

Rapporti tecnici INGV

**Dimensionamento elettrico di una
stazione di acquisizione dati**

208



Istituto Nazionale di
Geofisica e Vulcanologia

Direttore

Enzo Boschi

Editorial Board

Raffaele Azzaro (CT)
Sara Barsotti (PI)
Mario Castellano (NA)
Viviana Castelli (BO)
Rosa Anna Corsaro (CT)
Luigi Cucci (RM1)
Mauro Di Vito (NA)
Marcello Liotta (PA)
Simona Masina (BO)
Mario Mattia (CT)
Nicola Pagliuca (RM1)
Umberto Sciacca (RM1)
Salvatore Stramondo (CNT)
Andrea Tertulliani - Editor in Chief (RM1)
Aldo Winkler (RM2)
Gaetano Zonno (MI)

Segreteria di Redazione

Francesca Di Stefano - coordinatore

Tel. +39 06 51860068

Fax +39 06 36915617

Rossella Celi

Tel. +39 06 51860055

Fax +39 06 36915617

redazionecen@ingv.it



Rapporti tecnici INGV

DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DI UNA STAZIONE DI ACQUISIZIONE DATI

Angelo Castagnozzi

INGV (Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia, Centro Nazionale Terremoti)

208

Indice

Introduzione	5
1 Radiazione solare	5
2 Orientamento ottimale di un sistema fotovoltaico	7
3 Celle fotovoltaiche	8
3.1 Celle fotovoltaiche in silicio “Monocristallino” [7]	8
3.2 Celle fotovoltaiche in silicio “Policristallino”	9
3.3 Celle fotovoltaiche a film sottile	9
4 Regolatori di carica	10
5 Batterie	11
6 Dimensionamento di una stazione stand-alone	13
6.1 Perdite del generatore	13
7 Calcolo della superficie del generatore	14
8 Dimensionamento cavi elettrici	15
9 Dimensionamento di una stazione stand-alone con ausilio di un foglio di calcolo	16
Bibliografia.....	20

Introduzione

Nella fase progettuale di una stazione di acquisizione dati geofisici un aspetto da considerare e non sottovalutare è la fornitura di energia elettrica, la quale deve essere garantita nel tempo al fine di assicurare la trasmissione continua dei dati. La strumentazione installata nei siti di proprietà dell'INGV necessita di una fonte di energia; tale fonte potrebbe essere fornita dai vari fornitori di energia elettrica. In caso di forte evento sismico, però, la fornitura di energia elettrica potrebbe venir meno e quindi di conseguenza ci sarebbe un'interruzione nella trasmissione dei dati, salvo il tempo di scarica delle batterie installate in sito. Risulta quindi necessario assicurare una continuità nella trasmissione dati svincolandoci del tutto dai gestori di linee elettriche.

L'alimentazione costante alle stazioni deve essere fornita tramite batterie ricaricate da fonti di energia alternativa. Molte delle stazioni installate dal nostro Istituto vengono posizionate in luoghi dove risulta abbastanza oneroso portare la linea elettrica del gestore, quindi la soluzione ai problemi sopra descritti risulta essere quella di affidarsi a fonti di energia alternativa (spesso solare fotovoltaico).

Scopo del presente rapporto tecnico è quello di aiutare tecnici e ricercatori nella scelta e dimensionamento dei pannelli solari e delle batterie.

1 Radiazione solare

La radiazione solare globale può essere divisa in 3 componenti:

- radiazione diretta;
- radiazione diffusa;
- radiazione riflessa.

La radiazione diretta non viene né assorbita e ne diffusa dalle particelle atmosferiche ma arriva direttamente sulla superficie captante, la radiazione diffusa è quella parte di energia che viene diffusa grazie alle particelle presenti in aria (gas, nubi) che, assorbendo l'energia la propagano in diverse direzioni, la radiazione riflessa è quella parte di energia che arriva sulla superficie captante dopo essere stata riflessa da oggetti circostanti (terreno, alberi, acqua, oggetti vari).

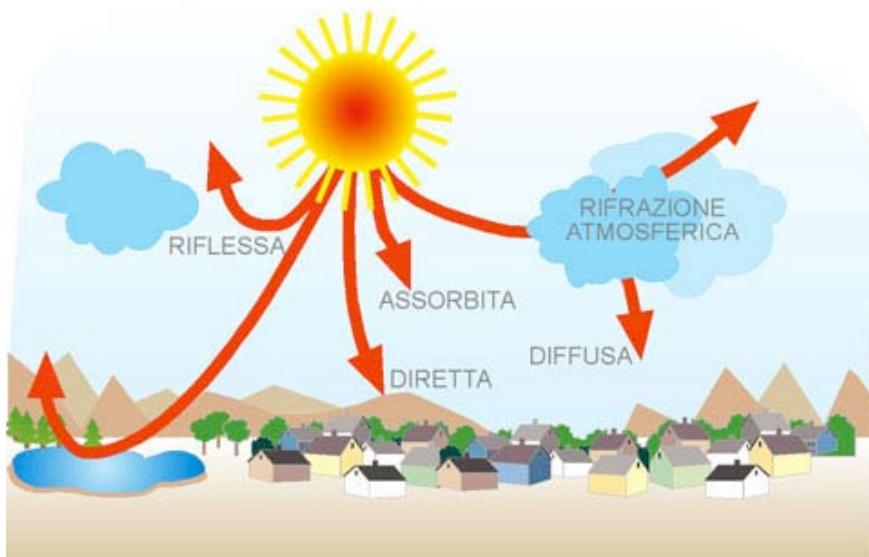


Figura 1. Radiazione solare [1].

La radiazione solare varia principalmente in base a:

- **condizioni meteorologiche:** in una giornata nuvolosa, oppure la mattina all'alba e la sera al tramonto, la componente di radiazione diffusa sarà predominante rispetto alla componente diretta;
- **inclinazione della superficie captante:** nei mesi estivi una superficie captante con inclinazione minore assorberà più radiazioni dirette, il contrario avverrà nei mesi invernali;
- **periodo dell'anno:** nei periodi estivi ci sarà una maggiore energia captata rispetto ai periodi invernali;
- **posizione geografica:** al sud Italia nell'arco dell'anno abbiamo una radiazione maggiore rispetto al nord Italia. In fig.2 viene riportata la mappa della radiazione solare annuale media in Italia;
- **orografia del terreno** per la determinazione della riflettività del terreno (Albedo).

