possibile l'allacciamento alla rete elettrica e hanno un costo generalmente inferiore agli impianti stand-alone.

Gli impianti fotovoltaici possono essere classificati anche in base alla struttura di sostegno dei moduli, possiamo quindi avere:

- impianti a *struttura fissa*: in questa configurazione i moduli sono installati su una struttura con inclinazione (tilt) e orientamento (azimut) fissi;
- impianti a *inseguimento attivo*;
- impianti a *inseguimento passivo*.

6.1.4. Impianti a inseguimento attivo

Gli impianti a inseguimento solare attivo consentono di ottimizzare la produzione di energia elettrica in quanto permettono ai pannelli solari di captare sempre la massima radiazione solare.

Alla base del sistema sta un dispositivo in grado di variare l'inclinazione e l'orientamento dei moduli in maniera tale da garantire loro di seguire il percorso solare e, quindi, di essere in ogni momento perpendicolari ai raggi del Sole.

Esistono tre tipologie di impianti a inseguimento attivo: moduli con angolo di tilt fisso e angolo di azimut variabile con la posizione del Sole, moduli con angolo di tilt variabile con la posizione del Sole e angolo di azimut fisso e moduli con angoli di tilt e azimut entrambi variabili.

La posizione del Sole è individuata grazie a un sensore che però non è in grado di comandare direttamente i motori, il segnale perciò viene inviato a un sistema centrale formato da unità logiche (microcontrollori) che lo elaborano e successivamente generano i comandi da inviare ai motori. In base ai segnali che arrivano dal sensore, l'unità logica è in

grado di comprendere quando il Sole è tramontato e di riportare il sistema alla posizione di partenza. I motori utilizzati sono del tipo passo-passo o a corrente continua.

Con tali sistemi è possibile sfruttare al massimo tutte le componenti della radiazione solare anche nei giorni di scarsa luminosità.

6.1.5. Impianti a inseguimento passivo

Gli impianti a inseguimento solare passivo si basano su un principio fisico che sfrutta l'espansione dei liquidi con il calore, infatti l'aumento di volume di un liquido in un serbatoio esposto al Sole, genera una pressione interna, la quale agisce su un pistone pneumatico, che la trasforma in un movimento meccanico.

Tale movimento viene sfruttato dal supporto fotovoltaico in modo da garantire la costante perpendicolarità dei moduli ai raggi solari.

Per evitare che il liquido riscaldato abbia un effetto non lineare nei periodi di forte irraggiamento, è previsto un sistema di reazione, costituito da una lamiera ricoprente il radiatore di riscaldamento del liquido e ancorata al piano rotante dei pannelli fotovoltaici; essa ripara dal sole e quindi diminuisce la temperatura del liquido, arrestandone la rotazione. Il movimento solare, di conseguenza, tende a riscoprire il serbatoio, riscaldandolo ulteriormente. In questo modo è generato un inseguitore, che si autoregola con la temperatura e la posizione solare.

Il pannello rotante è mantenuto in equilibrio instabile in maniera tale che, in assenza di riscaldamento solare, il peso stesso compensi l'azione del braccio pneumatico; questo è necessario per riposizionare l'inseguitore durante la notte al punto di partenza.

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

La scelta di installare impianti fissi o a inseguimento deriva da una analisi di tipo economico, infatti, anche se garantiscono una maggior produzione di energia, i sistemi a inseguimento richiedono maggiori investimenti iniziali e di manutenzione, rispetto a quelli fissi, che possono renderne svantaggioso l'impiego.

6.2. Dimensionamento dell'impianto fotovoltaico

Prima di affrontare il problema del *dimensionamento* spieghiamo brevemente la differenza esistente tra l'impianto fotovoltaico e la rete elettrica.

L'impianto fotovoltaico è da considerare come una fonte di energia, mentre la rete elettrica (che comunque fornisce energia) è da considerarsi una fonte di potenza.

Ad esempio, se abbiamo un contratto con l'ente di distribuzione elettrica da 3 kW significa che in qualsiasi momento possiamo collegare all'impianto un carico fino a 3 kW, perciò parliamo di potenza. La capacità di fornitura di un sistema fotovoltaico invece, si misura in Wh, quindi se il nostro impianto ci fornisce 1000 Wh noi possiamo collegare un carico da 1000 W per un'ora nell'arco della giornata, mentre possiamo collegarne uno da 100 W per dieci ore, per tali motivi si parla di energia.

La scelta della potenza erogata da un impianto fotovoltaico dipende soprattutto da tre fattori:

- disponibilità economica per l'investimento
- spazio disponibile per l'installazione
- fabbisogno di potenza dell'utilizzatore.

Per piccoli e medi impianti è consigliabile scegliere la potenza sulla base del fabbisogno dell'utente o dei carichi complessivi da alimentare.

Per impianti di grosse dimensioni la potenza viene stabilita in funzione dello spazio disponibile e delle disponibilità economiche, tenendo conto che l'area lorda comprende l'area occupata dai moduli, lo spazio per evitare ombreggiamenti, per realizzare la struttura di supporto, i quadri elettrici e lo spazio necessario all'installazione e alla manutenzione.

Dalla formula del paragrafo 3.1.3. otteniamo che $A = W_p / \eta * I_{STC}$, da qui deduciamo che moduli a efficienza maggiore consentono di avere superfici minori.

TIPOLOGIA DI MODULI	η [%] in STC	Area [m ²] in STC
Silicio monocristallino	13 : 16	6,3 : 7,7
Silicio policristallino	11 : 15	6,7 : 9,1
Silicio amorfo	5 : 8	12,5 : 20

Note la potenza di picco W_p di un singolo modulo e la potenza P_{FV} dell'impianto fotovoltaico, possiamo calcolare il numero di moduli necessari:

$$N = P_{FV} / W_p$$

Per calcolare l'energia elettrica E_{FV} prodotta in un certo tempo da un impianto fotovoltaico è necessario stimare le perdite dovute alla conversione dc/ac, agli ombreggiamenti, ai problemi di mismatch, e alla resistenza dei cavi di collegamento.

Introduciamo quindi il *Balance of system (BOS)* che indica il rendimento effettivo del sistema, cioè il rendimento totale sottratte le perdite.

L'energia elettrica E prodotta da un modulo in un intervallo di tempo si può calcolare con la relazione:

$$E = G * \eta_{BOS} * W_p$$

dove G è l'irradiazione solare incidente sul modulo nel periodo di tempo.

Noti E e l'energia elettrica E_{FV} desiderata, possiamo ricavare N in questo modo:

$$N = E_{FV}/E$$

6.3. Configurazione dell'impianto fotovoltaico

Quando è noto il numero di moduli N necessari per ottenere la potenza, o l'energia, necessaria, si deve configurare il campo fotovoltaico, cioè determinare il numero di stringhe N_S da collegare in parallelo e il numero di moduli N_M da collegare in serie per comporre una singola stringa.

Possiamo quindi calcolare la tensione di stringa V_{str} (che coincide con quella del campo) conoscendo la tensione V_{mod} di un singolo modulo e N_M :

$$V_{str} = V_{mod} * N_M$$

Allo stesso modo possiamo calcolare la tensione a vuoto $V_{o, str}$ del campo.