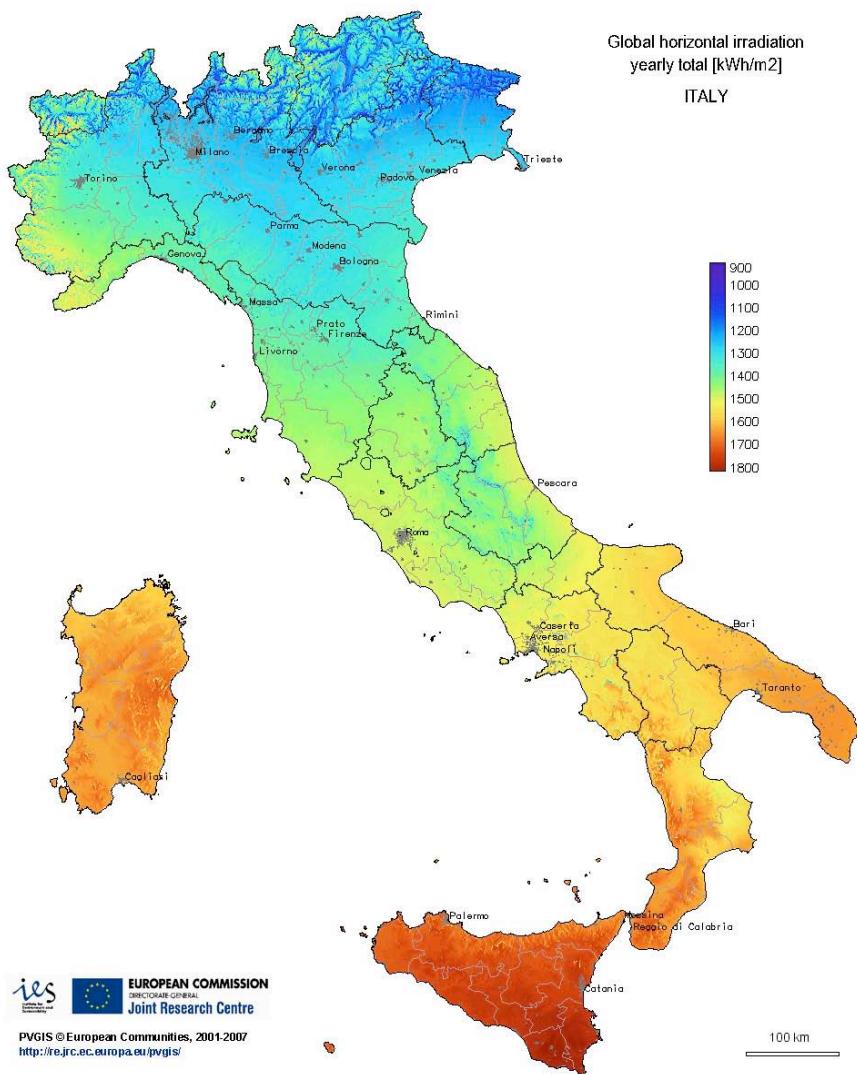


Figura 2. Radiazione solare globale [2].

La componente di Albedo (o più comunemente coefficiente di Albedo) rappresenta il coefficiente di riflessione di un oggetto. L'albedo massima è 1 quando tutta la luce incidente viene riflessa. L'albedo minima è 0 quando nessuna frazione della luce viene riflessa. In termini di luce visibile, il primo caso è quello di un oggetto perfettamente bianco, l'altro di un oggetto perfettamente nero. Valori intermedi significano situazioni intermedie.

In figura 3 vengono riportati valori tipici del fattore di albedo.

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

Figura 3. Coefficienti di albedo [3].

Risulta evidente che è di fondamentale importanza conoscere i valori di radiazione solare per poter dimensionare un generatore fotovoltaico.

In base alla posizione geografica, all'orientamento dei pannelli e all'inclinazione degli stessi sarà possibile calcolare la radiazione solare incidente sulla superficie captante.

Una delle fonti per la stima della radiazione globale incidente su una superficie captante è “L’Atlante Europeo della Radiazione Solare” [4], attraverso cui è possibile, dopo aver inserito i dati richiesti (latitudine, longitudine, albedo, orientamento ed inclinazione della superficie captante), conoscere la Radiazione solare globale giornaliera media mensile su superficie inclinata espressa in diverse unità di misura, la pagina è raggiungibile su internet al seguente indirizzo: <http://www.solaritaly.enea.it/CalcRggmmIncl/Calcola1.php>.

2 Orientamento ottimale di un sistema fotovoltaico

Nell’installazione di un sistema fotovoltaico quello che maggiormente preoccupa è cercare di capire quale inclinazione ed orientamento dare alle superfici captanti in modo da farlo funzionare meglio.

In linea generale l’orientamento ottimale è verso SUD (nell’emisfero boreale). Poiché infatti il sole sorge ad EST e tramonta ad OVEST, l’orientamento a sud è quello che meglio permette di seguire il sole nel suo percorso apparente nel cielo, inoltre è quello che permette di sfruttare l’irraggiamento solare massimo, in quanto a sud (mezzogiorno) il sole si trova nella sua massima elevazione.

Le superfici diversamente inclinate hanno la peculiarità ognuna di assorbire più o meno energia in diversi periodi dell’anno.

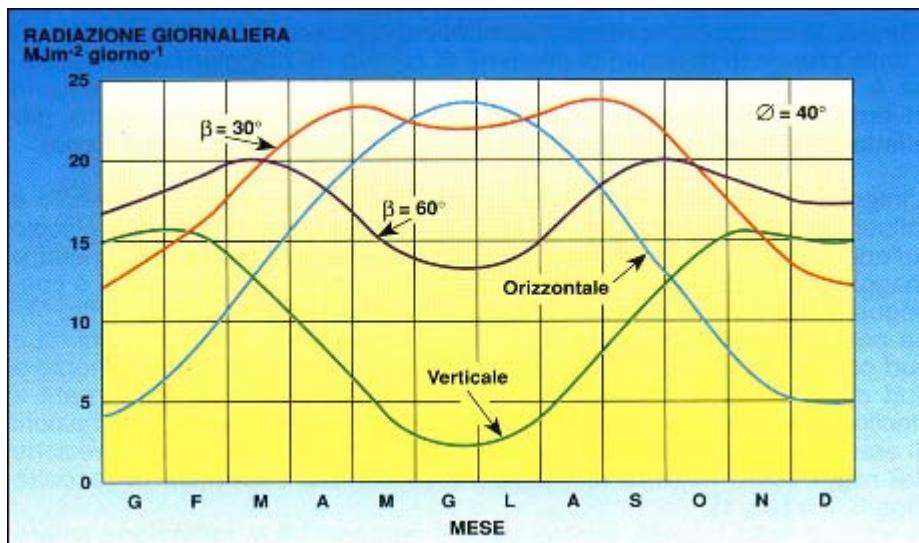


Figura 4. Radiazione giornaliera su piani diversamente inclinati [5].

Come mostrato in fig.4 una superficie captante piana (0°) riuscirà a captare il massimo dell'energia solare nel periodo tra giugno e agosto, diversamente una superficie a 75° avrà il massimo del suo rendimento nei periodi tra novembre e febbraio, quindi in base al tipo di utilizzo della superficie captante si dovrà trovare un buon compromesso e cercare di capire quale sia l'inclinazione ottimale da dare ai pannelli. Per le stazioni in isola (stazione dove l'unica fonte di energia è il sole) un'inclinazione di 45° potrebbe ottimizzare il rendimento dell'impianto nei mesi invernali, abbassando leggermente l'energia captata nei mesi estivi, periodo in cui c'è una maggiore energia prodotta. Inoltre, nelle zone montane c'è da considerare il fatto che una maggiore inclinazione dei pannelli porterebbe ad una più facile autopulizia del pannello in caso di nevicate essendo facilitato lo scivolamento della neve accumulatasi sui pannelli stessi.

3 Celle fotovoltaiche

La conversione dell'energia solare in energia elettrica avviene sfruttando dei particolari effetti prodotti da materiali semiconduttori opportunamente trattati, la luce emessa dal sole produce una tensione nei materiali semiconduttori e questa tensione può essere prelevata per mezzo di elettrodi. Una singola cella fotovoltaica in silicio cristallino di dimensione (15,6 x 15,6) cm produce una tensione di 0,5 V e una corrente di 3 A [6], quindi fornisce una potenza di 1,5 W [Potenza (P) = Tensione (V) x Corrente (I)].

Per ottenere potenze e/o tensioni sufficienti al funzionamento dei vari dispositivi elettrici è necessario collegare più celle tra di loro in modo da realizzare un pannello fotovoltaico.

Il materiale più utilizzato per questo tipo di applicazioni è il silicio in quanto è disponibile sul nostro pianeta in quantità pressoché illimitata. Il processo attraverso cui viene lavorato il silicio è abbastanza costoso e complesso, visto che il silicio per applicazioni nel campo del fotovoltaico non ha bisogno di una purezza elevata quanto quella del silicio utilizzato in microelettronica (quindi una riduzione dei costi di circa un fattore 10) uno degli obiettivi delle grandi industrie è quello di svincolare la produzione di silicio per microelettronica dalla produzione di silicio per il solare.

3.1 Celle fotovoltaiche in silicio “Monocristallino” [7]

Il Silicio a cristallo singolo o “Monocristallino” è ottenuto mediante un processo detto di “melting” che consiste nel fondere e mettere a contatto i cristalli di silicio con un seme di cristallo. Si ottiene così un lingotto cilindrico del diametro variabile tra i 13 e i 20 cm per una lunghezza che può raggiungere i 200 cm. Questo lingotto viene tagliato a fette molto sottili dette “Wafers” con spessore tra i 250 e 300 μm . Le celle monocristalline sono caratterizzate da un omogeneo colore blu e da una forma ottagonale.

L'efficienza delle celle nei moduli realizzati con silicio monocristallino è del 12-16%.

3.2 Celle fotovoltaiche in silicio “Policristallino”

Il Silicio a cristallo multiplo o “Policristallino” presenta cristalli di silicio con orientamenti diversi. Essi vengono colati in blocchi e poi tagliati sotto forma di dischetti. Le celle policristalline sono caratterizzate da una forma quadrata e da un colore blu elettrico dove è possibile distinguere le forme dei cristalli.

L'affinamento del processo produttivo delle celle in silicio policristallino consente ormai di ottenere delle celle con prestazioni elettriche prossime a quelle in silicio monocristallino.

L'efficienza delle celle nei moduli realizzati con silicio policristallino è del 10-13%.

3.3 Celle fotovoltaiche a film sottile

Oltre al silicio cristallino si stanno cercando nuove tecnologie e nuovi materiali in grado di convertire l'energia solare in energia elettrica, alcune già note, altre in via di sperimentazione.

Una tecnologia molto diffusa ed alternativa è la realizzazione di sottili lamine di materiale semiconduttore depositato generalmente come miscela di gas su substrati di altri materiali a basso costo come vetro, polimero, alluminio che danno consistenza fisica alla miscela. Allo stato attuale è possibile reperire sul mercato anche pannelli fotovoltaici flessibili per usi particolari.

Tra i materiali maggiormente utilizzati si ricordano:

- *Silicio amorfico* (a-Si), in cui gli atomi silicei vengono depositati chimicamente in forma amorfa, ovvero strutturalmente disorganizzata, sulla superficie di sostegno. Questa tecnologia impiega quantità molto esigue di silicio (spessori dell'ordine del micron). I moduli in silicio amorfico mostrano in genere una efficienza meno costante delle altre tecnologie rispetto ai valori nominali, pur avendo garanzie in linea con il mercato. Il dato più interessante riguarda l'EROEI (Energy Return On Energy Investment), che fornisce valori molto alti, il che attesta l'economicità di questa tecnologia. L'efficienza delle celle nei moduli realizzati con silicio amorfico è 4-10% a seconda della tecnologia monogiuizione a doppia o tripla giunzione che sfruttano una più larga banda dello spettro solare utile. Vale la pena ricordare che i pannelli in silicio amorfico perdono quasi il 10% delle prestazioni di potenza dichiarate dal costruttore nelle prime 300-400 ore di esposizione (effetto Staebler-Wronski);
- *Tellururo di cadmio* (CdTe), si tratta di una tecnologia estremamente promettente, perché vanta un maggior rendimento e maggiore stabilità nel tempo rispetto al silicio amorfico tradizionale, il rovescio della medaglia è che il cadmio è una sostanza estremamente pericolosa (sostanza tossica e addirittura cancerogena) oltre al fatto che attualmente non esiste una norma che stabilisca come rimuovere e smaltire tale materiale;
- *Solfuro di cadmio* (CdS) microcristallino, che presenta costi di produzione molto bassi in quanto la tecnologia impiegata per la sua produzione non richiede il raggiungimento delle temperature elevatissime necessarie invece alla fusione e purificazione del silicio. Esso viene applicato ad un supporto metallico per spray-coating, cioè viene letteralmente spruzzato come una vernice. Tra gli svantaggi legati alla produzione di questo genere di celle fotovoltaiche vi è la tossicità del cadmio ed il basso rendimento del dispositivo;
- *Arseniuro di gallio* (GaAs), una lega binaria con proprietà semiconduttrive, in grado di assicurare rendimenti elevatissimi, dovuti alla proprietà di avere un gap diretto (a differenza del silicio). Viene impiegata soprattutto per applicazioni militari o scientifiche avanzate (come missioni automatizzate di esplorazione planetaria o fotorivelatori particolarmente sensibili). Tuttavia il costo proibitivo del materiale monocristallino a partire dal quale sono realizzate le celle, lo ha destinato ad un impiego di nicchia, il rendimento di questi pannelli si attesta intorno al 19-27%;
- *Diseleniuro di indio rame* (CIS), con opacità variabile dal 100% al 70% ottenuta mediante fori ricavati direttamente nel film. La tecnologia CIS è una delle poche alternative al silicio, oltre al CdTe. Grazie all'utilizzo di un substrato privo di silicio, i costi di produzione sono molto competitivi. I moduli CIS presentano caratteristiche interessanti, con valori di efficienza attorno al 10% e una buona stabilità nel tempo. In particolare, offrono prestazioni superiori alla media in condizioni di scarsa luce;
- *Diseleniuro di indio rame gallio* (CIGS), si tratta di diverse possibili leghe a base di rame indio selenio e gallio, ma anche in questo caso si può parlare di tecnologie sperimentali, per le quali si parla di efficienze nell'ordine del 14% e di costi contenuti per la posa del materiale sui sostegni.