Come già detto in precedenza, a parità di potenza (o energia), tensioni maggiori comportano campi fotovoltaici caratterizzati da un numero inferiore di stringhe (e quindi di moduli), con conseguenti riduzioni di cablaggi e perdite in essi; a sfavore però c'è il fatto che aumentano le sollecitazioni dielettriche e la criticità della sicurezza dell'impianto.

Per la disposizione dei moduli si rimanda al capitolo 5.

E' necessario prevedere l'uso di uno o più quadri di campo (in dc) su cui installare morsettiere, organi di sezionamento e protezioni; essi dovrebbero essere posti nelle immediate vicinanze delle stringhe e all'inverter a cui è connesso così da ridurre la lunghezza dei cavi di collegamento, inoltre devono essere di facile accesso agli operatori. Esistono diverse configurazioni attuabili per un campo fotovoltaico, ad esempio se i moduli sono tutti orientati allo stesso modo con la stessa inclinazione, possiamo utilizzare un solo inverter (impianto *mono-inverter*) cui collegare l'intero campo. Con questa scelta aumentano i problemi di protezione contro le sovracorrenti e di ombreggiamento, e in caso di guasto all'inverter si ha il bloccaggio dell'intera produzione.

Alternativamente possiamo affidarci a un impianto *multi-inverter*, utilizzando più inverter, ognuno dei quali associato a un gruppo di stringhe (sottocampo). Con tale configurazione si possono gestire stringhe con esposizioni differenti e stringhe composte da moduli diversi, oltre a presentare il "vantaggio" di perdere solo la produzione di un sottocampo in caso di guasto di un inverter, ovviamente il costo è maggiore.

Una modifica alla configurazione multi-inverter è rappresentata dall'impianto con *inverter di stringa* i cui si utilizza un convertitore per ogni stringa del campo. Tale scelta comporta un'ottima flessibilità nella progettazione delle stringhe in quanto possono avere moduli differenti con esposizioni differenti una dall'altra, un rendimento e una affidabilità maggiore,

la possibilità di escludere protezioni contro le sovratensioni e la perdita della produzione di una singola stringa in caso di rottura di un convertitore. Anche in questo caso ovviamente i costi lievitano.



Figura 6.3 Impianto con inverter di stringa

Se l'inverter è dotato di più ingressi MPPT (vedi paragrafo 4.3) è possibile collegare stringhe differenti a ingressi diversi dello stesso convertitore (configurazione particolare di inverter di stringa).

La scelta della configurazione da adottare dipende principalmente dalle risorse economiche a disposizione, dalle esigenze e dai tempi di intervento in caso di guasto, soprattutto considerando il fatto che, negli ultimi tempi, un blocco della produzione può comportare anche a grosse perdite economiche.

6.4.Scelta dell'inverter

La scelta dell'inverter da installare deve essere fatta in accordo con i dati raccolti del campo fotovoltaico, in particolare devono essere verificate le seguenti condizioni:

- la tensione minima del campo fotovoltaico, valutata alla temperatura massima di lavoro delle celle, non deve essere minore del limite inferiore del range di tensioni ammesso per l'ingresso MPPT del convertitore;
- la tensione massima del campo, valutata alla temperatura minima di lavoro delle celle, non deve essere maggiore del limite superiore del range di tensioni ammesso per l'ingresso MPPT dell'inverter.

Il non rispetto di tali condizioni comporta un passaggio allo stato di stand-by del convertitore con conseguente blocco della produzione.

- La tensione massima a circuito aperto del campo fotovoltaico, valutata alla minima temperatura, non deve superare la massima tensione tollerata in ingresso dall'inverter.

Il non rispetto di questa condizione può portare alla rottura del convertitore.

- La tensione massima a circuito aperto del campo, valutata alla minima temperatura, non deve superare la massima tensione di esercizio tollerata dai moduli.

Tale condizione evita un eccessivo deterioramento dei moduli stessi causato da sollecitazioni dielettriche.

- La corrente massima del campo fotovoltaico non deve superare la massima corrente tollerata dall'ingresso MPPT dell'inverter.

Il non rispetto dell'ultima condizione provoca il danneggiamento del dispositivo.

Introduciamo ora il *NPR (Nominal Power Ratio)*, cioè il rapporto tra la potenza nominale in ac dell'inverter e la potenza complessiva del campo fotovoltaico. Il convertitore ottimale presenta un NPR del 100%, se il valore è inferiore il dispositivo è sottodimensionato con conseguente perdita di resa, se superiore è sovradimensionato con aumento delle spese di acquisto; generalmente sono accettabili valori compresi tra 80% e 105%.

Un aspetto importante è la ventilazione, poiché il rendimento di un inverter cala all'aumentare della temperatura, quindi si rende necessaria un'accurata scelta del luogo di installazione che deve essere, nel limite del possibile, un luogo asciutto, fresco, ombreggiato e di facile accesso agli operatori. Per zone particolarmente torride si può prevedere un impianto di ventilazione forzata.

6.5.Scelta dei cavi

I vari elementi che compongono un impianto fotovoltaico sono collegati tramite dei cavi elettrici che devono resistere anche a difficili condizioni ambientali, quindi è di fondamentale importanza la loro scelta.

I cavi utilizzati per collegare tra di loro i moduli e le stringhe ai quadri e agli inverter (quindi posti sul retro dei pannelli e soggetti a elevate temperature) sono cavi unipolari con isolamento e guaina in gomma detti *solari*; tali cavi sono caratterizzati da un'elevata resistenza ai raggi ultravioletti, sono in grado di resistere a temperatura anche di 90°C e hanno un'ottima flessibilità. A valle del primo quadro, i cavi sono soggetti a temperature inferiori e non è necessario ricorrere ai cavi solari (risparmio economico).



Figura 6.4 Cavi solari

Se la posa viene fatta in ambiente esterno si utilizzano cavi con guaina per uso esterno e collocati in appositi tubi per garantirne la protezione ai raggi ultravioletti. Se la posa viene fatta in ambiente chiuso si ricorre a cavi caratterizzati da bassa emissione di gas nocivi e di non propagazione di incendio. Per pose interraste si utilizzano conduttori con guaina anche posti in tubature.

I cavi da utilizzare vanno inoltre scelti in base alla tensione nominale, la sezione e la portata. La *tensione nominale* è indicata tramite due valori V_0 e V che indicano il valore efficace (in ac) della tensione tra un cavo e la terra e il valore efficace della tensione tra due conduttori attivi; essa deve essere adeguata alla tensione nominale dell'impianto

E' importante determinare la *sezione* di un cavo necessaria a garantire che la sua portata sia maggiore alla corrente di impiego e che la caduta di tensione lungo la linea non superi certi limiti di accettabilità.

Per *portata* di un cavo si intende il valore massimo di tensione che lo può attraversare senza causare innalzamenti di temperatura eccessivi (oltre i limiti consentiti).

La corrente massima che può circolare in una stringa è pari alla sua corrente di cortocircuito $I_{c,STC}$ in condizioni STC; per tenere conto di valori di irraggiamento superiori a 1000 W/m^2 (condizioni STC), si può considerare una corrente di impegno pari a $I_B = 1,25 * I_{c,STC}$. E' quindi opportuno scegliere la sezione del cavo in base a tale dato.

Infine, poiché all'aumentare della sezione diminuiscono le perdite per effetto Joule e aumentano i costi, è necessario trovare il giusto compromesso fra perdite energetiche e costi di realizzazione, è quindi d'obbligo tener conto delle cadute di tensione e di potenza lungo le linee di trasmissione.

$$\Delta V_{\%} = 2 * 100 * (L * \rho * W_p) / (S * V_{str})$$

Dove L è la lunghezza del cavo in m

ρ è la resistività del conduttore in $\Omega \text{mm}^2/\text{m}$

S è la sezione del cavo in mm^2

V_{str} è la tensione di stringa.

La caduta di tensione $\Delta V_{\%}$ dovrebbe non essere superiore al 2%.

6.6. Gruppi di misura

Il *gruppo di misura* è un apparato che misura l'energia scambiata (prelevata e immessa) con la rete pubblica.

Non è da confondere con il *contatore*, utile per analizzare il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico e in grado di misurare l'energia prodotta.

L'installazione di tale dispositivo è obbligatoria e, in genere, è a carico del distributore che si occupa di posizionarlo a monte del punto di consegna del servizio di rete ed è anche responsabile della sua manutenzione.

Il gruppo di misura deve essere installato il più vicino possibile all'inverter e la sua posizione deve essere concordata fra distributore e utente e, se necessario, deve essere inserito in un locale apposito con le seguenti caratteristiche:

- larghezza minima 1 m, altezza minima 2 m;
- sufficiente luminosità e aerazione;
- accessibilità continua sia da parte del fornitore che del distributore.

Negli impianti connessi alla rete BT, il gruppo di misura deve essere posizionato a monte del punto di parallelo degli inverter; si può anche prevedere l'utilizzo di più gruppi di misura associati a diverse sezioni dell'impianto.

E' possibile escludere il gruppo di misura negli impianti connessi alla rete MT privi di impianto utilizzatore in quanto è sufficiente il solo contatore di energia installato dal distributore. E' invece necessario quando l'impianto è destinato anche all'autoconsumo (a monte degli inverter in BT).

I gruppi di misura devono essere idonei a rilevare la produzione oraria e alla lettura per via telematica, inoltre devono essere previsti degli accorgimenti antifrode come la sigillatura delle morsettiere dei contatti, delle calotte dei contatori, dei trasformatori per la connessione in MT e dei cavi di collegamento.

L'operazione di lettura e registrazione è affidata al distributore (dietro corrispettivo annuale da parte dell'utente) per impianti con potenze inferiori a 20 kW, per potenze superiori il compito può essere svolto dall'utente o dal distributore dietro pagamento. Le misurazioni devono essere conservate per cinque anni per eventuali verifiche.

6.7.Rifasamento

Un impianto utilizzatore è spesso formato da trasformatori e da motori, che creano uno sfasamento (indicato con φ) tra tensione e corrente e richiedono una *potenza reattiva* Q_C , in questi casi sorge il problema del *rifasamento*.

La potenza reattiva non può essere trasformata in lavoro meccanico e causa una diminuzione della quantità di potenza utile (*potenza attiva* P_C). Ciò induce ai distributori di energia elettrica a sovradimensionare i loro impianti per fare fronte a tali inefficienze, e per tale motivo fanno pagare una penale nel caso in cui la Q_C superi il 50% della P_C , in altri termini se il *fattore di potenza* (coseno dello sfasamento φ) è inferiore a 0,9.

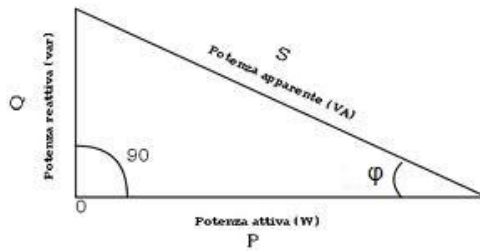


Figura 6.5 Relazione tra P, Q e S

Un impianto fotovoltaico, in un impianto utilizzatore, genera esclusivamente potenza attiva mentre la potenza reattiva continua a essere prelevata solamente dalla rete pubblica e quindi questo comporta una diminuzione del fattore di potenza.

Vediamo che:

$$P_C = P_{FV} + P_R \text{ e } Q_C = Q_R$$

dove P_{FV} è la potenza attiva prodotta dall'impianto fotovoltaico, P_R e Q_R sono le potenze prelevate dalla rete, P_C e Q_C sono le potenze assorbite dal carico.

Per non pagare la penale deve essere verificata la disequazione:

$$Q_R / (P_C - P_{FV}) < 0,5 \rightarrow Q_C / P_C < 0,5 * (1 - P_{FV} / P_C) \rightarrow \varphi < \arctg[0,5 * (1 - P_{FV} / P_C)]$$

Nel caso in cui l'utilizzatore fosse già munito di un sistema di rifasamento, è necessario prevedere le opportune modifiche da attuare per compensare gli effetti introdotti dal generatore fotovoltaico a monte del sistema stesso, in queste condizioni si avrebbe $Q_C = Q_R + Q_{RIF}$ con $Q_{RIF} = \tan \varphi - \tan \varphi_{RIF}$ dove φ_{RIF} è lo sfasamento introdotto dal carico e dal dispositivo di rifasamento senza l'impianto fotovoltaico. Quindi si deve avere:

$$\varphi_{RIF} < \arctg[0,5 * (1 - P_{FV} / P_C)]$$

6.8. Collaudo e manutenzione

Prima di essere messo in funzione un impianto deve essere collaudato per verificare la bontà della realizzazione del progetto. Il collaudo permette di redigere il *certificato di collaudo* che può essere firmato sia dal progettista sia dall'impresa installatrice (se abilitata a farlo).

L'operazione di collaudo si divide in due fasi: l'esame a vista e le prove di misura.

L'esame a vista consente di accertare:

- eventuali difetti dei componenti installati, la loro conformità alle norme e la loro corretta installazione;
- la presenza di cartelli riportanti i dati di targa, di identificazione e/o segnali di pericolo;
- il corretto uso dei colori dei cavi e il loro esatto cablaggio.

Le prove di misura avvengono con appositi strumenti di misura e permettono di verificare:

- la continuità elettrica tra i moduli e il corretto collegamento delle polarità;
- il collegamento a terra delle masse quindi la continuità tra il nodo di terra e i vari dispositivi dell'impianto;
- la misura dell'isolamento per verificare l'assenza di dispersioni e la capacità dei sezionatori di isolare la parte d'impianto sotto esame;
- il corretto funzionamento dell'impianto per valutare il corretto intervento del dispositivo nel caso di assenza di tensione della rete;
- l'efficienza cioè verificare le condizioni:

$$P_{dc} > 0,85 * P_{nom} * I / I_{STC}$$

$$P_{ac} > 0,9 * P_{dc}$$

dove P_{dc} e P_{ac} sono le potenze in corrente continua e alternata

P_{nom} è la potenza nominale del generatore FV

I è l'irraggiamento solare misurato sul piano dei moduli

I_{STC} è l'irraggiamento solare in STC.