4 Regolatori di carica

Le prestazioni di un sistema fotovoltaico per l'alimentazione di utenze isolate con accumulatori elettrochimici sono notevolmente influenzate dal tipo di regolazione della carica e dal buon accoppiamento tra regolatore di carica e generatore fotovoltaico.

Il regolatore di carica ha le seguenti funzioni [7]:

- Proteggere gli accumulatori da una carica eccessiva da parte del generatore fotovoltaico (overcharge);
- Proteggere gli accumulatori da una scarica troppo profonda (deep discharge);
- Fornire all'utente informazioni sul sistema (parametri elettrici);

I regolatori basano la loro funzione di regolazione sul controllo della tensione dell'accumulatore, oppure con metodologia più complessa e dispendiosa basando il controllo sullo stato di carica.

Tra i vari sistemi di regolazione vengono citati i più usati:

- Regolazione ON-OFF: consiste nella completa connessione e disconnessione del campo fotovoltaico dagli accumulatori quando la tensione supera dei valori prestabiliti, il generatore può essere lasciato a circuito aperto (connessione serie) o a circuito chiuso (connessione shunt);
- Regolazione a gradini: attua una parziale sconnessione e riconnessione del campo fotovoltaico quando vengono raggiunti dei limiti prestabiliti di tensione; la parziale disconnessione può avvenire su singole stringhe;
- Regolazione con MPPT (Maximum Power Point Tracker – Inseguitore del punto di massima potenza): l'irraggiamento solare su di una superficie captante, quale può essere l'impianto fotovoltaico, è molto variabile dipendendo dalla presenza o meno di sole e dalla posizione del sole rispetto alla superficie stessa. Una cella di un modulo fotovoltaico esibisce, per vari valori dell'irraggiamento solare, e per vari valori della temperatura, una famiglia di curve caratteristiche del tipo in figura qui sotto. In particolare si vedono tre curve in grassetto corrispondenti a tre valori (1000, 800, 600 W/m²) dell'irraggiamento solare.

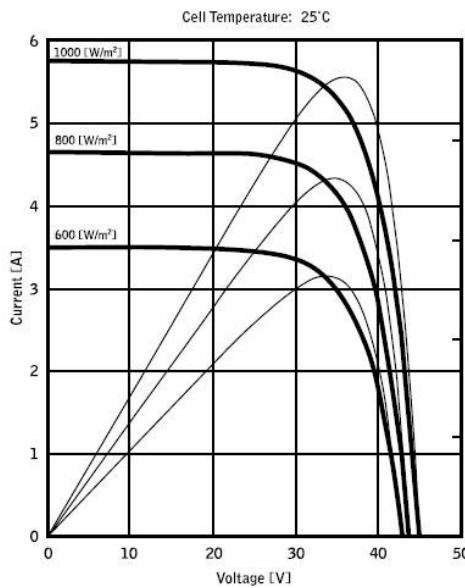


Figura 5. Caratteristica tensione-corrente e irraggiamento solare [8].

Su ogni curva caratteristica esiste uno ed un solo punto tale per cui è massimizzato il trasferimento di potenza verso un ipotetico carico alimentato dal modulo fotovoltaico. Il punto di massima potenza corrisponde alla coppia tensione-corrente tale per cui è massimo il prodotto $V \cdot I$, dove V è il valore della tensione ai morsetti del modulo e I è la corrente che circola nel circuito ottenuto chiudendo il modulo su un ipotetico carico.

Sempre con riferimento alla figura precedente, il prodotto $V \cdot I$ è rappresentato per i tre valori dell'irraggiamento solare di cui sopra, tramite le tre curve a tratto più sottile.

Come si vede, in accordo con quanto detto prima, tali curve esibiscono un massimo, ad es. per 1000W/m², il punto di massima potenza corrisponde ad un valore di tensione pari a circa 36V e corrente di circa 5,5A.

Chiaramente, se si riesce a massimizzare la potenza erogata dall'impianto, si riesce a sfruttarlo al meglio.

L'**MPPT** è un dispositivo integrato nei regolatori che, tipicamente, ad ogni istante legge i valori di tensione e corrente, ne calcola il prodotto (cioè la potenza in Watt) e, provocando piccole variazioni nei parametri di conversione (duty cycle), è in grado di stabilire per confronto se il modulo fotovoltaico sta lavorando in condizioni di massima potenza oppure no. A seconda del “responso” agisce ancora sul circuito per portare l'impianto in tale condizione ottimale.

Il motivo per cui gli MPPT sono utilizzati è semplice: un impianto fotovoltaico senza MPPT può funzionare comunque, ma a parità di irraggiamento solare fornisce meno energia.