La manutenzione prevede le stesse fasi e le stesse verifiche fatte nella fase di collaudo.

CAPITOLO 7

Economia degli impianti fotovoltaici

Introduciamo in questo capitolo alcuni elementi di carattere economico, utili quando si è di fronte alla decisione da prendere in merito all'installazione di un impianto fotovoltaico destinato all'autoproduzione di energia elettrica.

7.1.Finanziamento

L'installazione di un impianto fotovoltaico prevede dei costi iniziali seguiti da ulteriori costi di esercizio, tra cui la manutenzione, a questi si "sottraggono" introiti derivanti dall'utilizzo dell'impianto, come la tariffa incentivante dovuta alla produzione di energia elettrica e l'eventuale cessione in rete di quella eccedente.

In ogni caso le uscite dovrebbero superare le entrate e per tale motivo, a volte, si ricorre ad un *finanziamento*, in modo da ridurre o annullare il capitale proprio da investire prima dell'entrata in funzione dell'impianto fotovoltaico. I tipi di finanziamento più importanti sono il *mutuo* e il *leasing*.

7.1.1.Mutuo

Il mutuo è sostanzialmente un prestito fornito da un creditore (generalmente una banca) a un debitore (in questo caso la persona fisica o giuridica che intende installare l'impianto) il quale si impegnerà a restituire il capitale prestato, e gli interessi generati nel tempo, con il pagamento a rate periodiche costanti.

La rata viene calcolata in base all'importo iniziale da finanziare, al numero di rate annuali, al tasso di finanziamento e alla durata in anni del finanziamento.

$$r = C \cdot t \cdot (1+t)^n / [(1+t)^n - 1]$$

dove r è l'importo della rata;

C è il capitale finanziato;

t è il tasso di interesse del periodo di pagamento, dato dal tasso annuale diviso per il numero di rate annuali;

n è il numero di rate totali.

L'impianto fotovoltaico (il bene in questione), in quanto già di proprietà dell'utente, dovrà essere ammortizzato con le modalità prevista dal regime fiscale, considerando la quota capitale e la quota interessi.

7.1.2. Leasing

Nel caso del leasing, la proprietà del bene, cioè l'impianto fotovoltaico, è di proprietà dell'istituto che eroga il finanziamento, il quale, a fronte del pagamento di un maxicanone iniziale e di un canone periodico, concede al cliente la facoltà di utilizzare il bene stesso. Successivamente quest'ultimo diventa di proprietà del locatario (il cliente) dopo il pagamento di un riscatto finale.

La durata minima contrattuale non può essere inferiore ai due terzi della vita utile del bene. Lo sviluppo del leasing è dovuto alle maggiori agevolazioni fiscali rispetto ad un acquisto diretto senza il ricorso al finanziamento, e "all'anonimato" al fisco del locatario in quanto l'intestatario del bene è l'istituto di credito.

Il canone del leasing si calcola come segue:

$$c = t \cdot (1+t)^n \cdot [(C-m) - r / (1+t)^n] / [(1+t)^n - 1]$$

con c import del canone;

t tasso di interesse del periodo di pagamento, dato dal tasso annuale diviso per il numero di rate annuali;

n numero di rate totali;

C capitale finanziato;

m maxicanone iniziale;

r riscatto finale.

Considerato che la proprietà non è dell'utilizzatore, non è previsto alcun ammortamento dell'impianto per tutta la durata del finanziamento; eventualmente si ha se il bene viene riscattato e riguarderà proprio il riscatto finale.

7.2. Business plan

Le decisioni di investimento riguardanti la gestione finanziaria dell'installazione di un impianto fotovoltaico, sono di importanza fondamentale e necessitano quindi di una attenta valutazione.

Il primo concetto da introdurre per la valutazione di un investimento è quello di *flusso di cassa* che rappresenta la differenza tra entrate e uscite. Le entrate sono espresse, ad esempio, dagli incentivi percepiti, dai ricavi della vendita di energia, dalle bollette non pagate (grazie all'energia autoprodotta utilizzata), mentre le uscite dai costi di esercizio, dai costi di gestione, dalle imposte.

Per confrontare valori monetari di un flusso di cassa che si svolge in un lasso di tempo è necessario introdurre tre concetti fondamentali:

- Il *valore attuale PV* (Present Value): rappresenta il valore di un flusso di cassa di un determinato periodo (passato o futuro) di tempo nel periodo di tempo considerato (attuale).
- Il *valore futuro FV* (Future Value): rappresenta il valore di un flusso di cassa di un determinato periodo di tempo passato nel periodo di tempo considerato (futuro).
- Il *valore equivalente annuo AV*: rappresenta la serie annuale di importi uguali, distribuiti nel periodo di tempo determinato, che risulta equivalente alle entrate e alle uscite di cassa del progetto.

Per la stesura del *business plan* si deve, come prima cosa, definire la durata dell'impianto, che solitamente si fissa sui venti anni (durata degli incentivi) anche se può essere maggiore, poi si tiene conto che la produzione di energia non è costante nel tempo ma l'efficienza dei pannelli cala di anno in anno. Devono infine essere presi in considerazione i vari tassi economici:

- tasso di inflazione: determina l'aumento annuale dei costi;
- tasso di inflazione dell'energia;
- tasso di attualizzazione;
- tasso di ammortamento;
- tasso di aumento dei consumi: stabilisce l'aumento annuale dei consumi se l'energia prodotta viene anche consumata.

Si procede infine all'analisi dei costi e dei ricavi che subentrano ogni anno, all'interno del periodo considerato (tabelle).

Scambio sul posto

VARIABILE	DESCRIZIONE	NOTE
O_E	Onere energia	Costo della componente energia
C_{EI}	Controvalore energia	Quota variabile della tariffa di acquisto relativa all'energia immessa
C_{US}	Onere servizi	Quota variabile dei servizi di trasporto e dispacciamento relativi all'energia scambiata
E_S	Energia scambiata	Differenza tra energia immessa e energia prelevata
R1	Contributo in conto scambio	$\min [O_E; C_{EI}] + C_{US} * E_S$

Vendita in regime di ritiro dedicato

VARIABILE	DESCRIZIONE	NOTE
R_V	Ricavo vendita	Quota variabile della tariffa di vendita relativa all'energia immessa
R_{CTR}	Ricavo CTR	Prodotto tra energia immessa e prezzo CTR
R1	Ricavi totali	$R_V + R_{CTR}$

Per CTR si intende la copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale.