Regolazione **PWM** (Pulse Width Modulation): tecnica di costruzione dell'onda di uscita di un regolatore, che si basa sulla commutazione dei dispositivi di potenza a frequenza molto più elevata rispetto a quella di lavoro (alcune decine di kHz), permettendo di ottenere delle successioni di treni di impulsi, positivi e negativi, nei quali la durata di ogni singolo impulso è proporzionale all'ampiezza in quel punto della sinusode che si vuole ottenere.

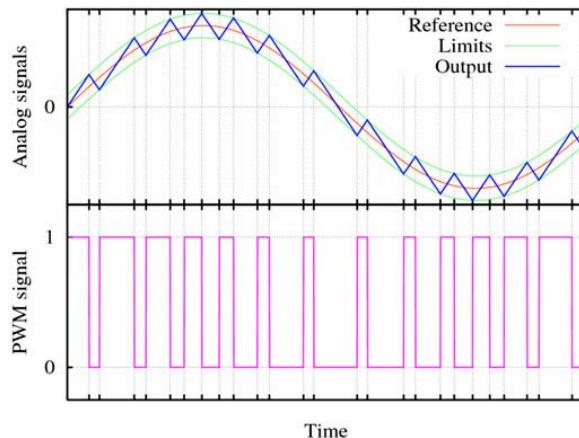


Figura 6. Funzionamento del regolatore PWM [9].

5 Batterie

Nei sistemi fotovoltaici in isola l'accumulo di energia viene fatto ricorrendo ad accumulatori elettrochimici. La presenza di tali accumulatori permette di sopperire alla mancanza di energia nelle ore notturne, nei periodi nuvolosi e nei periodi in cui si dovesse presentare un guasto temporaneo del campo fotovoltaico.

Gli accumulatori più adatti per l'uso in impianti fotovoltaici stand-alone devono avere le seguenti caratteristiche:

- elevata efficienza;
- lunga durata;
- buona resistenza alle escursioni termiche;
- bassa manutenzione;
- basso livello di autoscarica.

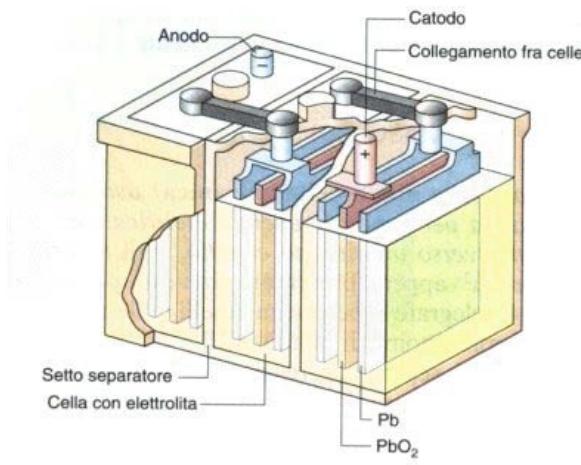


Figura 7. Composizione di una batteria [10].

L'insieme di più accumulatori forma una batteria. Per preservare una lunga durata degli accumulatori è di fondamentale importanza prevedere un buon ciclo di carica/scarica degli stessi.

Lunghi periodi di basso stato di carica sugli accumulatori possono generare sulle piastre degli accumulatori formazione di cristalli di solfato di piombo più grandi di quelli che si producono nel processo di scarica. Tale processo prende il nome di solfatazione [11], il quale riduce la vita dell'accumulatore. Un altro processo da evitare è la scarica profonda dell'accumulatore. Tale fenomeno può essere evitato imponendo un valore limite per la scarica profonda degli accumulatori.

Limitando la profondità di scarica (DOD: Depth of Discharge) si aumenteranno i cicli di carica e scarica della batteria come mostrato in fig.8.

Cycle life vs. Depth of discharge

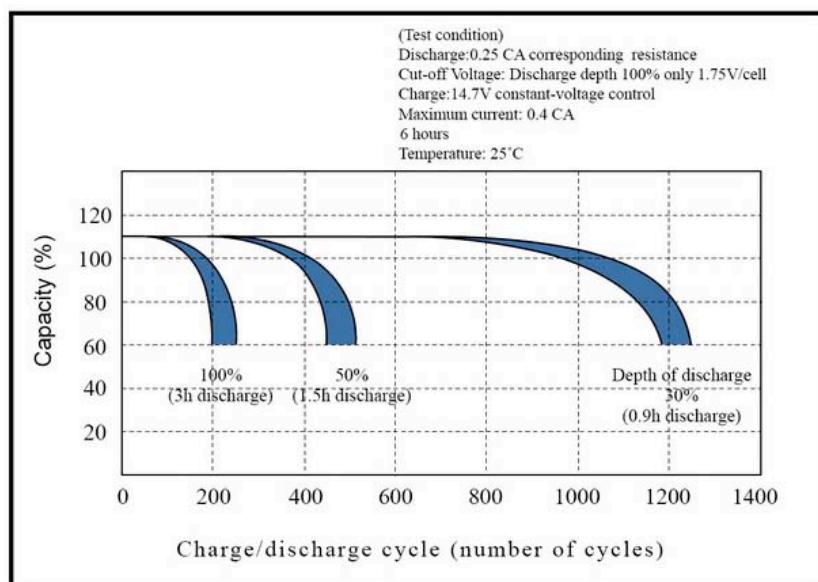


Figura 8. Cicli di carica e scarica di una batteria [12].

Un'elevata carica dell'accumulatore può causare uno sviluppo di idrogeno ed ossigeno, processo noto con il nome di massificazione [11], riducendo la quantità di elettrolito e la sicurezza dell'accumulatore. E' buona norma prevedere che il regolatore di carica limiti la corrente di carica dal campo fotovoltaico alla soglia di sviluppo dei gas corrispondente ad una tensione di circa 2,35 - 2,4 V a 25 °C.

La tensione di sviluppo dei gas varia in funzione della temperatura, quindi un buon regolatore di carica dovrà prevedere la compensazione della tensione della batteria in maniera appropriata.

6 Dimensionamento di una stazione stand-alone

Tra le informazioni determinanti per il dimensionamento di una stazione in isola v'è sottolineata la corretta acquisizione dei consumi elettrici degli apparati in modo da riuscire a determinare il fabbisogno giornaliero di energia necessario alla stazione.

In linea generale dovremo ipotizzare che, ogni mese, l'energia giornaliera media mensile prodotta dal generatore fotovoltaico Eg (Wh/giorno) risulti sempre maggiore, o uguale, all'energia richiesta dal carico elettrico Ec (Wh/giorno).

$$Eg \geq Ec$$

Essendo

$$Eg = Ag * Gm * K * \eta g \text{ (Wh/giorno)}$$

Dove:

Ag: superficie del piano dei moduli (m^2)

Gm: radiazione globale media giornaliera su base mensile incidente sul piano dei moduli (Wh/m²/giorno)

K: coefficiente di riduzione per eventuali ombreggiamenti, in genere un sito con ottima vista all'orizzonte può avere una perdita del 3-5% (k=0,97÷0,95)

ηg : rendimento complessivo di conversione del sistema fotovoltaico

$$\eta g = \eta_{mod} * \eta_{bos}$$

Il rendimento dei moduli fotovoltaici η_{mod} è di solito riportato nelle schede tecniche dei moduli, altrimenti calcolabile con la seguente formula:

$$\eta_{mod} = P_{max} / (1000 * A)$$

dove:

P_{max}= Potenza di picco del pannello fotovoltaico (W)

A = superficie del pannello fotovoltaico (m²)

6.1 Perdite del generatore

Il rendimento del sistema η_{bos} (Bilance Of System) va calcolato considerando una serie di fattori, tra cui:

Perdite per riflessione

Le perdite per riflessione risultano intrinseche con la costruzione degli impianti fotovoltaici, solo grandi superfici chiare circostanti potrebbero ridurre questo valore, altrimenti la stima di perdita di energia di un 3% può essere ritenuto ragionevole.

Perdite per mismatching

Sono dovute alla disomogeneità delle prestazioni elettriche fornite dai vari moduli, un valore dell'1% può essere ritenuto congruo per le nostre stazioni.

Perdite per effetto della temperatura

All'aumentare della temperatura (rispetto ai dati di targa) le prestazioni elettriche del pannello diminuiscono. Le perdite "per temperatura" nel corso dell'anno possono essere valutate (meridione d'Italia) in una percentuale variabile tra il 5 e 8%.

Perdite per ombreggiamenti

Perdite dovute ad eventuali ombreggiamenti, in genere un sito con ottima vista all'orizzonte può avere una perdita del 3-5%.

Perdite sui circuiti in corrente continua

Queste perdite sono dovute alla resistenza dei cavi elettrici, resistenza di contatto sugli interruttori, perdite per cadute di tensione sui diodi di blocco. In genere in un impianto dove sono utilizzati appropriati componenti tale perdita si attesta intorno all'1-2%.

Perdite sui sistemi di accumulo

Le batterie di accumulo che garantiscono la continuità del servizio presentano un rendimento legato al ciclo di carica-scarica dell'energia. Tale perdita può arrivare 10-12% nei casi di accumulatori al piombo-acido del tipo a vaso aperto.

In linea generale, tenendo in considerazione tutte queste perdite, il BOS di un sistema fotovoltaico in isola si aggira intorno al 70-75%.

7 Calcolo della superficie del generatore

In base a quanto detto possiamo calcolare la superficie minima richiesta del generatore [5]:

$$A_{g\min} = E_c / (\eta_g * G_m * K)$$

La potenza di picco del generatore dovrà essere almeno uguale a:

$$P_g = D_{mod} * A_{g\min} * C_d$$

D_{mod} : è la densità di potenza del modulo scelto per l'installazione ovvero quanti watt in potenza sviluppa a m^2 ;

C_d : è un coefficiente che tiene conto dell'invecchiamento del pannello considerando che allo stato attuale un pannello ha un decadimento medio garantito non superiore al 20% in 20 anni, un valore pari a 1,2 terrebbe conto del decadimento del 20% in 20 anni.

$$D_{mod} = P_{mod} / A_{mod}$$

P_{mod} : potenza di picco del modulo (W)

A_{mod} : superficie del modulo (m^2)

A questo punto è possibile calcolare la quantità di energia necessaria Q_b (Wh) in modo tale da garantire un certo numero di giorni di autonomia N_{ga} in caso di mancato apporto di energia da parte del generatore fotovoltaico (assenza di irraggiamento, manutenzione o guasto):

$$Q_b = (E_{c\max} * N_{ga}) / (\eta_b * DOD)$$

$E_{c\max}$: valore massimo dell'energia giornaliera media mensile richiesta dal carico;

η_b : rendimento del processo di carica-scarica della batteria utilizzata

DOD: valore compreso tra 0 e 1 corrispondente alla massima profondità di scarica che si può raggiungere con il tipo di batteria utilizzato affinché non subisca danneggiamenti.

Dividendo l'energia Q_b per la tensione di esercizio otteniamo la capacità delle batterie in Ah.

La capacità C delle batterie viene indicata in Ah e di solito viene espressa con scarica in 10 ore (C_{10}). Naturalmente nei nostri calcoli ipotizziamo una scarica nei giorni N_{ga} . La stessa batteria mostra valori di capacità differenti se misurati a regimi di scarica diversi:

- $C_{20}=240\text{Ah}$ in 20h (12A)
- $C_5=185\text{Ah}$ in 5h (37A)
- $C_2=150\text{Ah}$ in 2h (75A)

Ipotizzando un numero di giorni di scarica N_{ga} pari a 4, la capacità della batteria dovrà essere riferita ad un tempo di scarica di 100 ore (C_{100}). Ogni casa costruttrice dovrebbe avere delle tabelle di confronto per i diversi tempi di scarica.

8 Dimensionamento cavi elettrici

I cavi elettrici dovranno essere scelti in base alla tensione di esercizio dell'impianto, quindi la tensione di isolamento del cavo elettrico dovrà essere almeno uguale alla tensione di esercizio dell'impianto.

Il cavo elettrico presenta una certa resistenza elettrica che dipende dalla sezione, dalla lunghezza e dalla resistività del materiale cui è composto il conduttore stesso.

Supponendo di avere un cavo in rame dalla sezione di 4 mm^2 , lungo 100 m possiamo calcolare la resistenza che oppone il cavo al passaggio della corrente e quindi:

$$R=\rho * L/s$$

Dove:

- R: resistenza del cavo in Ω ;
 ρ : resistività del cavo (per il rame è $0,0175 \Omega \text{mm}^2 / \text{m}$);
s: sezione del cavo in mm^2 .