Entrambi i casi

VARIABILE	DESCRIZIONE	NOTE
R2	Incentivi Conto Energia	Prodotto dell'energia prodotta per la tariffa incentivante, considerando le perdite di efficienza annuale
R3	Risparmio in bolletta	Quota variabile della tariffa di acquisto relativa all'energia autoconsumata
RT	Ricavi totali	R1+R2+R3
C1	Costi una tantum	Costi una tantum nell'anno di competenza
C2	Costi periodici	Costi periodici nell'anno

Vendita in regime di ritiro dedicato

VARIABILE	DESCRIZIONE	NOTE
C _{TRASM}	Costi trasmissione	Prodotto energia immessa per il costo di trasmissione
C _{MIS}	Costi misure	Costo aggregazione misure
C _{AMM}	Costi amministrativi	% dei ricavi della vendita di energia fino ad un massimo
C3	Costi vendita totali	C _{TRASM} +C _{MIS} +C _{AMM}

Entrambi i casi

VARIABILE	DESCRIZIONE	NOTE
CT	Costi totali	C1+C2+C3
MOL	Margine operativo lordo	RT-CT
A1	Ammortamento	Quota ammortamento
MON	Margine operativo netto	MOL-A1

Le configurazioni di scambio sul posto e di vendita in regime di ritiro dedicato saranno spiegate più avanti.

Caso senza finanziamento

VARIABILE	DESCRIZIONE	NOTE
RAI	Risultato ante imposte	Uguale al MON
I1	Imposte	IRE e IRAP
UN	Utile netto	RAI-I1
FC	Flusso di cassa	UN+A1
FCC	Flusso di cassa cumulato	Somma di FC e dei flussi di cassa precedenti

Caso con finanziamento

VARIABILE	DESCRIZIONE	NOTE
QI	Quota interessi	Quota interessi delle rate
QC	Quota capitale	Quota capitale delle rate
RM	Rate mutuo	QI+QC
RAI	Risultato ante imposte	MON-MC-CL
I1	Imposte	IRE e IRAP
UN	Utile netto	RAI-I1
FC	Flusso di cassa	UN+A1-QC
FCC	Flusso di cassa cumulato	Somma di FC e dei flussi di cassa precedenti

Caso con leasing

VARIABILE	DESCRIZIONE	NOTE
MC	Maxicanone	Maxicanone iniziale del leasing
QI	Quota interessi	Quota interessi delle rate
QC	Quota capitale	Quota capitale delle rate
CL	Canone leasing	QI+QC
RAI	Risultato ante imposte	MON-MC-CL
I1	Imposte	IRE e IRAP
UN	Utile netto	RAI-I1
FC	Flusso di cassa	UN+A1+MC
FCC	Flusso di cassa cumulato	Somma di FC e dei flussi di cassa precedenti

Le imposte sono costituite da IRE (imposta sul reddito delle persone fisiche) e IRAP (imposta regionale sulle attività produttive).

L'IRE è l'imposta che viene applicata sui redditi reali o quelli potenzialmente generabili e non sul patrimonio, e colpisce la ricchezza nel momento della sua formazione, e non nel momento in cui si trasferisce da un soggetto ad un altro. L'imponibile IRE è dato dalla somma dei ricavi da tariffa incentivante sul totale della produzione (o solo sulla immissione) e del contributo in conto scambio (regime scambio sul posto) o dei ricavi della vendita dell'energia più la componente CTR (regime di vendita).

L'IRAP è l'imposta che viene applicata sul valore aggiunto e colpisce la ricchezza nella fase della sua produzione derivante dall'attività esercitata nel territorio regionale. L'imponibile IRAP è uguale alla somma dell'imponibile IRE e la quota di interessi dell'eventuale rata (o canone) del finanziamento.

7.3.Scelta dell'investimento

La scelta se investire su un impianto fotovoltaico dipende dalla quantità di risorse economiche disponibili e dai risultati derivanti dall'investimento. Dopo aver deciso se utilizzare capitali propri o ricorrere a una forma di finanziamento, si deve definire una regola decisionale per valutare la convenienza o meno dell'investimento.

Esistono vari metodi per la valutazione degli investimenti, descriviamo in questa sezione quelli più noti e più usati:

7.3.1.Metodo del payback time

Il metodo del *payback time* calcola il numero di anni necessari affinché le entrate di cassa eguaglino le uscite.

Tale metodo è usato principalmente come primo approccio approssimativo data la sua semplicità ma è soggetto a numerosi problemi poiché non tiene conto della non equivalenza

dei flussi di cassa ottenuti i tempi diversi e tende ad escludere investimenti che generano flussi di cassa positivi a lungo termine.

7.3.2. Metodo del valore attuale

Il metodo del *valore attuale PV* si basa sul concetto di valore equivalente di tutti i flussi di cassa rispetto a un istante di riferimento iniziale. Tutte le entrate e le uscite vengono cioè attualizzate all'istante "presente" e poi sommate algebricamente.

L'investimento sarà conveniente se il valore del PV risulterà positivo.

Nel caso senza finanziamento il PV è dato da:

$$PV = F_0 + \sum_{i=1, n} F_i / (1+t)^i$$

dove F_0 è il capitale investito;

F_i è il flusso di cassa dell'anno i -esimo;

t è il tasso di attualizzazione;

n è il numero di anni di durata dell'operazione.

Nel caso di finanziamento, una parte dei fondi utilizzati (o la totalità) è costituita da capitale di debito e, un investimento, potrebbe non essere conveniente se finanziato con capitale proprio, mentre potrebbe esserlo se finanziato con l'utilizzo del debito. In questo caso si utilizza l'indicatore PV_M (valore attuale modificato):

$$PV_M = PV + \sum_{i=1, n} BF_i / (1+r)^i$$

dove BF_i è il beneficio fiscale dell'anno i -esimo;

r è l'aliquota cui è soggetto il reddito d'impresa.

Il criterio del valore attuale, a differenza del payback time, tiene conto del valore dei flussi di cassa nel tempo.

Metodi analoghi si basano sul valore futuro, e sul valore equivalente annuo.

7.3.3. Metodo del tasso interno di rendimento

Il metodo del *tasso interno di rendimento IRR* (Internal Rate of Return) si basa sul calcolo del tasso di interesse che eguaglia il valore equivalente del flusso di cassa delle entrate a quello delle uscite attualizzati allo stesso istante.

L'uso dell'IRR si basa sul concetto di massimo costo del capitale che il progetto potrebbe sopportare senza produrre perdite. Quindi nella valutazione del progetto di un impianto fotovoltaico, l'investimento è vantaggioso se l'IRR è superiore al costo del capitale, e più è alto più sarà vantaggioso.

7.4. Il Conto Energia

Conto Energia è il nome assunto dal programma europeo di incentivazione in conto esercizio della produzione di elettricità da fonte solare mediante impianti fotovoltaici permanentemente connessi alla rete elettrica.

Il Conto Energia è l'incentivo statale che consente di ricevere una remunerazione in denaro derivante dall'energia elettrica prodotta dal proprio impianto fotovoltaico. Il decreto Conto Energia stabilisce i criteri e le modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (Cappello, Maiolatesi, Montesi, 2010, p.253).

Questo sistema di incentivazione è stato introdotto in Italia con il Decreto Ministeriale del 28 luglio 2005 (Primo Conto Energia) ed è attualmente regolato dal Decreto Ministeriale del 05 maggio 2011 (Quarto Conto Energia). Il Quarto Conto Energia si applica a impianti che entrano in esercizio dopo il 31 maggio 2011 e sino al 31 dicembre 2016.

I finanziamenti necessari all'erogazione degli incentivi sono garantiti da un prelievo tariffario obbligatorio (*cod.A3*) a sostegno delle fonti rinnovabili di energia, presente dal 1991 in tutte le bollette dell'energia elettrica. La componente A3 serve a finanziare tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili ma anche quelli da fonti "assimilate" (cogenerazione, fonti fossili da giacimenti minori e isolati, inceneritori, scarti di lavorazione...) e, ancora secondo Cappello, Maiolatesi, Montesi, 2010, p.253, ciò ha ritardato lo sviluppo del fotovoltaico in quanto tali fonti sono risultate abbastanza onerose. Dal 2007 non si possono più finanziare nuovi impianti a fonti assimilate, ma solo quelli già autorizzati.

Il meccanismo di incentivazione consiste nell'erogazione di *una tariffa incentivante* proporzionale all'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici con potenza non inferiore a 1 kW collegati alla rete elettrica. La tariffa incentivante dipende dalla potenza e dalla tipologia dell'impianto ed è riconosciuta per un periodo di 20 anni. Per impianti che entrano in funzione entro il 31 dicembre 2012 è prevista la remunerazione della totalità dell'energia prodotta e la possibilità di valorizzare quella immessa nella rete attraverso lo *scambio sul posto*, il *ritiro dedicato* o la *vendita diretta*.

7.4.1. Lo scambio sul posto

Lo scambio sul posto, regolato dalla Delibera ARG/elt 74/08, è una modalità di valorizzazione dell'energia che consente di immettere in rete l'energia elettrica prodotta ma non immediatamente autoconsumata, per poi prelevarla in un secondo momento per soddisfare le proprie esigenze.

Lo scambio sul posto permette al responsabile dell'impianto, previa richiesta al GSE (Gestore dei Servizi Energetici), di ottenere una compensazione tra il valore economico

associabile all'energia prodotta e immessa in rete e il valore economico associabile all'energia prelevata e consumata in un secondo periodo.

Tale disciplina si applica ai soggetti richiedenti responsabili di impianti:

- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW;
- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW (se entrati in funzione dopo il 31 dicembre 2007);
- di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.

7.4.2. Il ritiro dedicato

Il ritiro dedicato (o vendita "indiretta") è una modalità a disposizione dei produttori per la vendita dell'energia elettrica immessa in rete. Consiste nella cessione dell'energia prodotta, e immessa in rete, al GSE, che la remunera attraverso il pagamento di un prezzo per ogni kWh ritirato.

Tale disciplina si applica ai soggetti richiedenti responsabili di impianti con le seguenti caratteristiche

- potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili;
- potenza qualsiasi per impianti con le seguenti fonti rinnovabili: eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica;
- potenza apparente inferiore a 10 MVA alimentati da fonti non rinnovabili;
- potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili differenti da quelle citate nel punto secondo.

7.4.3. La vendita diretta

I soggetti responsabili degli impianti fotovoltaici possono decidere di vendere direttamente l'energia prodotta in borsa previa iscrizione al mercato dell'energia elettrica gestito dal GME (Gestore del Mercato Elettrico) e pagando un corrispettivo di accesso, un corrispettivo fisso annuo e un corrispettivo per ogni MWh scambiato.

I responsabili possono decidere anche di vendere l'energia immessa in rete tramite un contratto bilaterale con un grossista di energia elettrica ad un prezzo di cessione negoziato direttamente con esso.

A decorrere dal primo semestre del 2013 le tariffe incentivanti assumeranno valore onnicomprensivo sull'energia immessa nella rete elettrica e sulla quota di energia autoconsumata sarà attribuita una tariffa specifica.

Il Quarto Conto Energia pone un obiettivo di potenza fotovoltaica da installare sul suolo nazionale di circa 23000 MW e prevede una progressiva riduzione delle tariffe incentivanti

nel tempo allo scopo di allineare, gradualmente, l'incentivo pubblico con i costi delle tecnologie e mantenere stabilità e certezza sul mercato (www.gse.it).

Possono usufruire delle tariffe incentivanti del Quarto Conto Energia solo gli impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica, di potenza superiore a 1 kW come già detto, che entrano in esercizio dal 01 giugno 2011 al 31 dicembre 2016 che appartengono a una delle seguenti categorie:

- impianti fotovoltaici;
- impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative: impianti fotovoltaici che usano moduli e componenti speciali, sviluppati appositamente per sostituire elementi architettonici;
- impianti fotovoltaici a concentrazione: impianti che usano una particolare tecnica in modo tale da "concentrare" i raggi solari sui moduli così da aumentare l'efficienza;
- impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica.

Illustriamo ora le tariffe incentivanti per alcune categorie di impianti fotovoltaici.

Impianti a terra

Intervallo di potenza [Kw]	Entrata in esercizio 01/01 – 30/04 2011 [€/kW]	Entrata in esercizio 01/05 – 31/08 2011 [€/kW]	Entrata in esercizio 01/09 – 30/04 2011 [€/kW]
1<P<3	0,362	0,347	0,333
3<P<20	0,339	0,322	0,304
20<P<200	0,321	0,309	0,285
200<P<1000	0,314	0,303	0,266
1000<P<5000	0,313	0,289	0,264
P>5000	0,297	0,275	0,251

Le tariffe dell'ultimo quadrimestre del 2011 saranno decurtate del 6% nel 2012 e di un ulteriore 6% nel 2013.

Impianti su edifici

Intervallo di potenza [Kw]	Entrata in esercizio 01/01 – 30/04 2011 [€/kW]	Entrata in esercizio 01/05 – 31/08 2011 [€/kW]	Entrata in esercizio 01/09 – 30/04 2011 [€/kW]
1<P<3	0,402	0,391	0,380
3<P<20	0,377	0,360	0,342
20<P<200	0,358	0,341	0,323
200<P<1000	0,355	0,335	0,314
1000<P<5000	0,351	0,327	0,302
P>5000	0,333	0,311	0,287

Le tariffe dell'ultimo quadrimestre del 2011 saranno decurtate del 6% nel 2012 e di un ulteriore 6% nel 2013.

Impianti su serre, pensiline, tettoie, pergole o barriere acustiche

Intervallo di potenza [Kw]	Entrata in esercizio 01/01 – 30/04 2011 [€/kW]	Entrata in esercizio 01/05 – 31/08 2011 [€/kW]	Entrata in esercizio 01/09 – 30/04 2011 [€/kW]
1<P<3	0,382	0,369	0,356
3<P<20	0,358	0,341	0,323
20<P<200	0,339	0,325	0,304
200<P<1000	0,334	0,319	0,290
1000<P<5000	0,332	0,308	0,283
P>5000	0,315	0,293	0,269

Le tariffe dell'ultimo quadrimestre del 2011 saranno decurtate del 6% nel 2012 e di un ulteriore 6% nel 2013.

Impianti integrati con caratteristiche innovative

Intervallo di potenza [Kw]	Tariffa 2011 [€/kW]
1<P<20	0,440
20<P<200	0,400
P>200	0,370

Le tariffe dell'ultimo quadrimestre del 2011 saranno decurtate del 2% nel 2012 e di un ulteriore 2% nel 2013.

Impianti a concentrazione

Intervallo di potenza [Kw]	Tariffa 2011 [€/kW]
1<P<200	0,320
P>200	0,280

Le tariffe dell'ultimo quadrimestre del 2011 saranno decurtate del 2% nel 2012 e di un ulteriore 2% nel 2013.

Con un successivo Decreto Legge da emanare entro il 31 dicembre 2012, saranno aggiornate le tariffe per gli impianti fotovoltaici che entreranno in funzione dopo il 31 dicembre 2013, in attesa di tale decreto, si applica la decurtazione del 6% e del 2% per ciascuno degli anni successivi al 2013.

7.5. Il regime fiscale

Il *regime fiscale* connesso al fotovoltaico varia a seconda della figura del gestore dell'impianto, della modalità di utilizzo, dal regime adottato ed è regolato dalla Circolare 46/E del 19 luglio 2007 della Agenzie delle Entrate a cui è seguita la Risoluzione 13/E del 20 gennaio 2009.

La tariffa incentivante non è mai soggetta a IVA, anche nel caso in cui il soggetto realizzi l'impianto nell'esercizio di attività di impresa in quanto si configura come un contributo percepito dal soggetto responsabile in assenza di una controprestazione resa al soggetto erogatore. Diversamente, ai fini dell'imposizione diretta, le somme corrisposte a titolo di tariffa incentivante dal GSE assumono rilevanza solo qualora l'impianto venga usato nell'ambito di un'attività di impresa o l'energia sia venduta. Per questo motivo si distingue la disciplina fiscale in base al soggetto percettore:

- persona fisica, ente non commerciale o condominio che non esercita attività di impresa:
- persona fisica o associazione professionale che esercita attività di lavoro autonomo;
- persona fisica o giuridica che realizza l'impianto nell'ambito di un'attività commerciale.

7.5.1. Persona fisica, ente non commerciale o condominio (impianti fino a 20 kW)

Se l'impianto è destinato a far fronte agli usi domestici dell'abitazione o sede dell'utente, alle fatture di fornitura per l'acquisto e la realizzazione dell'impianto è applicata l'IVA agevolata del 10% e bisogna distinguere fra i due regimi di scambio sul posto e di ritiro dedicato per l'energia in surplus. Nel primo caso, il contributo in "conto scambio" non si configura come una vendita, pertanto non è soggetto all'imposizione IVA, e non è rilevante ai fini IRE. Nel secondo caso, i ricavi della vendita dell'energia in esubero rispetto ai propri consumi (e gli incentivi) sono fiscalmente rilevanti e concorrono alla base imponibile ai fini delle imposte dirette, ma non sono sottoposti a regime IVA. Nel caso dei condomini, i proventi della vendita di energia costituiscono reddito.

Se invece gli impianti non sono posti al servizio dell'abitazione o sede dell'utente, l'energia prodotta in esubero rispetto ai propri consumi si considera ceduta nell'ambito di una attività commerciale. In tale ipotesi la tariffa incentivante, per la parte corrispondente all'energia ceduta, costituisce componente positivo di reddito di impresa ed è soggetta alla tassazione IRE e IRAP, nonché alla ritenuta a titolo d'acconto del 4%.

7.5.2. Persona fisica, ente non commerciale o condominio (impianti oltre i 200 kW)

Per impianti di potenza superiore a 20 kW, l'energia prodotta e immessa in rete dovrà essere considerata come ceduta alla rete stessa nell'ambito di un'attività imprenditoriale di tipo commerciale, ed il contributo in "conto scambio", se il regime è di scambio sul posto, o il

ricavato della vendita con il ritiro dedicato costituirà un corrispettivo rilevante sia ai fini delle imposte dirette che dell'IVA. La tariffa incentivante è soggetta anche alla ritenuta del 4%.

7.5.3. persona fisica o associazione che esercita attività di lavoro autonomo

Per le persone fisiche e le associazioni che svolgono attività professionale, la tariffa incentivante assume rilievo ai fini delle imposte dirette solo nell'ipotesi in cui l'energia in esubero prodotta dall'impianto fotovoltaico viene ceduta. La tariffa incentivante percepita per la sola parte venduta costituisce un componente positivo del reddito di impresa soggetto a tassazione IRE e IRAP e alla ritenuta del 4%.

Per la realizzazione dell'impianto è applicata l'IVA agevolata del 10%. L'impianto è ammortizzabile con il coefficiente del 9% annuo. Se l'impianto è usato solo per le proprie attività in regime di scambio sul posto, il contributo in "conto scambio" costituisce un corrispettivo rilevante sia ai fini IVA che delle imposte dirette. Se il surplus di energia rispetto all'uso per la propria professione viene ceduto in rete e parzialmente o totalmente venduto, l'energia prodotta in eccesso rispetto ai consumi dell'attività autonoma e venduta è soggetta ad IVA.

7.5.4. persona fisica o giuridica che realizza l'impianto nell'ambito di un'attività commerciale

L'utilizzo di un impianto fotovoltaico nell'ambito di un'attività di impresa comporta che lo stesso concorra interamente alla determinazione del reddito di impresa, sia dal lato dei componenti negativi sia da quello dei componenti positivi. È importante sottolineare che la tariffa incentivante costituisce un componente positivo di reddito per il suo intero ammontare, indipendentemente dalla destinazione dell'energia fotovoltaica prodotta, cioè sia che quest'ultima venga parzialmente o interamente autoconsumata sia che venga parzialmente o totalmente venduta. Pertanto, anche nell'ipotesi in cui l'energia prodotta sia totalmente consumata nell'ambito dell'impresa, la tariffa incentivante costituisce un ricavo ed è soggetta per il suo intero ammontare alla ritenuta del 4%.

Per l'acquisto o la realizzazione dell'impianto è applicata l'IVA agevolata del 10%. Il costo dell'impianto è ammortizzabile secondo l'ordinario procedimento di ammortamento dei beni strumentali, con il coefficiente del 9% annuo. Se l'impianto è usato ai soli fini delle proprie attività in regime di scambio sul posto, il contributo in "conto scambio" costituisce un corrispettivo rilevante sia ai fini IVA che ai fini delle imposte dirette. Se invece l'energia è ceduta alla rete e parzialmente o totalmente venduta, concorre interamente alla determinazione del reddito di impresa. Dunque, l'energia venduta è soggetta ad IVA e concorre a determinare la base imponibile ai fini IRAP e IRES.

Riassumiamo in due tabelle quanto detto per il regime fiscale applicato ad alcune modalità di installazione di impianti fotovoltaici.

PERSONA FISICA, ENTE NON COMMERCIALE O CONDOMINIO									
Impianti con P fino a 20 kW									
	Impianti al servizio dell'abitazione dell'utente o condominio	Vendita		Scambio sul posto		Vendita		Scambio sul posto	
		Impianti al servizio dell'abitazione dell'utente o condominio	Impianti diversi	Impianti al servizio dell'abitazione dell'utente o condominio	Impianti diversi	Impianti al servizio dell'abitazione dell'utente o condominio	Impianti diversi	Impianti con P > 20 kW	Scambio sul posto
Tariffa incentivante	IVA	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
	Imposte dirette	NO	NO	IRE e IRAP su energia venduta	IRE e IRAP su energia ceduta	NO	IRE e IRAP su energia venduta	IRE e IRAP su energia ceduta	IRE e IRAP su energia ceduta
Contributo in conto scambio	Ritenuta 4%	NO	NO	Si, su energia	NO	NO	Si, su energia	NO	Si, su energia
	IVA	NO	-	-	Si	Si	-	Si	Si
	Imposte	NO	-	-	Si	Si	-	Si	Si
	Ritenuta 4%	NO	-	-	NO	Si	-	Si	Si
Energia venduta	IVA	-	NO	Si	-	-	Si	-	-
	Imposte	-	IRE e IRAP	IRE e IRAP	-	-	Si	-	-
Detraibilità IVA su acquisto		NO	NO	Si	Si	NO	Si	Si	Si
	Ammortamento impianto	NO	NO	Si	Si	NO	Si	Si	Si

	Società individuali e di persone		Società di capitali		Persona fisica esercente attività di lavoratore autonomo o associazione professionale			
	Vendita	Scambio sul posto	Vendita	Scambio sul posto	Impianto utilizzato solo per esigenze professionali	Uso promiscuo	Vendita	Scambio sul posto
Tariffa incentivante	IVA	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
	Imposte dirette	IRE e IRAP	IRE e IRAP	IRES e IRAP	NO	NO	IRE e IRAP su energia venduta	IRE e IRAP su energia venduta
Contributo in conto scambio	Ritenuta 4%	Si	Si	Si	NO	NO	Si, su energia venduta	Si, su energia venduta
	IVA	-	Si	Si	NO	NO	-	Si
Energia venduta	Imposte dirette	-	IRE e IRAP	IRE e IRAP	NO	NO	-	IRE e IRAP
	Ritenuta 4%	-	Si	Si	NO	NO	-	Si
Detraibilità IVA su acquisto impianto	IVA	Si	Si	-	NO	NO	Si	-
	Imposte dirette	IRE e IRAP	IRE e IRAP	IRE e IRAP	NO	NO	IRE e IRAP	-
Ammortamento impianto	IVA	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
	Imposte dirette	Si	Si	Si	Si	Si, al 50%	Si	Si

Conclusione

Nei prossimi decenni l'umanità dovrà affrontare due grandi sfide: soddisfare la sempre più crescente richiesta mondiale di energia e limitare gli effetti dell'inquinamento derivante da tale crescita. L'energia solare fotovoltaica, e le energie rinnovabili in generale, potrebbero essere una soluzione concreta a entrambi i problemi, infatti, con il progressivo esaurimento delle riserve di combustibili fossili, si stima che entro la fine del secolo l'energia solare rappresenterà l'80% dell'energia totale prodotta a livello mondiale.

L'Italia, grazie alla crescita del settore, ha (quasi) raggiunto la Germania ma nel Mondo soffre la concorrenza della Cina e degli Usa. Nel 2010 si è registrata una crescita del 200% in termini di impianti realizzati e del 300% in termini di potenza. Nel 2011 però, il mercato ha subito un rallentamento anche a causa delle incertezze relative al Quarto Conto Energia, ad oggi comunque, le imprese danno segnali di buona ripresa e lasciano ben sperare per il secondo semestre del 2012.

Il mercato mondiale si sta sviluppando in maniera costante e ciò si rivela un'ottima opportunità per lo sviluppo del mercato stesso; l'Italia deve riuscire a sfruttare tale opportunità accrescendo le proprie capacità e competenze e puntare sulla realizzazione di sistemi sempre più efficienti (necessaria la ricerca) da proporre nel futuro quasi certo di questo mercato.

La tecnologia fotovoltaica era inizialmente poco efficiente e competitiva, ma grazie alla ricerca svolta e allo sviluppo che hanno permesso di abbattere i costi e di migliorare i rendimenti degli impianti, tale tecnologia è ora diventata estremamente attraente come fonte non tradizionale di energia.

Per continuare nello sviluppo e nell'estensione del fotovoltaico è necessario investire risorse economiche, tramite il Conto Energia, nelle incentivazioni per l'installazione di piccoli e grandi impianti, la continua detraibilità fiscale, nelle campagne informative e nella semplificazione della burocrazia inerente tale settore; si tratta di un sacrificio ma in questo modo il privato e l'azienda saranno spinti a "tuffarsi" in un investimento a lungo termine (si acquista in anticipo l'energia che si consumerà in futuro) che si tradurrà in un costo fisso indipendente da crisi economiche ed energetiche.

Ricorrere a energie alternative e rinnovabili significa ridurre la dipendenza economica nei confronti dei combustibili fossili con conseguente miglioramento della vivibilità e della sostenibilità ambientale.

Bibliografia

Appunti del corso di Chimica tenuto dal prof. Mozzon M.

Appunti del corso di Economia applicata all'ingegneria tenuto dal prof. Scarso E.

Appunti del corso di Principi di ingegneria elettrica tenuto dal prof. Forzan M.

Cappello F., Maiolatesi S., Montesi L., 2010, *"Impianti fotovoltaici e conto energia"*, Roma, EPC ed.

Luxhoj James T., Wicks Elin M., Sullivan William G., 2006, *"Engineering economy"*, 13°ed., Upper Saddle River, NJ, Pearson Education as Prentice Hall

Olivieri L., Ravelli E., 1996, *"Elettrotecnica per elettrotecnica e automazione"*, Vol.1 e 2, CEDAM

Rota E., Rota S., 2006, *"Elettricità dal Sole"*, 2°ed., Zingonia (BG), Sandit ed.

Sitografia

archiproducts.com

argomentidifisica.splinder.com

bluarea.eu

electroyou.it

energiaalternativa.forumcommunity.net

gse.it

impresaoggi.com

inftube.com

isotest.it

italiapuntosolare.it

laurtec.it

marconi-galletti.it

nihilscio.it

pannellisolari.name

racine.ra.it

sapere.it

wikipedia.com

Ringraziamenti

Tante sono le persone che vorrei ringraziare per aver preso parte in maniera positiva alla mia vita, in particolare:

i miei genitori Anna e Giulio per il loro totale supporto garantitomi durante tutta la mia carriera scolastica e la mia intera vita

mio fratello Stefano perché c'è sempre quando il "fratellino" ne ha bisogno

Eleonora e Giovanni entrati a far parte della mia vita apportandone serenità e allegria

il prof. Mirto Mozzon per la collaborazione concessami durante la stesura della tesi

i miei compagni di squadra, amici di tanto sudore e tanto divertimento, in particolare Pippo per la sua disponibilità e la sua insostituibile compagnia

gli amici di sempre Marco, Francesco, Fabio, Luca, Devis e in particolare Eros per l'aiuto fornitomi per lo sviluppo della tesi e la compagnia regalatami in tante "trasferte" vicentine e padovane

gli amici favolosi che allietano le mie giornate e le mie serate Giulia, Denis, Enrico, Davide, Giada, Lara, Elena

i compagni di università Marcello, Alessandro, Nicola, Alberto, Carlotta, Ambra che hanno reso questo percorso divertente e spensierato e in particolare a Ivan per l'amicizia profonda che ci lega e l'aiuto regalatomi ogni giorno