La resistenza del cavo sarà uguale a: $0,0175 * 100 / 4 = 0,437 \Omega$

Per la nota legge di Ohm sappiamo che sul tratto di cavo avremo una caduta di tensione pari a

$$\Delta V=R*I$$

Naturalmente su un circuito bipolare lungo 100 m dovremo considerare che la resistenza si raddoppia, essendo la lunghezza totale di 200m (100m+100m)

Supponendo di avere un carico che assorbe 10A ad una tensione di 12V in corrente continua avremo una caduta di tensione sul cavo di cui sopra pari a:

$$\Delta V=0,874 * 10 = 8,74 \text{ V}$$

Ciò vuol dire che sul tratto di circuito avremo una caduta di tensione in percentuale pari a:

$$\Delta V\%=(8,74/12)*100=72,8 \%$$

A fine linea avremo sul carico una tensione pari a 3,26V da cui si evince che in queste condizioni sicuramente il circuito è dimensionato in modo errato avendo ai morsetti del carico una tensione di 3,26V. In definitiva il cavo da 4 mm^2 sicuramente è in grado di trasportare i 10 A, ma non è idoneo per alimentare il nostro carico nelle condizioni specificate.

La portata massima del cavo varia in funzione di diversi parametri, tra cui:

- Formazione del cavo (numero di conduttori e sezione);
- Tipo di isolante ;
- Modalità di posa;
- Temperatura ambiente;

Altro parametro da tenere in considerazione è la perdita di potenza nel cavo dovuta all'effetto Joule secondo cui sul cavo si ha una perdita di potenza pari a:

$$P=RI^2$$

dove:

- P: potenza dissipata
R: resistenza del cavo
I: corrente che percorre il cavo

Nel caso su esposto avremo una perdita di potenza trasformata in calore pari a:

$$P = 0,874 \cdot 10^2 = 87,4 \text{ W}$$

In un'ora avremo una perdita di energia pari a 314.640 J.

Considerando che un Joule corrisponde al lavoro necessario per sollevare di un metro un corpo di massa pari ad 102 grammi [13], se ne deduce che l'energia dissipata nel nostro caso sarebbe bastata per sollevare di un metro una massa di 32.093 kg.

Tutte le case costruttrici di cavi elettrici hanno delle tabelle con le portate dei cavi in funzione dei parametri di cui sopra, altrimenti calcolabile analiticamente.

La sezione del cavo dovrà quindi essere calcolata in funzione di:

- corrente massima che può attraversare il cavo (portata del cavo Iz), altrimenti si rischia un deterioramento precoce del cavo dovuto a sovraccaldamenti per effetto joule;
- caduta di tensione che può portare ad un abbassamento elevato della tensione e quindi un malfunzionamento degli apparati collegati.

9 Dimensionamento di una stazione stand-alone con ausilio di un foglio di calcolo

Quanto finora esposto è stato riportato in un foglio di calcolo excel in modo tale da semplificare la procedura di calcolo.

Il foglio di calcolo è composto da varie schede in cui è necessario introdurre i dati di input, le schede sono così divise:

- dati di progetto;
- rendimenti;
- radiazione solare;
- carico;
- risultati;
- cavi.

In linea generale è possibile inserire valori solo nelle caselle gialle, le altre caselle sono protette, i dati obbligatori sono contrassegnati da un asterisco.

Dati di progetto



Istituto Nazionale di Geofisica e
Vulcanologia

DATI DI PROGETTO	
Località:	Ariano Irpino
Coordinate:	Lat. Long.
Massima profondità di scarica (%):	50%
Numero giorni autonomia:	2
Tensione nominale batteria (V):	12
Azimuth pannelli:	0
Tilt pannelli:	45
Tipo pannello utilizzato:	
H15-40 - Helios Technology	
Potenza di picco (W)	140
Tensione di picco (V)	23,00
Corrente di picco (A)	8,65
Larghezza (m)	1,70
Lunghezza (m)	0,69
Superficie (m ²)	1,17
Dmod (V/m ²)	119,35
Rendimento	11,94%

Figura 9. Scheda “Dati di progetto”.

In questa scheda è necessario indicare la massima profondità di scarica, numero di giorni di autonomia, tensione nominale del circuito (di solito 12V) e caratteristiche del pannello fotovoltaico (potenza di picco, tensione di picco, corrente di picco, larghezza e lunghezza del modulo).

Rendimenti

RENDIMENTO DEL SISTEMA (BOS)	
Perdite per riflessione	2,00%
Mismatching	5,00%
Perdite per effetto della temperatura	5,00%
Perdite per bassa radiazione e ombreggiamento	3,00%
Perdite sui circuiti in corrente continua	1,00%
Perdite sui sistemi di accumulo	12,00%
Rendimento del sistema	74,49%
Rendimento η_g	8,89%

Figura 10. Scheda “Rendimenti”.

In questa scheda è necessario specificare le perdite del sistema, per una tipica stazione di acquisizione dati possono essere presi in considerazione i valori della fig.10.

Radiazione solare

In questa scheda si inseriscono i valori di radiazione solare, sono stati inseriti sulla scheda già dei valori medi validi per il nord-italia, centro-italia e sud-italia, volendo è possibile affinare tale calcolo andando a prendere i valori reali della località desiderata con orientamento e inclinazione dei pannelli prescelti.

DATI DI RADIAZIONE SOLARE	
Radiazione giornaliera media mensile su superficie inclinata di un angolo (beta) rispetto all'orizzontale (Wh/m ² /day)	
	Globale (R_beta)
Gennaio	3217*
Febbraio	3649*
Marzo	4481*
Aprile	4744*
Maggio	5138*
Giugno	5347*
Luglio	5433*
Agosto	5136*
Settembre	4612*
Ottobre	3983*
Novembre	3152*
Dicembre	2531*
Media annuale	4285,166667
Mese peggiore	2531

Figura 11. Scheda “Radiazione solare”.

Carico

Nella scheda “Carico” è necessario inserire le quantità di dispositivi presenti sul sito e le ore di funzionamento; sono già inseriti degli apparati con relativa potenza assorbita, se dovesse esserci un carico con potenza non specificato nella scheda è possibile inserire un carico aggiuntivo specificando potenza, quantità e ore di funzionamento.

DATI DEL CARICO							
	Tensione (Volt)	Corrente (Ampere)	Potenza (Watt)	Quantità (n°)	Ore di funzionamento (h)	Consumo giornaliero max di corrente (Ah/g)	Consumo giornaliero max di energia (Wh/g)
Carico aggiuntivo	12	1,67	20	0	24	0,000	0
Cygnus (Trasmissione)	12	1,25	15	1	24	26,250	315
Cygnus (Autoconsumo)	12	1,25	15	1	24	30,000	360
Trident	12	0,15	1,8	2	24	7,200	86,4
Trillium	12	0,04	0,5	1	24	1,000	12
Episensor	12	0,10	1,14	1	24	2,280	27,36
Taurus	12	0,19	2,3	0	24	0,000	0
SATEL 3AS(d) TX	12	0,50	6	0	12	0,000	0
SATEL 3AS(d) RX	12	0,12	1,4	0	3	0,000	0
Wi-LAN	12	0,42	5	0	24	0,000	0
JANUS	12	0,38	4,6	0	24	0,000	0
RouterBOARD433AH	12	0,25	3	0	24	0,000	0
Modulo radio MiniPCI WLM54AG	12	0,21	2,5	0	24	0,000	0
Acquisitore GAIA	12	0,45	5,4	0	24	0,000	0
Acquisitore GPS Leica GPS1200+	12	0,27	3,2	0	24	0,000	0
Acquisitore GPS Leica GPS SR530	12	0,58	7	0	24	0,000	0
Regolatore di carica (autoconsumo)	12	0,01	0,1	1	24	0,200	2,4
Modem UMTS URS (GPRS)	12	0,29	3,50	0	24	0,000	0
Totale		2,945	35,34			66,930	803,16

Figura 12. Scheda “Carico”.

Risultati

Nella scheda “Risultati” è possibile visualizzare quantità di pannelli e capacità degli accumulatori necessari:

POTENZA DI PICCO DEL GENERATORE		
Ec=	336 Wh/giorno	Calcolo riferito al mese peggiore
ng=	0,09	
Gm=	2531 Wh/m ² /giorno	
Agin=	1,58 m ²	
Cd=	1,20 *	
Pg=	226,296 Wp	
Eg=	428 Wh/giorno	
Cp=	36 Ah/giorno	
Numero pannelli necessari:		2

CAPACITA' BATTERIE	
Qb=	3054,55 Wh
Cb=	254,55 Ah
Capacità batteria:	
254,55 Ah con scarica in 96 h	

Figura 13. Scheda “Risultati”.

Cavi

Nella scheda “Cavi” è possibile effettuare un dimensionamento dei cavi elettrici necessari per il collegamento dei vari dispositivi:

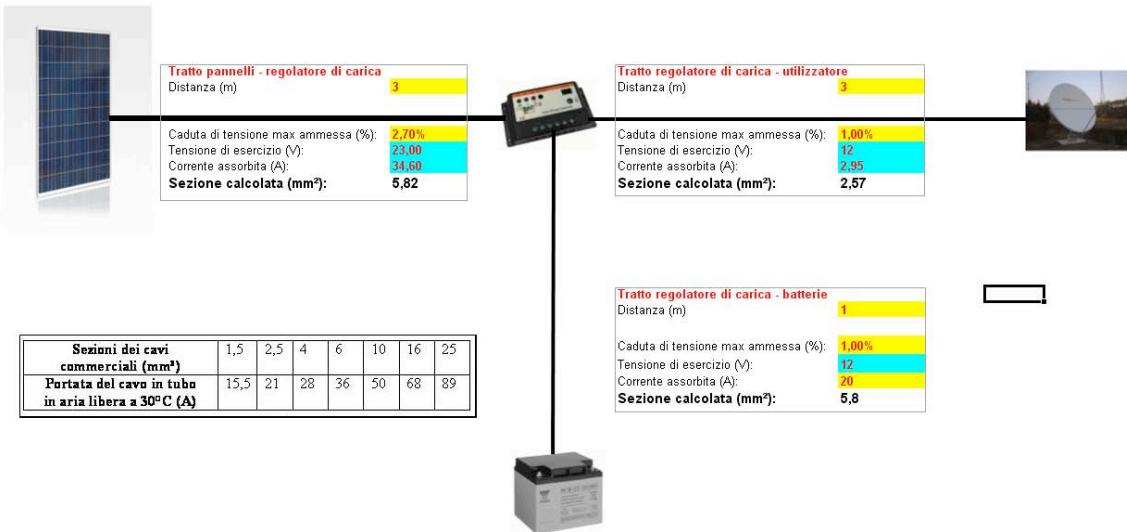


Figura 14. Scheda “Cavi”.

I dati necessari da inserire sono:

- le distanze delle varie tratte;
- il valore della caduta di tensione massima ammessa, considerando il fatto che la caduta massima di tensione ammessa tra sorgente e carico deve essere al massimo del 4%;
- la corrente assorbita;

Si precisa che il valore della corrente nel tratto Pannelli-regolatore di carica è un valore valido per pannelli solari collegati in parallelo.

Nella casella “Sezione calcolata” sarà visualizzata la sezione del cavo da utilizzare. Naturalmente la sezione calcolata sarà il risultato di un’operazione, quindi sarà necessario prendere un cavo con sezione commerciale superiore al valore calcolato. Nell’esempio della fig. 14 (tratto pannelli-regolatore) sarà preso in considerazione il cavo con sezione di 6 mm².

Bibliografia

- [1] <http://www.casasoleil.it/energieRinnovabili/irraggiamento.htm>
- [2] http://www.energongroup.com/it/energie-alternative_18.html
- [3] http://www.marconi-galletti.it/solare/index.php?option=com_content&view=article&id=22&Itemid=25
- [4] <http://www.solaritaly.enea.it/index.php>
- [5] <http://www.itishertz.it/solare/progettazione.htm>
- [6] <http://www.enerpoint.it/solare/fotovoltaico/tecnologia/cella-fotovoltaica.php>
- [7] Francesco Groppi – Carlo Zuccaro (2002) “Impianti solari fotovoltaici a norme CEI”, 316 pp;
- [8] <http://www.ourearthome.com/energia-alternativa/energia-solare/inverter-fotovoltaico/>
- [9] http://it.wikipedia.org/wiki/Pulse-width_modulation
- [10] <http://www.itchiavari.org/chimica/lab/accumpb.html>
- [11] Ing. R.Battisti – Ing. R.Barile – Arch. Patricia Ferro – Ing. M. Gamberale “I sistemi fotovoltaici: progettazione tecnico-architettonica” ISES ITALIA
- [11] <http://www.fullwavelmarine.com/AGMBatteryinfo.html>
- [13] <http://www.museoenergia.it/glossario.php?idvoce=16>

Coordinamento editoriale e impaginazione
Centro Editoriale Nazionale | INGV

Progetto grafico e redazionale
Daniela Riposati | Laboratorio Grafica e Immagini | INGV

© 2011 INGV Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia
Via di Vigna Murata, 605
00143 Roma
Tel. +39 06518601 Fax +39 065041181

<http://www.ingv.it>



Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia