

# SOLARE FOTOVOLTAICO

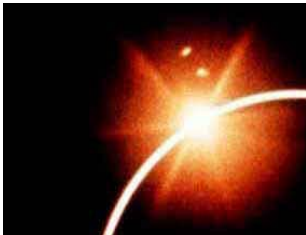
*Alessandro Franco*

Dipartimento di Ingegneria dell'energia e dei sistemi

Università di Pisa

Via Diotisalvi, 2 – 56126 PISA

*alessandro.franco@ing.unipi.it*



Corso di Laurea in

**INGEGNERIA ENERGETICA**

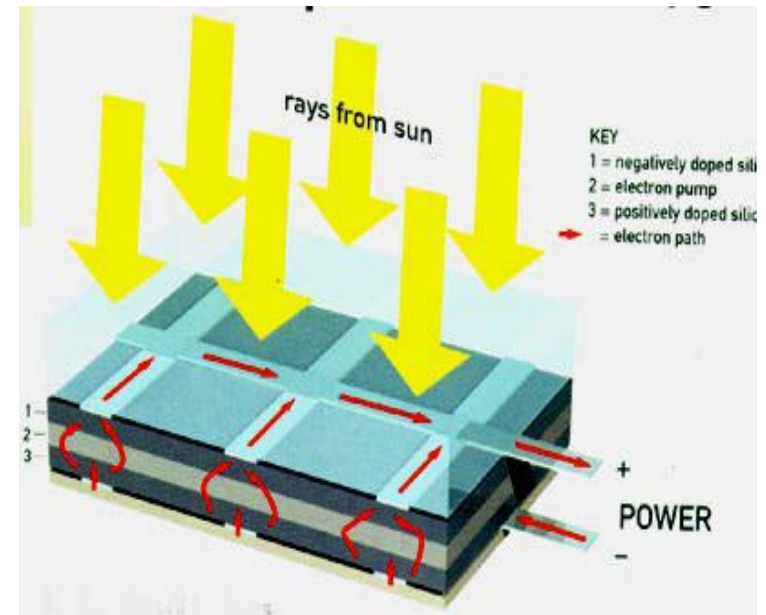
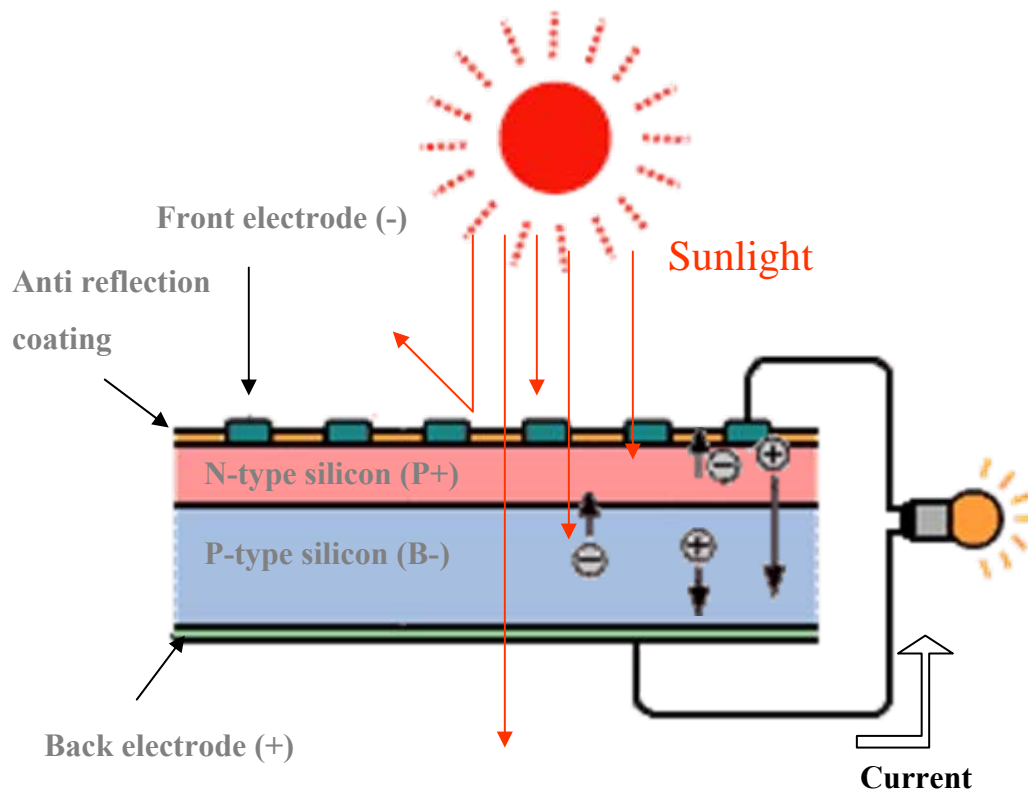


UNIVERSITÀ DI PISA

# IL FOTOVOLTAICO – Il quadro tecnologico

Il fotovoltaico è una tecnologia che consente di trasformare direttamente la luce solare in energia elettrica.

Questo effetto si basa sulla proprietà che hanno alcuni materiali semiconduttori opportunamente trattati (fra cui il silicio), di generare direttamente energia elettrica quando vengono colpiti dalla radiazione solare.



	IIIA	IVA	VA	VIA
	5 B	6 C	7 N	8 O
	13 Al	14 Si	15 P	16 S
IIB	30 Zn	31 Ga	32 Ge	33 As
	48 Cd	49 In	50 Sn	51 Sb
			51 Sb	52 Te

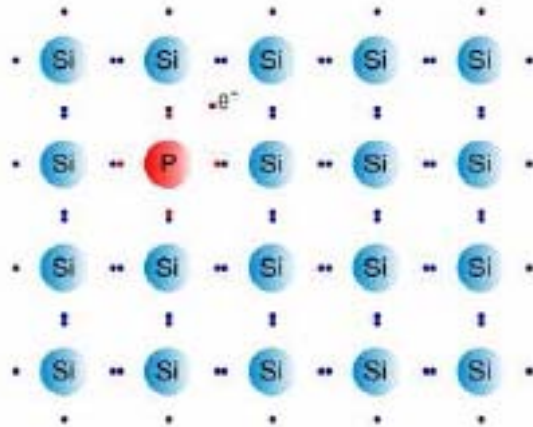
## Esempio: cristallo di Si

Il Si puro (o intrinseco) possiede nello strato più esterno 4 elettroni di valenza, che formano 4 legami covalenti con gli atomi vicini.

Allo stato puro, il Si non è un buon conduttore, perché non vi sono elettroni liberi per la conduzione.

Però....si può ricorrere al drogaggio

### Silicio tipo p

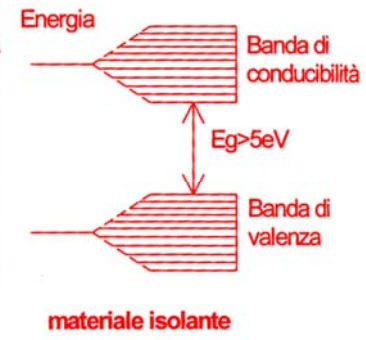
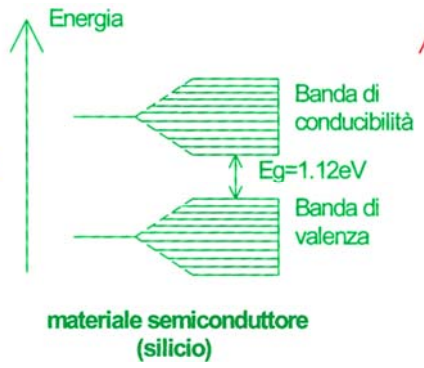
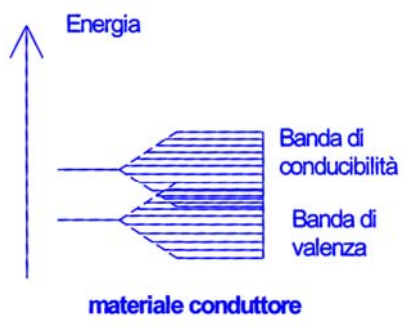
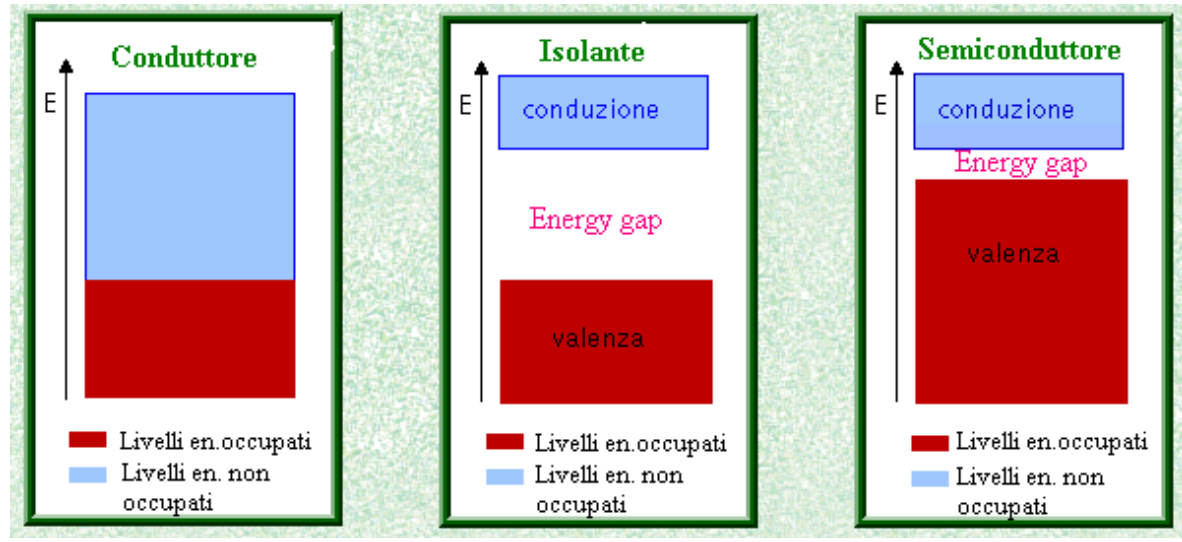
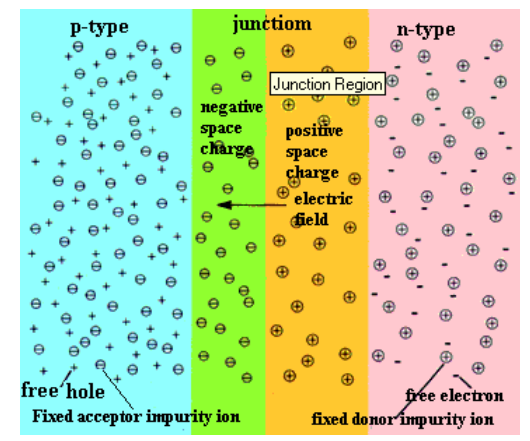
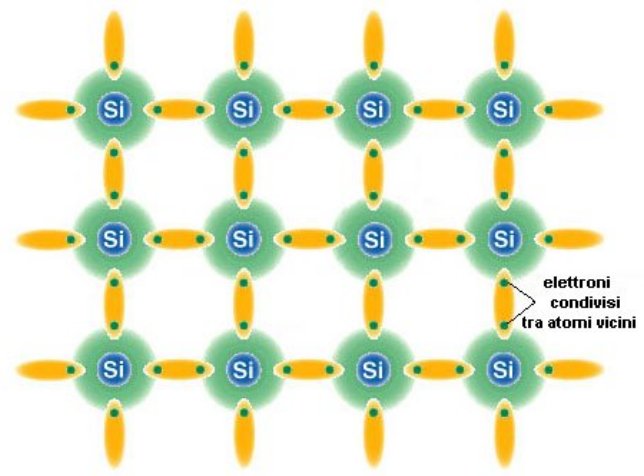
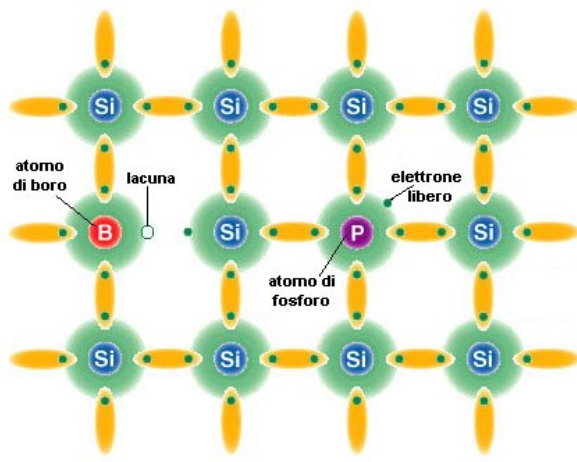


### Silicio tipo n

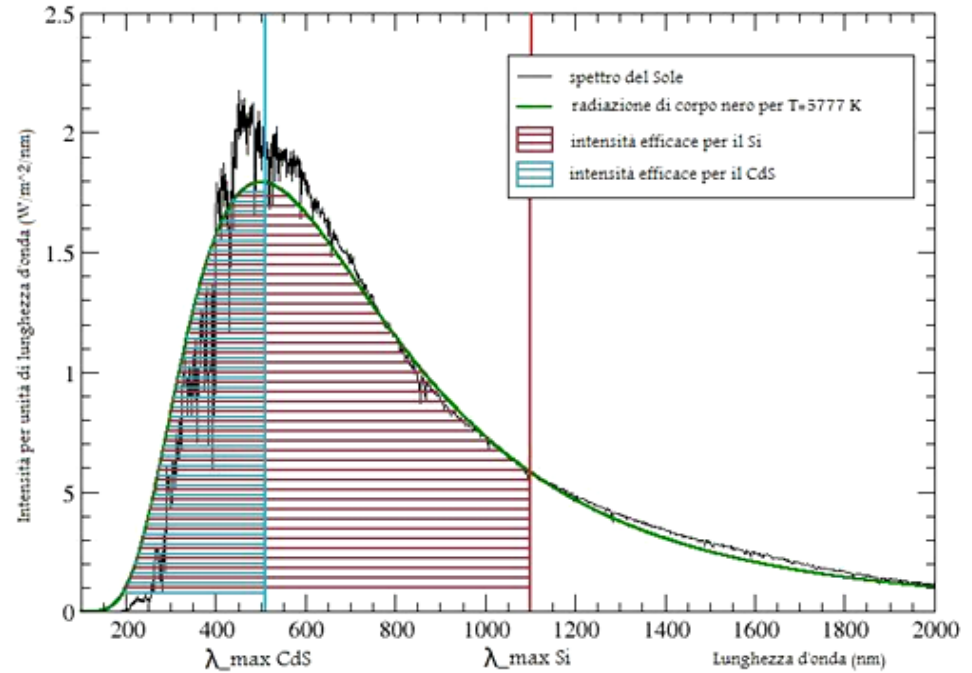
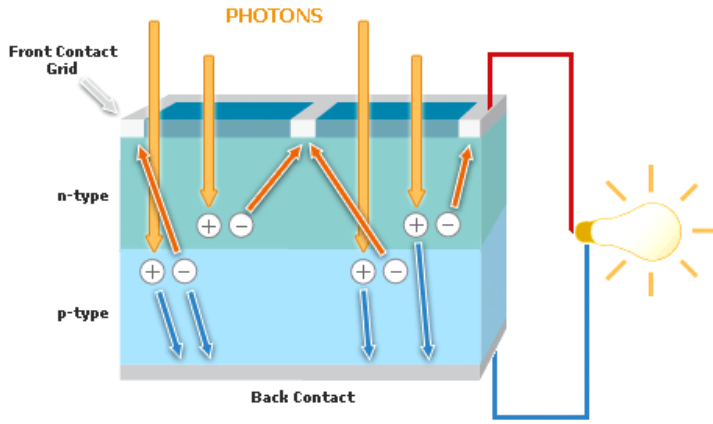


Ponendo a contatto fra loro una lamina di silicio tipo p (p-Si) e una di silicio tipo n (n-Si), si ha il passaggio di elettroni dalla seconda lamina alla prima (elettroni che vanno ad occupare le lacune).

In questo modo, n-Si si carica positivamente mentre p-Si si carica negativamente. Nella regione della giunzione, si viene a creare una barriera di potenziale tra i due tipi di Si, che impedisce un ulteriore passaggio di elettroni da un materiale all'altro.



# Principi fisici e limiti teorici

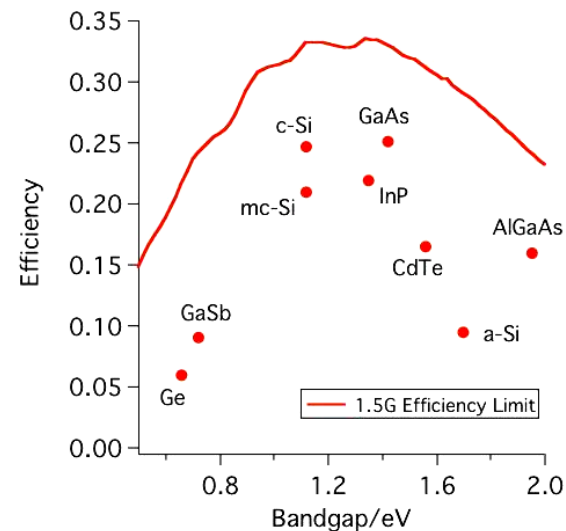


✓ Solo i fotoni con lunghezza d'onda minore di

$$\lambda_{\max} = c \cdot E_g / h$$

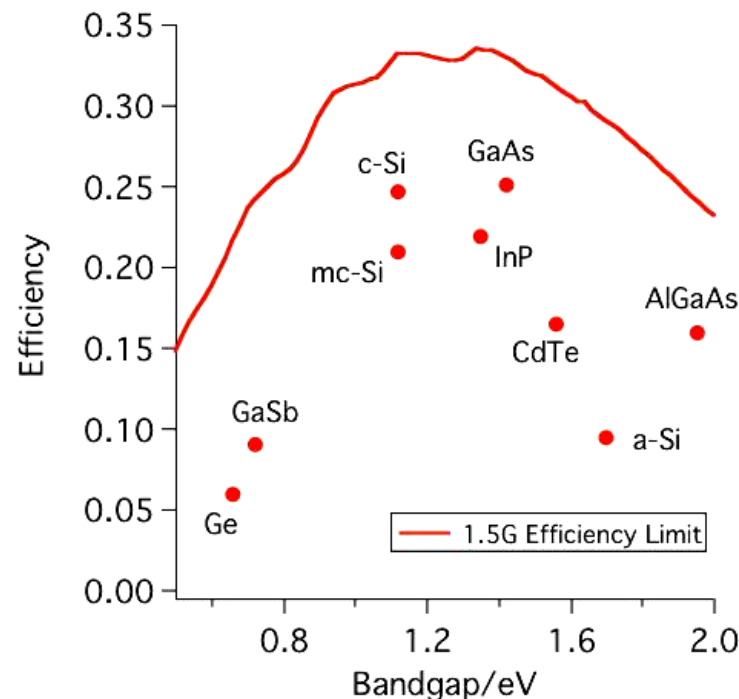
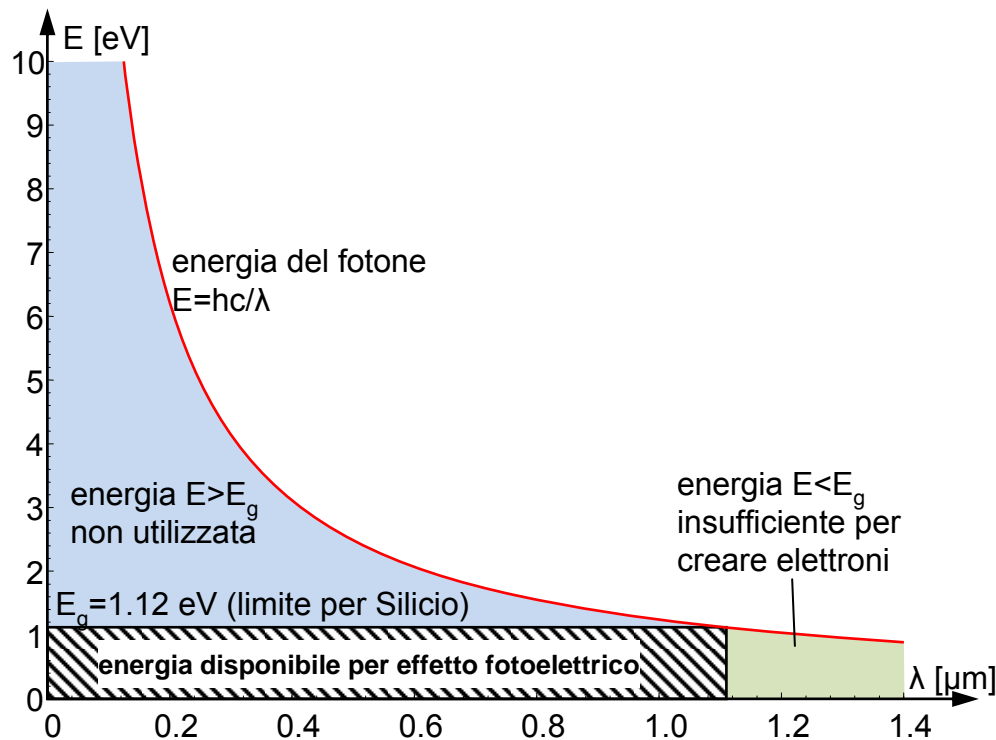
danno luogo a conversione fotovoltaica: questo è un limite imposto dal materiale utilizzato.

Materiale	Energy gap (eV)	$\lambda_{\max}$ (nm)
Silicio (Si)	1,12	1110
Solfuro di cadmio (CdS)	2,40	518



# ENERGIA DI GAP ( $E_g$ ) DI DIVERSI MATERIALI USATI PER CELLE SOLARI

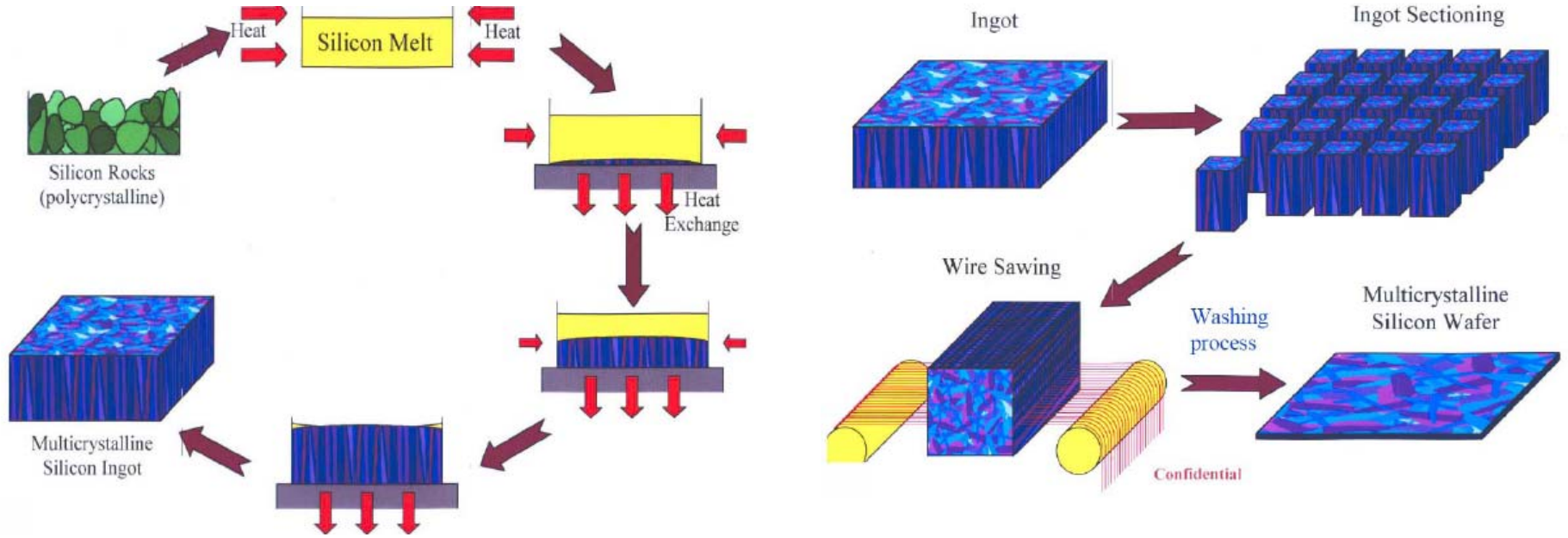
Materiale	$E_g$ [eV]	Materiale	$E_g$ [eV]	Materiale	$E_g$ [eV]
Si	1.12	Ga As	1.42	Cu <sub>2</sub> O	2.1
Ge	0.62	CdTe	1.45	Se	2.2
CuInSe <sub>2</sub>	1.05	$\alpha$ -Si	1.76	GaP	2.25
InP	1.22	GaInP	1.88	CdS	2.4



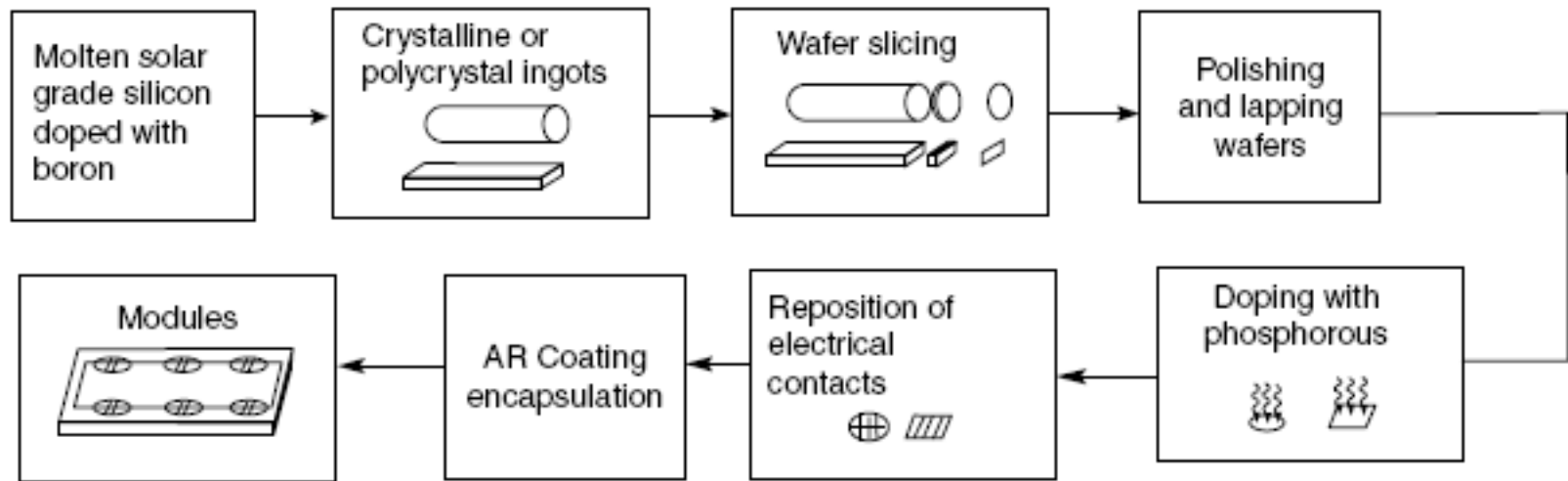
Nonostante si sentano molte voci è molto difficile andare oltre il Si e in ogni caso esistono dei limiti strutturali al valore superiore dell'efficienza di conversione!



# La tecnologia tradizionale di fabbricazione di moduli monocristallini



- |    |                         |  |    |                           |  |
|----|-------------------------|--|----|---------------------------|--|
| 1: | Wafer                   |  | 5: | Screen printing           |  |
| 2: | Wet chemistry           |  | 6: | Soldering                 |  |
| 3: | Doping                  |  | 7: | Encapsulation and testing |  |
| 4: | Anti reflective coating |  | 8: | Distribution              |  |





## **Silicio cristallino**

(Struttura “classica”, Tecnologia consolidata, Possibilità di utilizzare sia silicio monocristallino che silicio Policristallino, Efficienza (rapporto fra energia elettrica prodotta e energia luminosa incidente) pari a  $13 \div 17 \%$ )

## **Arseniuro di gallio**

(Materiale di non facile fabbricazione, Molto costoso, Possibilità di uso di celle in sistemi a concentrazione di energia solare)

## **Silicio amorfo**

(Struttura non cristallina, Deposizione da stato vapore, Utilizzo ridotto di silicio, efficienza molto bassa ( $\sim 6\%$ ), degrado delle caratteristiche nel tempo, costo prossimo a quello del silicio cristallino)

## **CIGS (Copper Indium Gallium diSelenide): Rame Indio Galli Selenio CIGS**

Struttura non cristallina, deposizione da stato vapore (CVD), Indio elemento non molto diffuso, Efficienza accettabile ( $8 \div 11 \%$ ), Possibilità di ottenere strutture semi trasparenti (integrazione architettonica), Costo prossimo a quello del silicio cristallino

**CdTe (Telloruro di Cadmio):** Struttura non cristallina, efficienza accettabile ( $8 \div 11 \%$ ), possibilità di ottenere strutture semi trasparenti (integrazione architettonica), costo prossimo a quello del silicio cristallino, tossicità del cadmio

## **Materiali polimerici**

## **Tecnologie a film sottile**

- Si ottengono mediante la deposizione, dallo stato gassoso, di varie sostanze su una lastra di vetro
- Hanno, solitamente, efficienze inferiori a celle che usano wafer
- Gli impianti di fabbricazione, a parità di potenza, hanno costi più elevati di quelli basati su wafer
- Presentano problemi nella realizzazione dei contatti, nella omogeneità e nella stabilità
- Hanno costi non convenienti a causa della bassa efficienza e costi più elevati per l'installazione.

### **Basate su SILANO**

- Silicio amorfo
- Silicio microcristallino
- Tandem micromorfo

### **CIGS => Rame Indio Gallio Selenio**

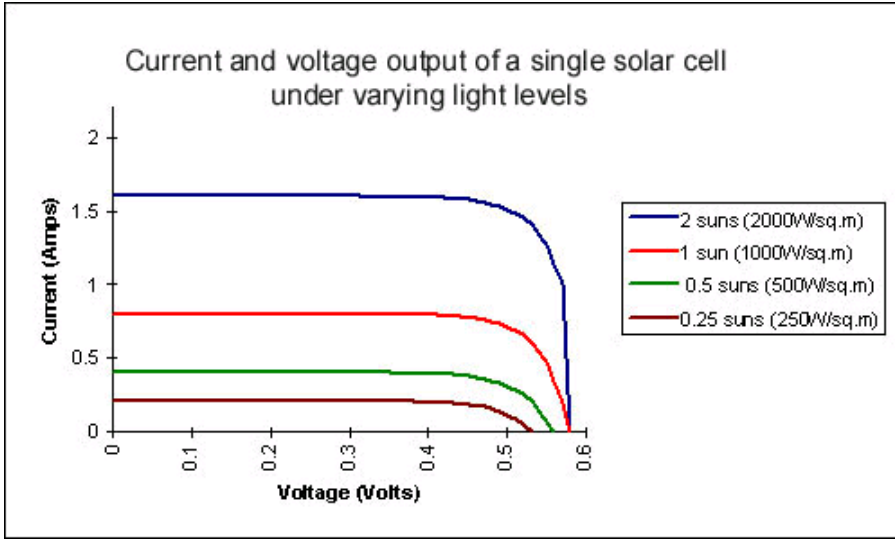
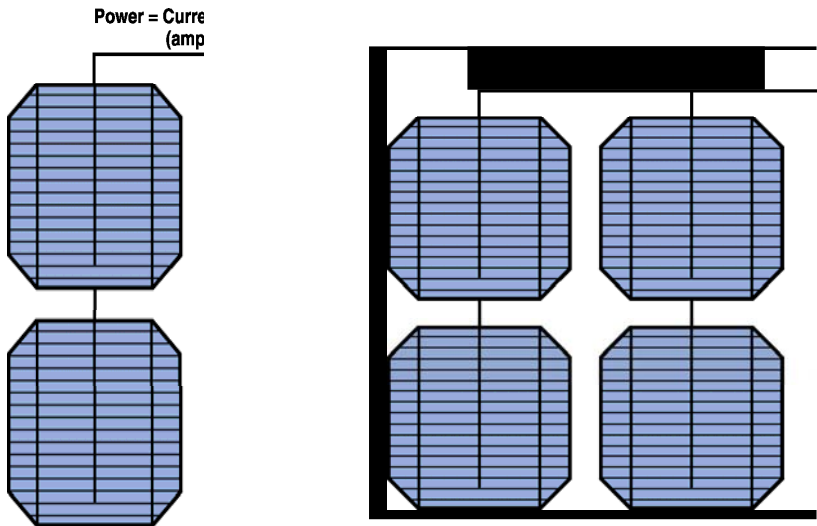
- L'indio è un elemento raro
- Il costo dell'indio è passato in tre anni da 60 €/kg a 8000 €/kg

### **Tellururo di cadmio**

- Il cadmio è un elemento fortemente tossico (cancerogeno), si può prevedere che ne venga proibito l'uso in celle solari
- Il tellurio è un elemento raro

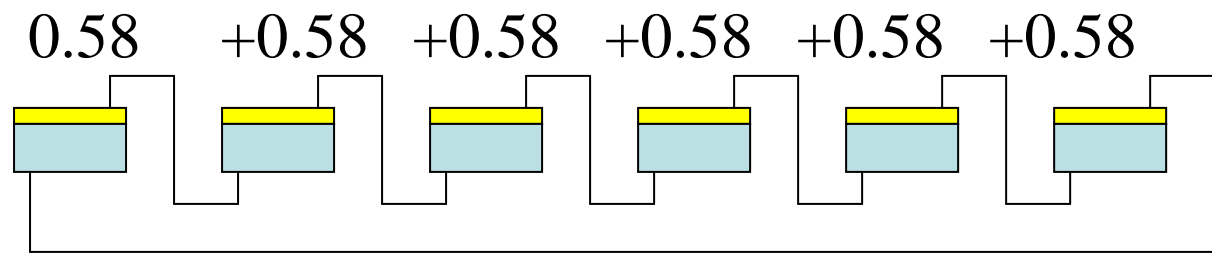
Il dispositivo più elementare capace di operare tale conversione è la **cella fotovoltaica** che è in grado di produrre circa 1-1.5 Watt di potenza se investita da una radiazione di **1000 W/m<sup>2</sup>** (condizioni massime di irraggiamento). Varie celle assemblate e collegate in una struttura formano il modulo fotovoltaico.

Un modulo fotovoltaico tipo era di solito costituito da 36 celle, ha una superficie di circa 0.62 metri quadrati ed eroga, in condizioni ottimali, tra 45 e 55 W.



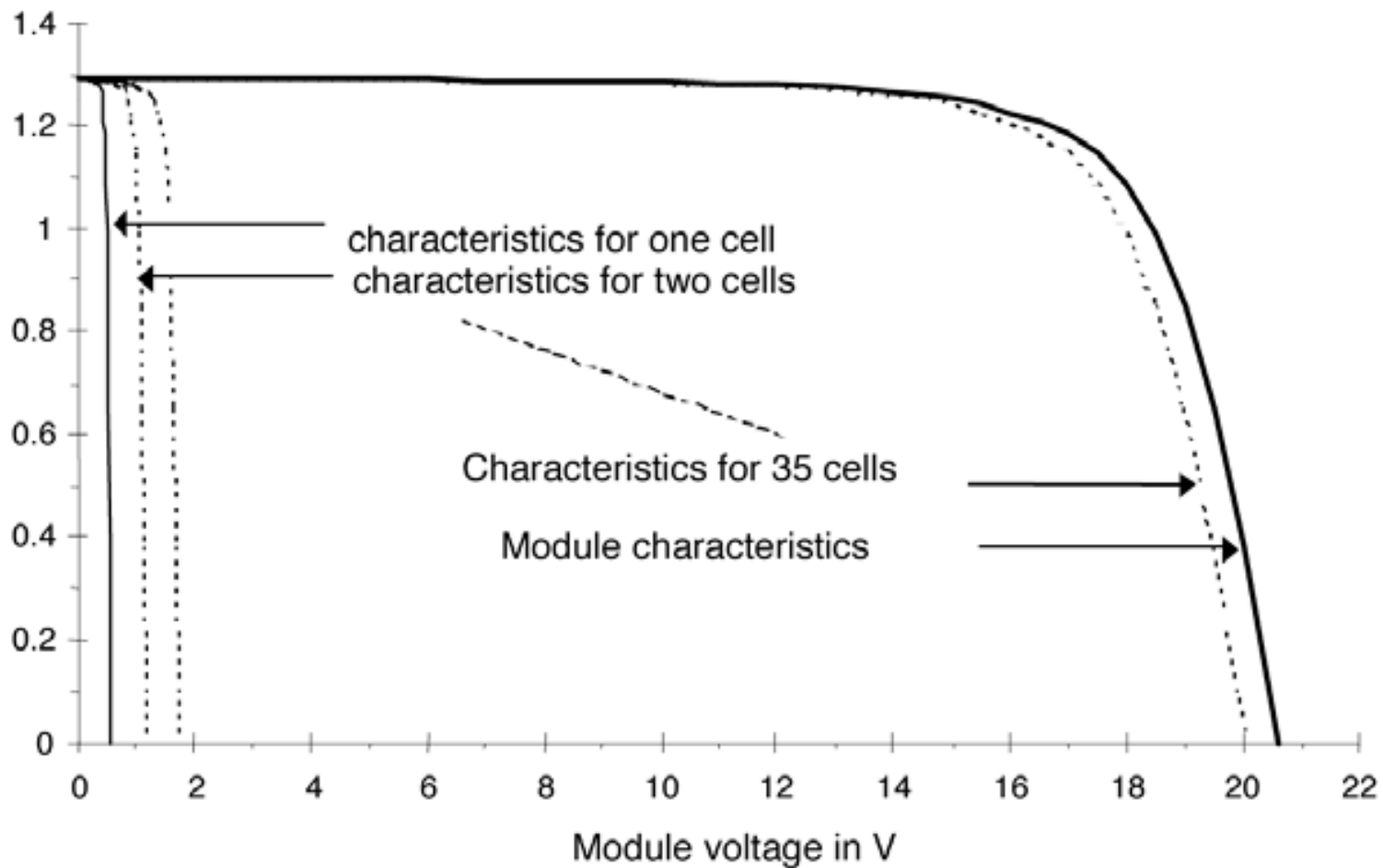
Le celle fotovoltaiche sono disposte in serie al fine di incrementare la tensione...

....e in parallelo per incrementare la corrente



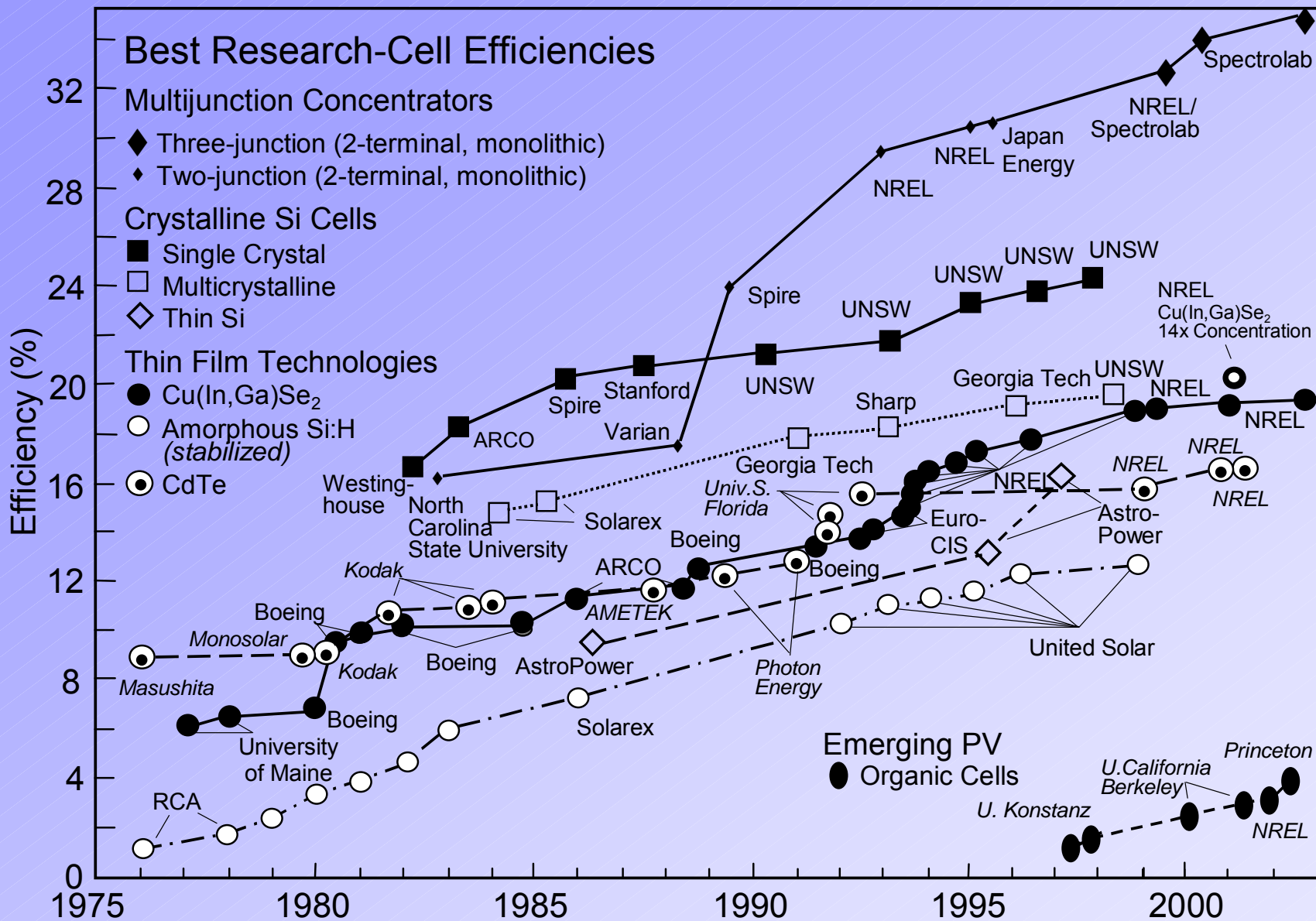
Tens. di circuito aperto = 21 V (36 celle in serie)

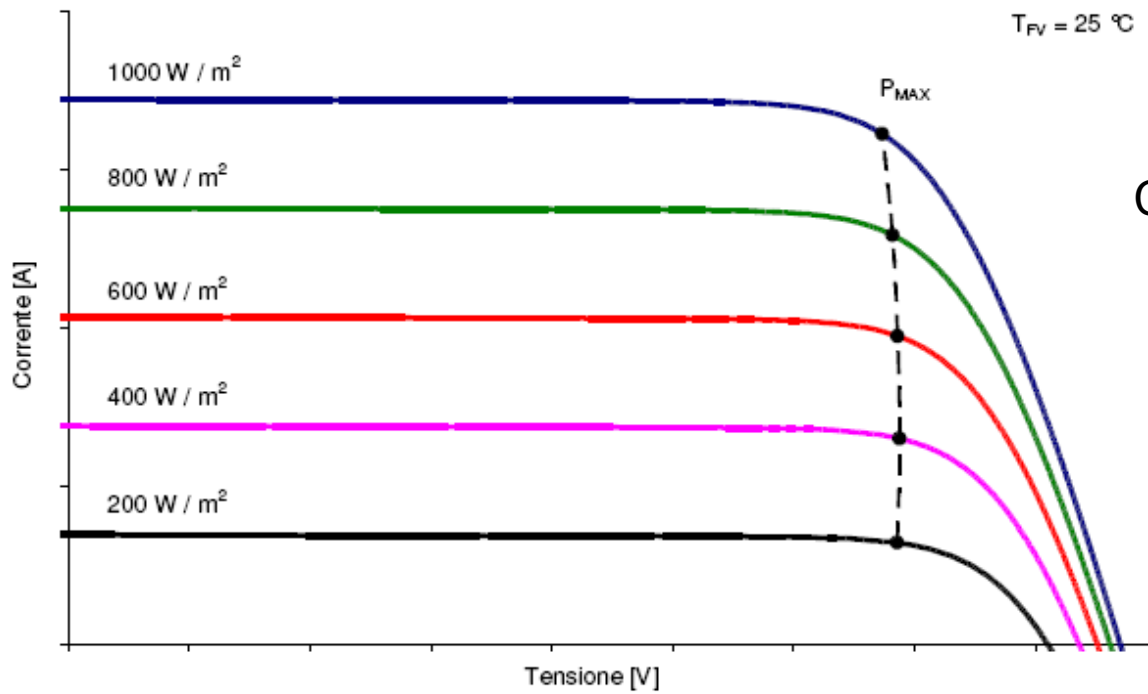
$36 \times 0.58 \text{ V} = 21 \text{ V}$



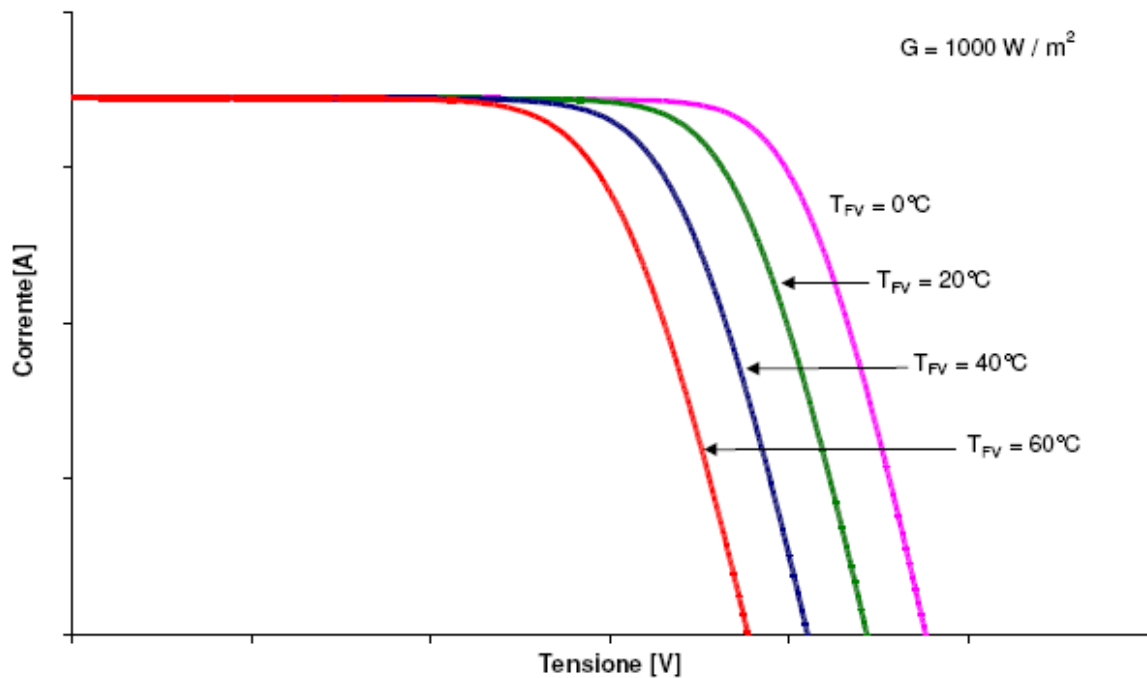
Definizione della curva tensione-corrente di un modulo fotovoltaico di vecchia concezione (pannello da 36 celle e 0.62 m<sup>2</sup>)

# Il fotovoltaico è una tecnologia in rapida evoluzione





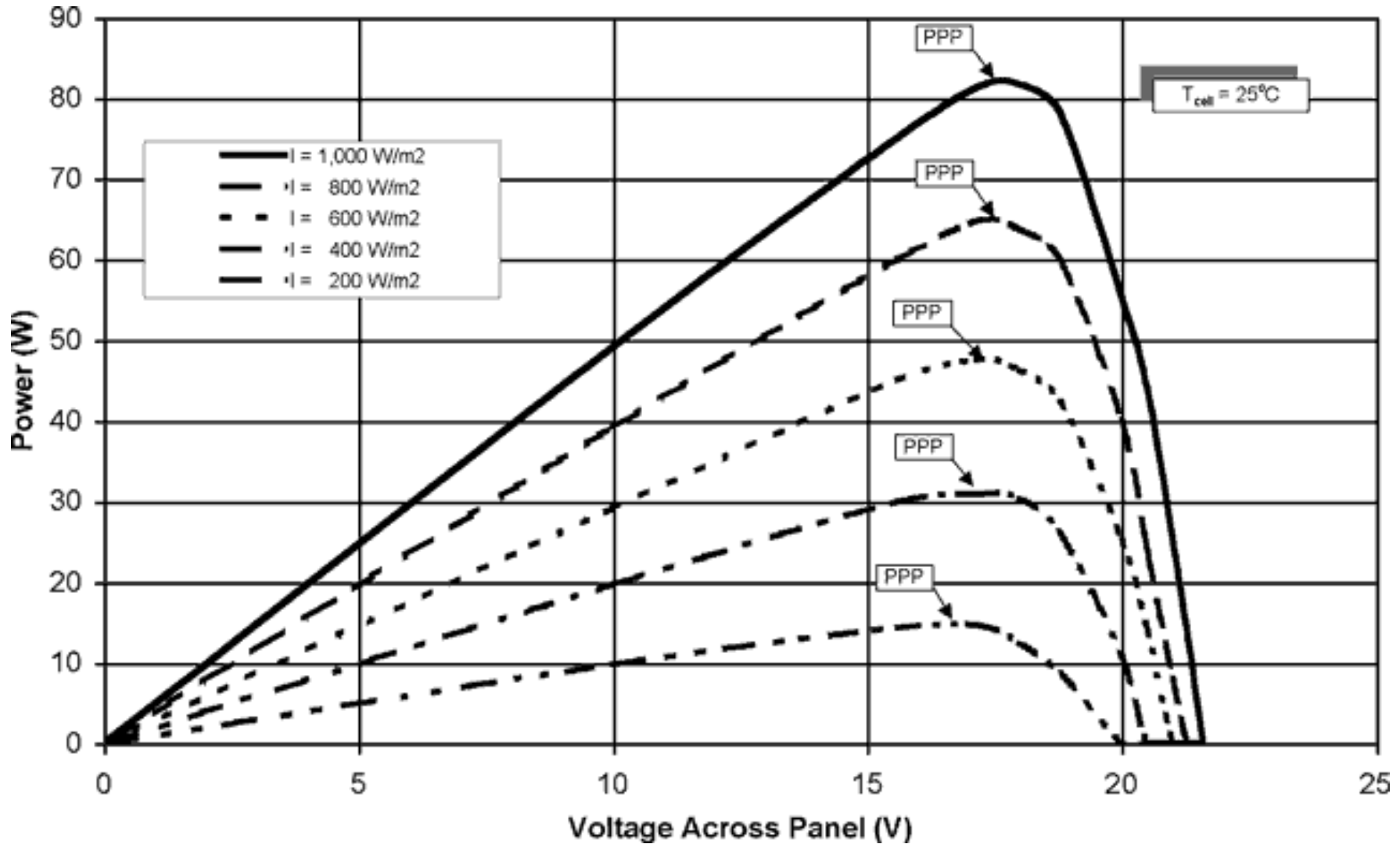
Caratteristica del pannello fotovoltaico in funzione della differente irradianza (modulo)



Caratteristica del pannello fotovoltaico in funzione della temperatura operativa



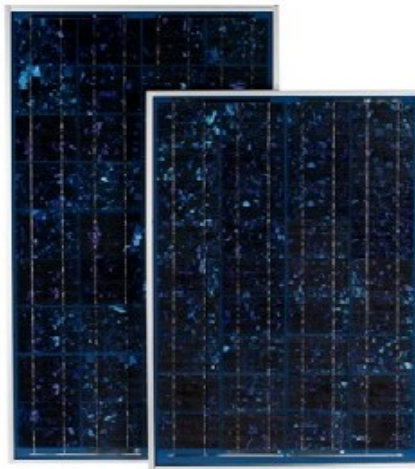
# Curva di potenza di un pannello fotovoltaico





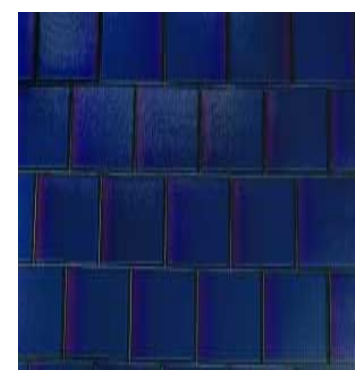
## **Mono-cristalline (I)**

- Tecnologia originaria
- Ormai scarse imperfezioni
- La maggior parte delle celle in uso oggi
- Grande quantitativo di semiconduttori necessari



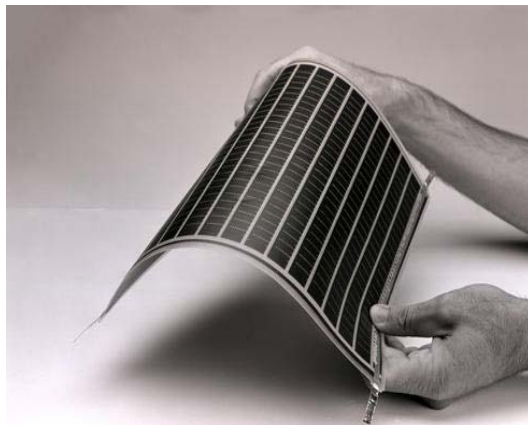
## **Multi-cristalline (I)**

- Produzione economica (minore impiego di materiale)
- Maggiore modularità delle strutture
- Molte imperfezioni
- Efficienza ~8-15%



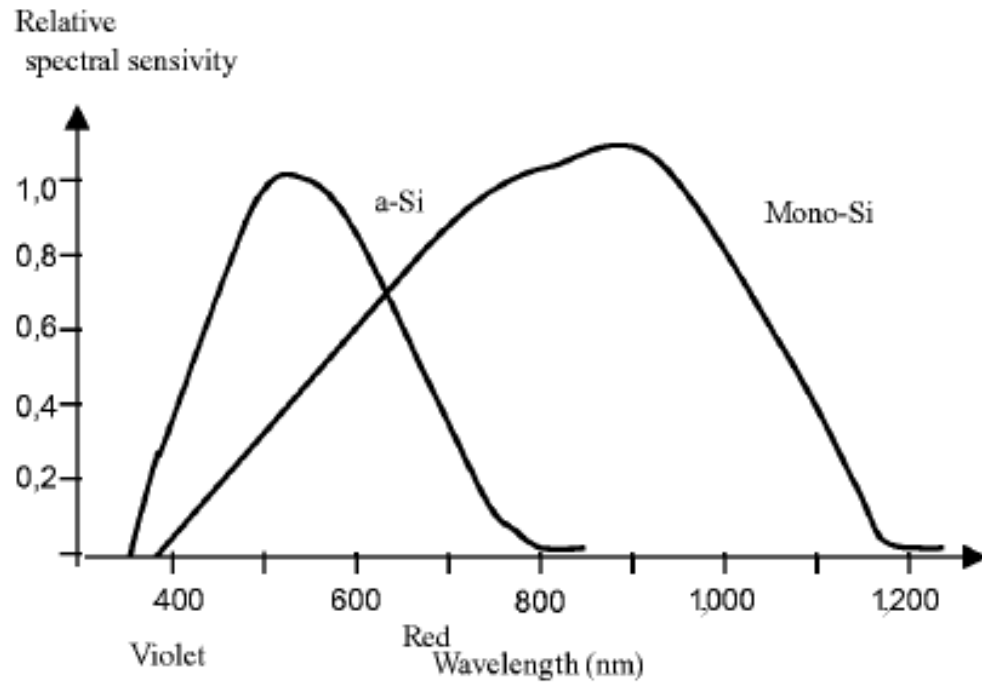
## **Strutture a film sottile (II)**

- Deposizione di strati sottili su substrati (acciaio o vetro)
- Possibilità di automazione dei processi produttivi
- Minore energia per la produzione
- Ridurre drasticamente il costo dei pannelli (utilizzano soltanto pochi micron di materiale semiconduttore)



## **Silicio Amorfo (II)**

- Tecnologia a film sottile
- Strati molto sottili (plasma o spray) su substrati (flessibili)
- Utilizzazione molto più bassa di semiconduttori
- Molte imperfezioni visive
- Rendono possibile integrare il fotovoltaico negli edifici
- Efficienze più basse della media ~ 5-10%



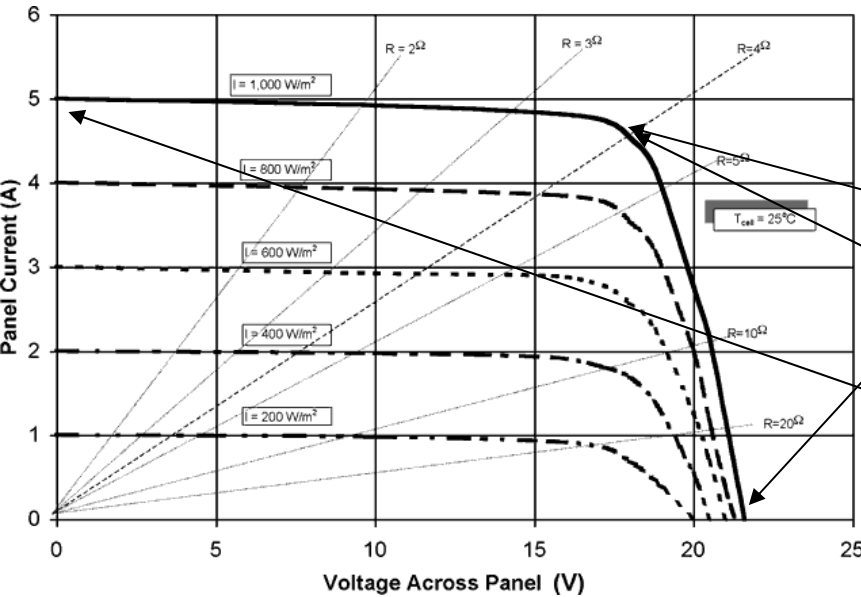
Risposta spettrale di una cella di silicio amorfo rispetto ad una monocristallina

# Moduli fotovoltaici

Produttore	Modello	Pm W	Vpm V	Ipm A	Voc V	Isc A	$\eta$ Cella	$\eta$ Mod	FF0	Si
SANYO	HIP-205BA3	205	56,70	3,62	68,80	3,84	20,20	17,40	0,78	M+
SANYO	HIP-200BA3	200	55,80	3,59	68,70	3,83	19,70	17,00	0,76	M+
SANYO	HIP-180BA3	180	54,00	3,33	66,40	3,65	17,80	15,30	0,74	M+
SHARP	NT-185	185	35,40	4,95	44,40	5,55	16,40	13,50	0,75	M
SHARP	ND-160	160	22,80	7,02	28,40	8,04	13,80	12,20	0,70	P
SHARP	NE-125	125	26,00	4,80	32,30	5,46	14,70	13,30	0,71	P
KYOCERA	KC-200GHT	200	26,30	7,61	32,90	8,21	16,00	14,18	0,74	P
KYOCERA	KC-190GHT	190	26,10	7,28	32,50	8,08	16,00	13,47	0,72	P
KYOCERA	KC-125GHT	125	17,40	7,20	21,70	8,00	16,00	14,04	0,72	P
REC	SCM210	220	28,33	7,71	36,51	8,32	15,70	13,33	0,72	P
REC	SCM210	215	28,27	7,59	36,37	8,21	14,72	13,03	0,72	P
REC	SCM210	205	28,08	7,33	36,09	7,93	14,04	12,42	0,72	P

Tipo Cella	Policristallino	Policristallino	Policristallino	Policristallino
Dati Elettrici				
Potenza nominale Pmpp (Wp)	205	210	215	220
Tensione alla massima potenza Umpp (V)	28,08	28,17	28,27	28,30
Corrente alla massima potenza (A)	7,33	7,46	7,59	7,71
Tensione a circuito aperto Uoc (V)	36,09	36,26	36,37	36,51
Corrente di corto circuito Isc (A)	7,93	8,11	8,21	8,32
Coefficiente di Temperatura Pmpp (%/°C)	-0,43	-0,43	-0,43	-0,43
Coefficiente di Temperatura Uoc (mV/°C)	-104	-104	-104	104
Coefficiente di Temperatura Isc (mA/°C)	4	4	4	4
Efficienza Cella (%)	14,04	14,38	14,72	15,07
Efficienza Modulo (%)	12,42	12,73	13,03	13,33
Diodi (Spelsberg junction box)	3 x 10 A	3 x 10 A	3 x 10 A	3 x 10 A
Fattore Forma FF (%)	0,72	0,71	0,73	0,73
Valori alle condizione di test standard ( Air Mass AM 1,5, irraggiamento 1000W/m2, Temperatura della cella 25°C )				

## Parametri operativi modulo fotovoltaico



Tensione a vuoto ( $V_{OC}$ )

Tensione nominale ( $V_{mpp}$ )

Corrente nominale ( $I_{mpp}$ )

Corrente di corto circuito ( $I_{SC}$ )

Temperatura nominale operativa della cella (**NOCT**)

$$V_M \sim (0.75-0.9) V_{OC}$$

$$I_M \sim (0.85-0.95) I_{SC}$$

$$\text{Potenza nominale } (P_{mpp}) = V_{mpp} \times I_{mpp}$$

$$\text{Efficienza del modulo} = P_{mpp} / (1000 \text{ W/m}_2 \times \text{Superficie modulo})$$

I dati sopra forniti sono relativi a *condizioni operative ben precise*

Tutti i dati elettrici alle Standard Test Conditions (STC)

**STC** = Intensità radiazione **1000 W/m<sup>2</sup>**, temperatura cella = **25 °C**

**NOCT** = Intensità radiazione **800 W/m<sup>2</sup>**, temperatura amb. = **20 °C**, Vel. Vento = **1 m/s**

In effetti i dati di targa dei moduli fotovoltaici servono a poco se non si conoscono anche le loro variazioni con la temperatura.

E' infatti poco realistico pensare ad un modulo che lavora con intensità della radiazione pari a  $1000 \text{ W/m}^2$  e temperatura operativa pari a  $20 \text{ }^\circ\text{C}$

Per valutare in maniera corretta le prestazioni del modulo, occorre conoscere quindi anche una serie di coefficienti di temperatura (espressi in  $\%/^\circ\text{C}$ ) sui cinque parametri operativi principali

Tensione a vuoto ( $V_{oc}$ )

Tensione nominale ( $V_{mpp}$ )

Corrente nominale ( $I_{mpp}$ )

Corrente di corto circuito ( $I_{sc}$ )

Potenza nominale ( $P_{mpp}$ )

Con i quali sia possibile valutare la degradazione delle prestazioni con lo scostamento dalle Standard Test Conditions



Il rendimento globale di conversione viene riferito alle condizioni di prova normalizzate *STC* (*Standard Test Conditions*): irradianza  $G = 1000 \text{ W/m}^2$ , massa d'aria  $AM = 1,5$  e temperatura di cella di  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Esso assume, secondo il tipo di cella, valori compresi tra  $7\%$  e  $16\%$ . Lo spettro AM 1,5, simulato con opportune lampade, corrisponde a condizioni ambientali tipiche della primavera e dell'autunno; in estate lo spettro della luce naturale è meno favorevole alla conversione per celle in silicio cristallino ( $\approx 2\%$  in meno per la densità di corrente), mentre in inverno accade l'opposto.

I moduli FV si caratterizzano con la *potenza di picco* [Wp] che è la *potenza massima erogata nelle STC*. Per queste condizioni si specificano anche: la corrente di corto circuito  $I_{SC}$ , la tensione a circuito aperto  $U_{OC}$ , la corrente  $I_M$  e la tensione  $U_M$  nel punto di massima potenza. *Valori tipici* sono compresi nell'intervallo *10-200 Wp*.

Poiché le *STC* sono condizioni di collaudo in laboratorio, si fornisce anche la *temperatura normale di funzionamento* (Normal Operating Cell Temperature, *NOCT*). Tale temperatura di cella è un parametro caratteristico del modulo, fornito dal costruttore e definito come la temperatura a cui si stabilizza il modulo, funzionante a circuito aperto e sottoposto a una irradianza di  $800 \text{ W/m}^2$ , con una velocità del vento di  $1\text{m/s}$  e una temperatura ambiente  $T_a$  di  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Nota la *NOCT* (tra  $42$  e  $50 \text{ }^\circ\text{C}$ ), si può determinare la temperatura di cella  $T_C$  nelle condizioni operative del modulo. Assumendo che la differenza di temperatura tra  $T_C$  e  $T_a$  dipenda linearmente dall'irradianza  $G$ , la temperatura di cella è data da:

$$T_C = T_a + \frac{(NOCT - 20)[^\circ\text{C}]}{0.8[\text{kW}/\text{m}^2]} \cdot G[\text{kW}/\text{m}^2]$$

Per calcolare la temperatura operativa del pannello occorre calcolare come minimo il coefficiente di scambio convettivo. Per il calcolo del coefficiente di scambio convettivo si può ricorrere al modello della lastra piana a temperatura omogenea. Le proprietà dell'aria possono essere calcolate come la media tra quelle a 0°C e quelle a 40°C.

### Convezione Forzata

$$\langle Nu_L \rangle = \begin{cases} 0,664 Re_L^{0,5} Pr^{\frac{1}{3}} & \text{se } Re_L < 500000 \\ 0,037 Re_L^{0,8} Pr^{\frac{1}{3}} & \text{se } Re_L > 500000 \end{cases}$$

### Convezione Naturale (se $Gr_L \gg Re_L^2$ )

$$Gr_L = \frac{\beta g L (T_p - T_\infty) * L^2}{\nu^2}$$

$$Ra_L = Pr * Gr_L \quad \langle Nu_L \rangle = \frac{4}{3} * \Gamma_n * Ra_L^{0,25}$$

### Coefficiente di scambio

$$\langle h \rangle = \frac{\langle Nu_L \rangle * k}{L}$$

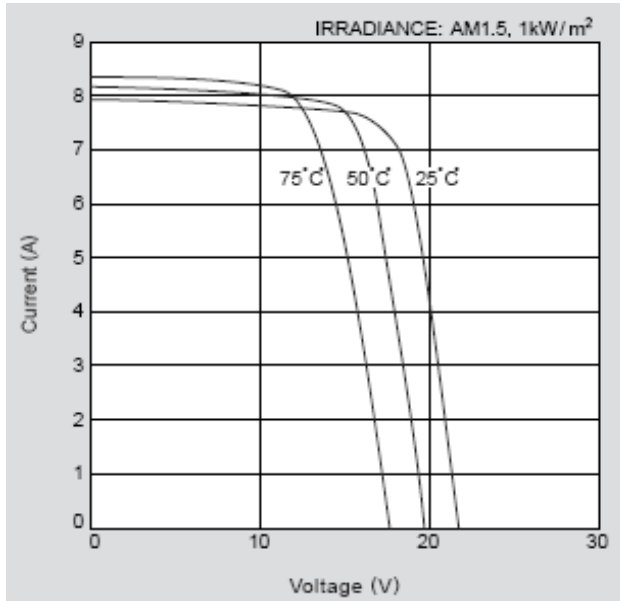
La temperatura del pannello può essere poi calcolata come

$$T = \left\{ T_{amb} + \frac{[0,8 G_b bL]}{2 \langle h \rangle bL} \right\} * \left( 1 - e^{-\frac{2t}{\tau}} \right) + T_p(0) * e^{-\frac{2t}{\tau}} \quad \longrightarrow \quad G_b \text{ radiazione diretta intercettata dalla superficie}$$

Dove  $\tau$  è la costante di tempo ed è definita come

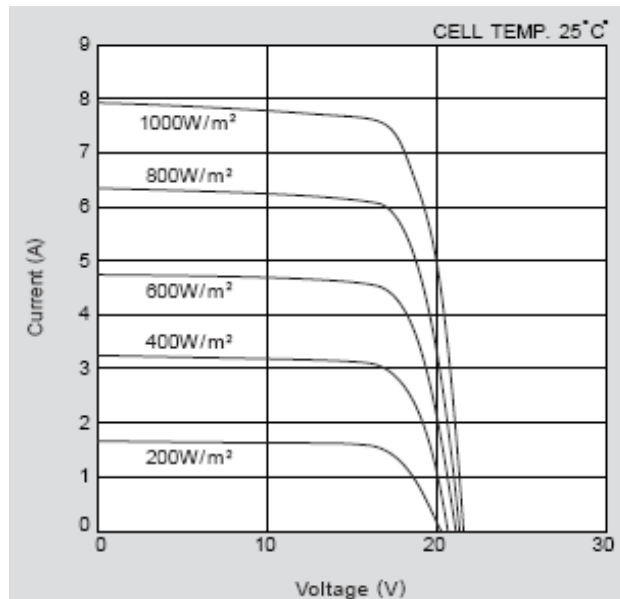
$$\tau = \frac{m * C_p}{\langle h \rangle bL}$$

Le grandezze elettriche in uscita da un pannello fotovoltaico ( $V_m$ ,  $I_m$ ,  $V_{oc}$ ,  $I_{cc}$ ) variano con la temperatura e con l'irraggiamento secondo delle curve caratteristiche di



Le prestazioni del pannello variano dunque, a parità di irraggiamento, con la temperatura e, a parità di temperatura, con l'irraggiamento.

Per quanto riguarda l'effetto della sola temperatura i costruttori forniscono “coefficienti di temperatura” che consentono di risalire alle varie grandezze elettriche data la temperatura operativa ed i parametri STC. Per quanto riguarda l'effetto del solo irraggiamento il costruttore non fornisce alcun dato.



Per cui, date le grandezze STC, possono essere calcolati i valori di  $V_m$ ,  $I_m$ ,  $V_{oc}$  e  $I_{cc}$  a parità di temperatura (25°C) all'irraggiamento reale.

Da questi, ipotizzando la costanza dei “coefficienti di temperatura” con l'irraggiamento, si sono calcolati i valori di  $V_m$ ,  $I_m$ ,  $V_{oc}$  e  $I_{cc}$  alle condizioni di temperatura operativa ed irraggiamento reale.

$$G = \left( 1 + \frac{\alpha * \Delta}{100} \right) G_{STC}$$

# KC125GHT-2

HIGH EFFICIENCY POLYCRYSTALLINE  
PHOTOVOLTAIC MODULE



Kyocera is "ISO9001" certified and registered.

TUVdotCOM Internet platform for tested quality and service ID 0000006166.

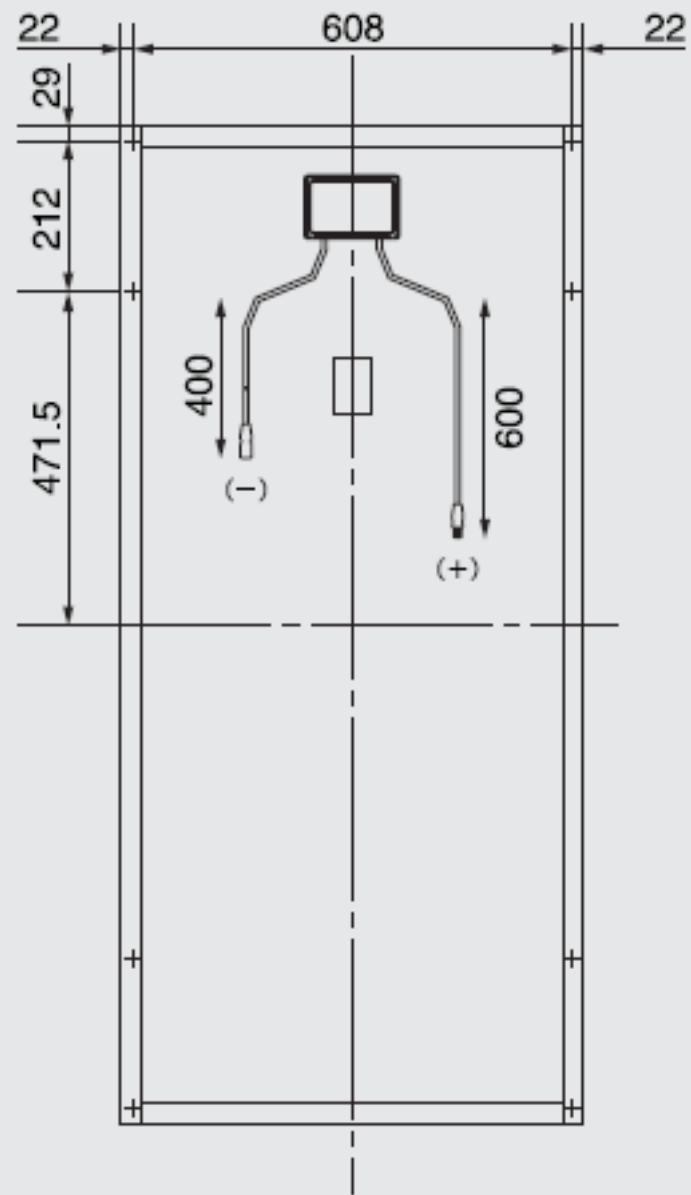
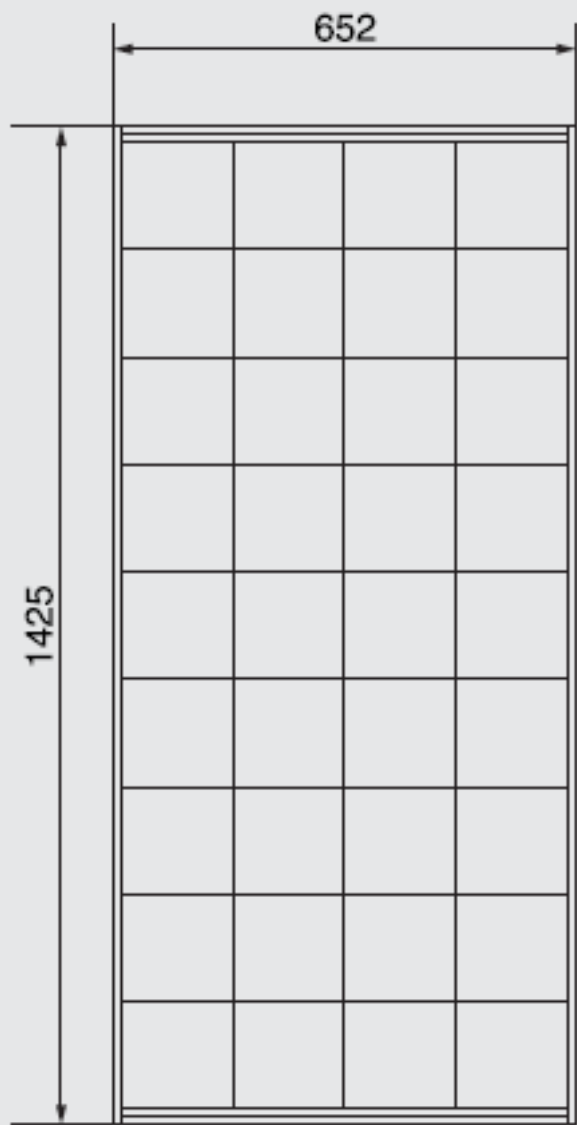
## ■ Specifications

Electrical Data		
Maximum Power(Pmax)	[ W ]	125
Tolerance	[ % ]	+10/-5
Maximum Power Voltage	[ V ]	17.4
Maximum Power Current	[ A ]	7.20
Open Circuit Voltage (Voc)	[ V ]	21.7
Short Circuit Current (Isc)	[ A ]	8.00
Temp. coefficient of Voc	[ V/°C ]	-8.21×10 <sup>-2</sup>
Temp. coefficient of Isc	[ A/°C ]	3.18×10 <sup>-3</sup>
NOCT	[ °C ]	47
Max System Voltage	[ V ]	1000

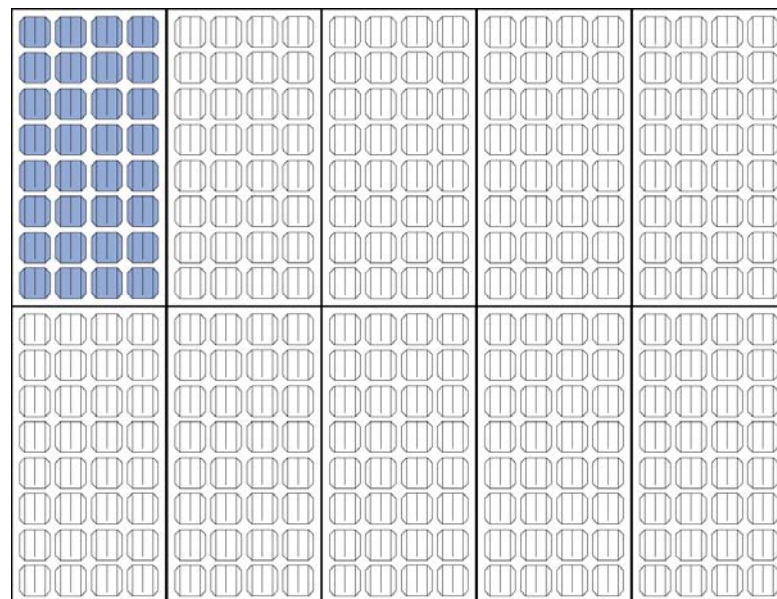
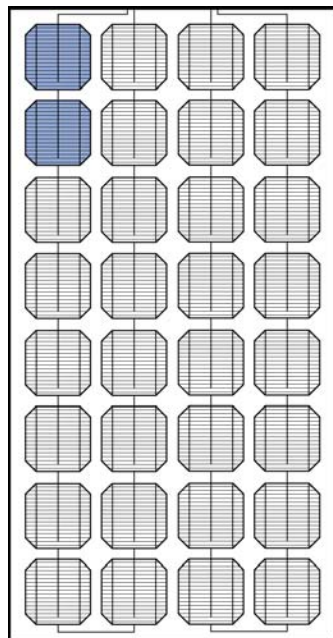
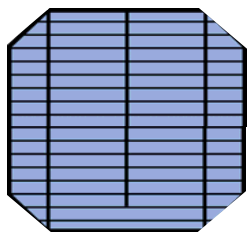
Dimension		
Length	[ mm ]	1425
Width	[ mm ]	652
Depth without box	[ mm ]	36
Weight	[ kg ]	12.2
Cable	[ mm ]	(+)600/(-)400

Cells	
Number per module	36
Cell Technology	Polycrystalline
Cell Shape	Rectangular

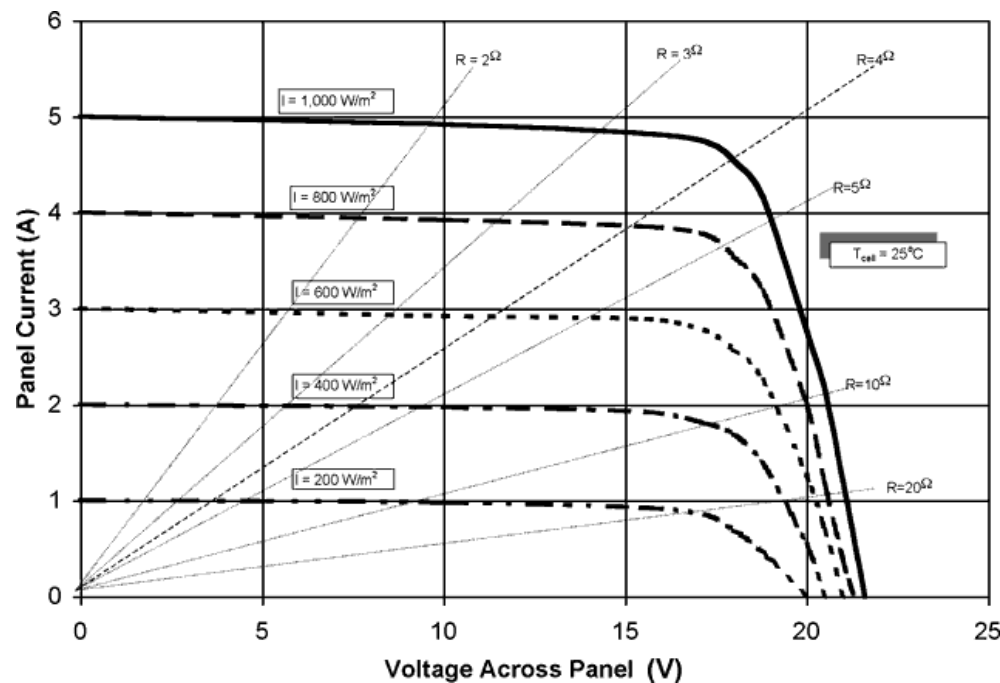
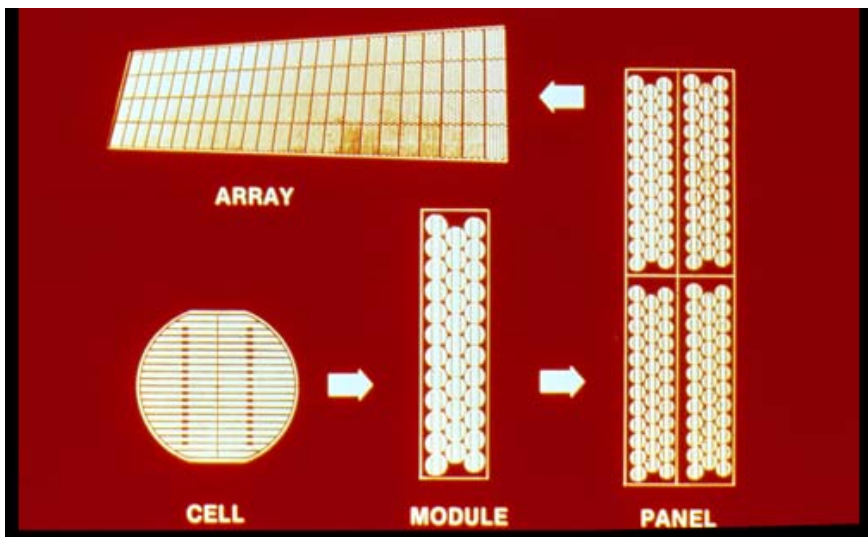
Note : The electrical specifications are under test conditions of Irradiance of 1kw/m<sup>2</sup>, Spectrum of 1.5 air mass and cell temperature of 25°C.  
Kyocera reserves the right to modify these specifications without notice.



# Il fotovoltaico è modulare



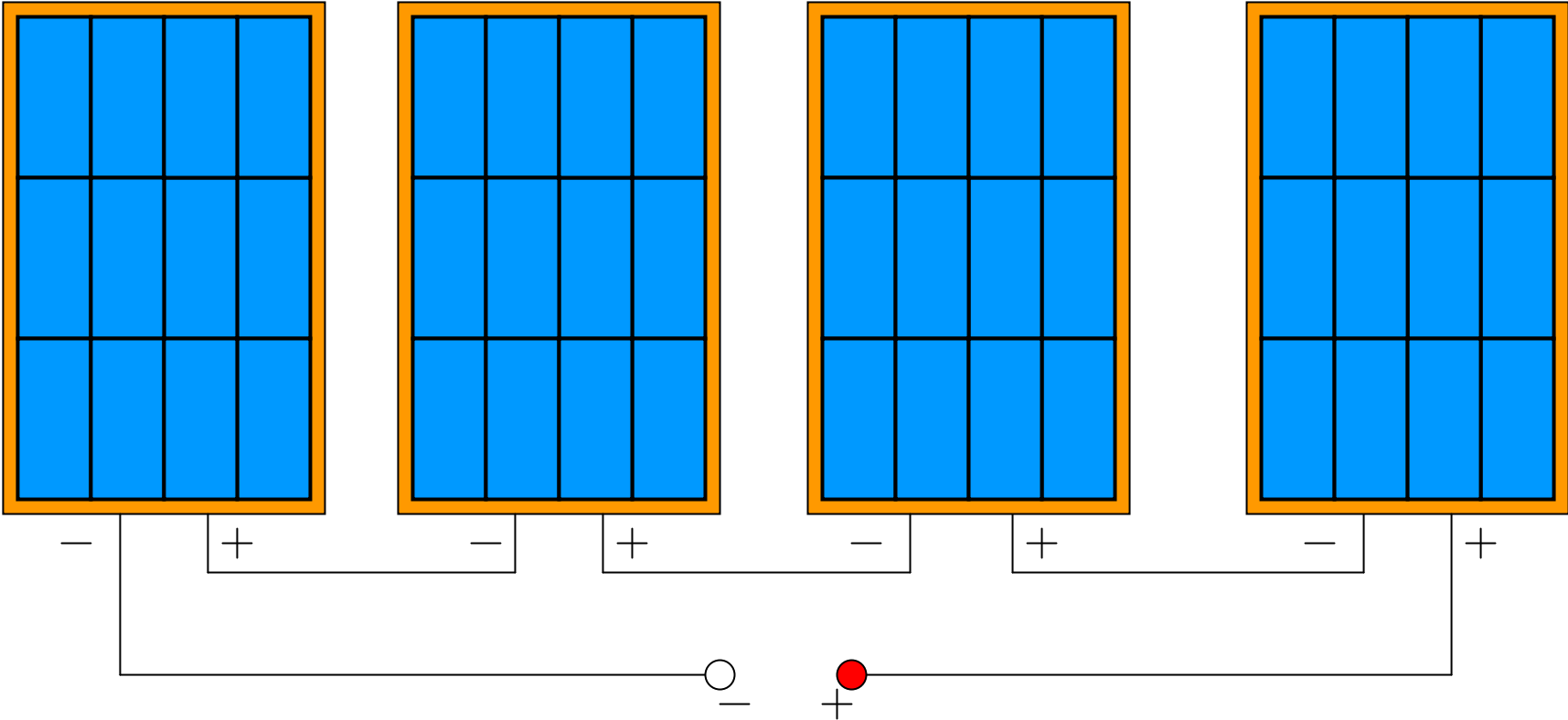
Le celle sono assemblate in moduli.....e i moduli in schiere (arrays)





# STRINGA FV

Pannelli possono essere collegati in serie per ottenere una data tensione



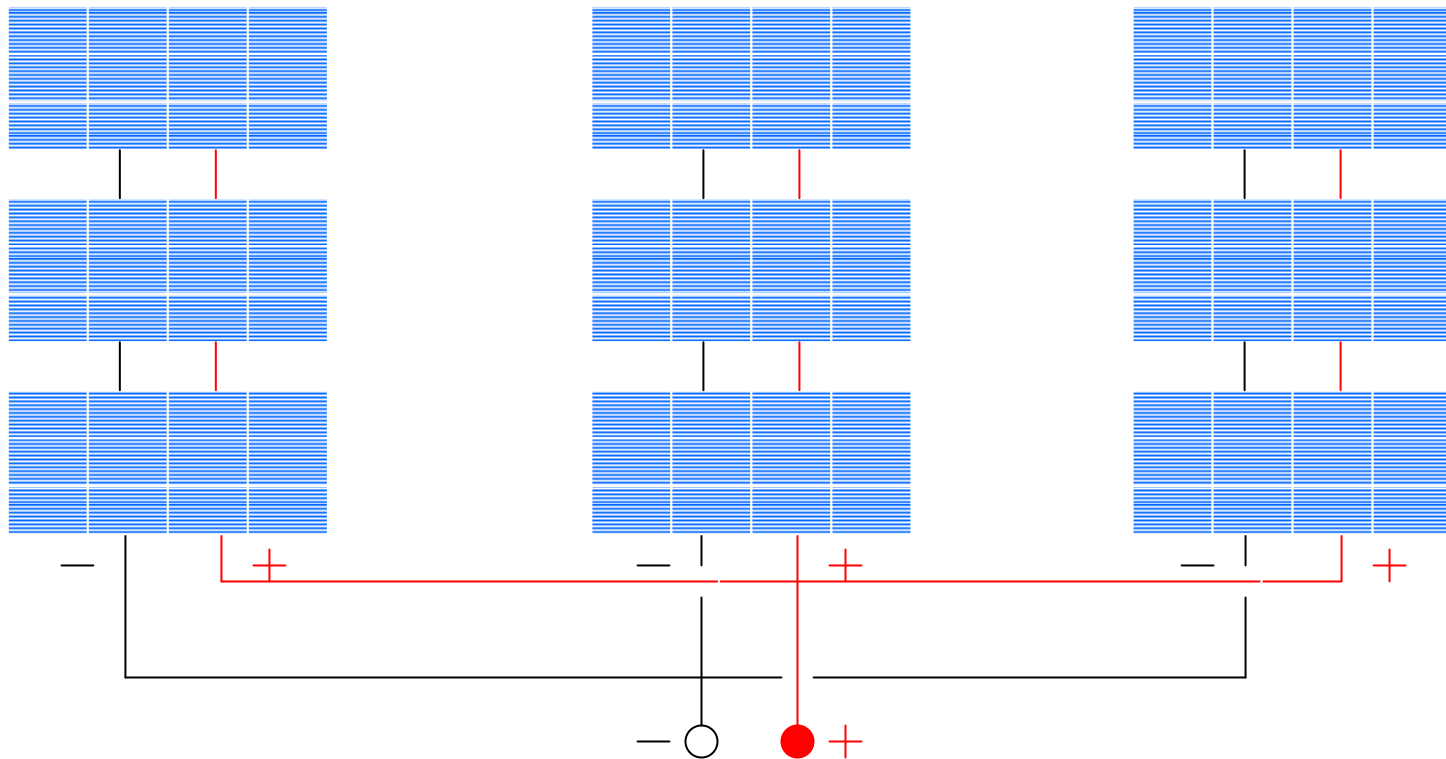
# GENERATORE FV

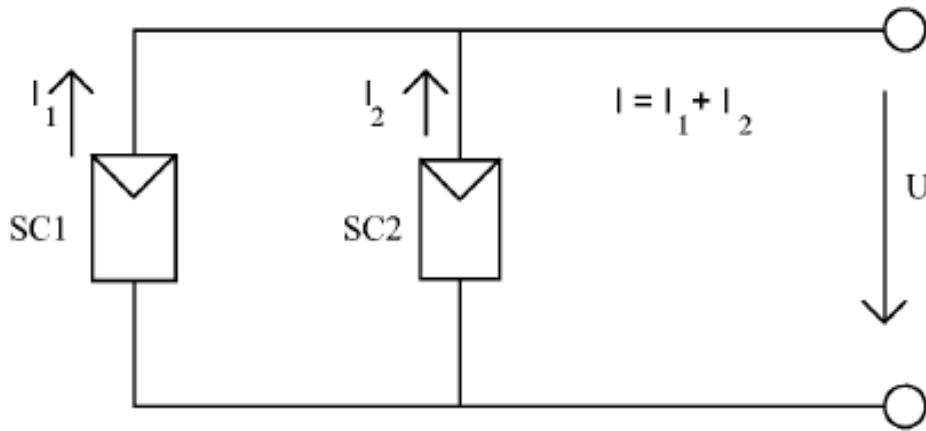
**Stringhe collegate in parallelo per ottenere la potenza voluta  
(prodotto tensione-corrente)**

**1a Stringa**

**2a Stringa**

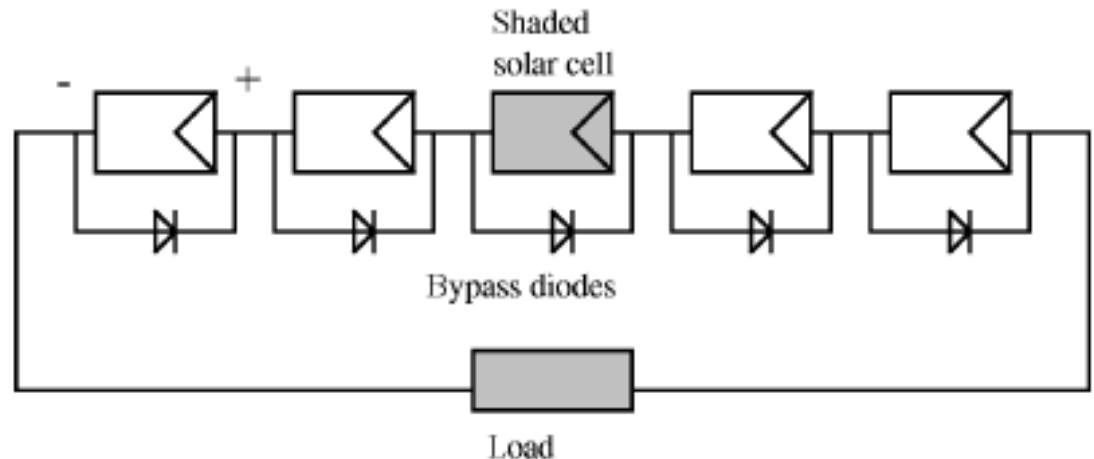
**3a Stringa**





**Collegamento in parallelo di celle fotovoltaiche o moduli fotovoltaici**

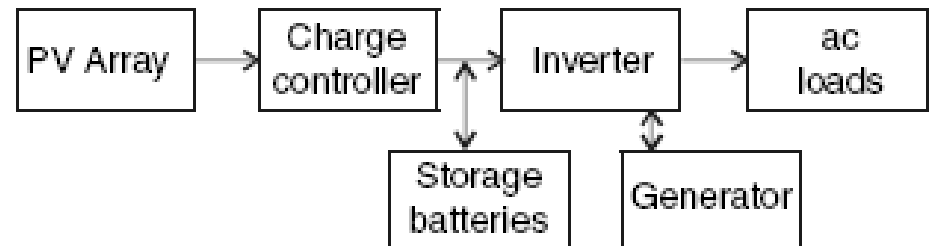
**Collegamento in serie di celle o moduli fotovoltaici. I diodi di bypass servono per evitare che il malfunzionamento di una cella o di un modulo comprometta il funzionamento dell'intero sistema**



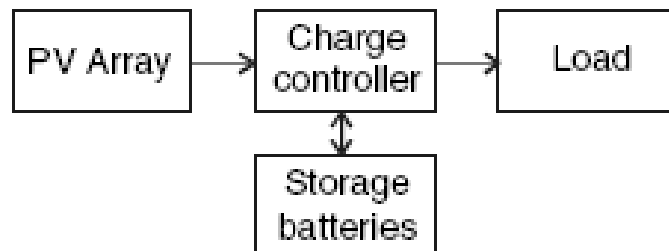
# Varie possibili configurazioni di impianti fotovoltaici



(a) Direct coupled DC system.



(c) AC system with battery backup and fossil generator.



(b) DC system with battery backup.



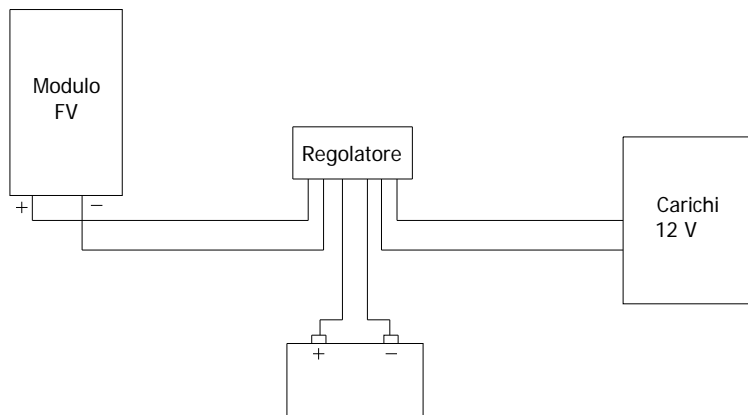
(d) Grid connected system.

# Tipologie di impianto

## Impianti stand-alone

l'energia elettrica prodotta in eccedenza viene accumulata in batterie per essere utilizzata

### Schema di impianto

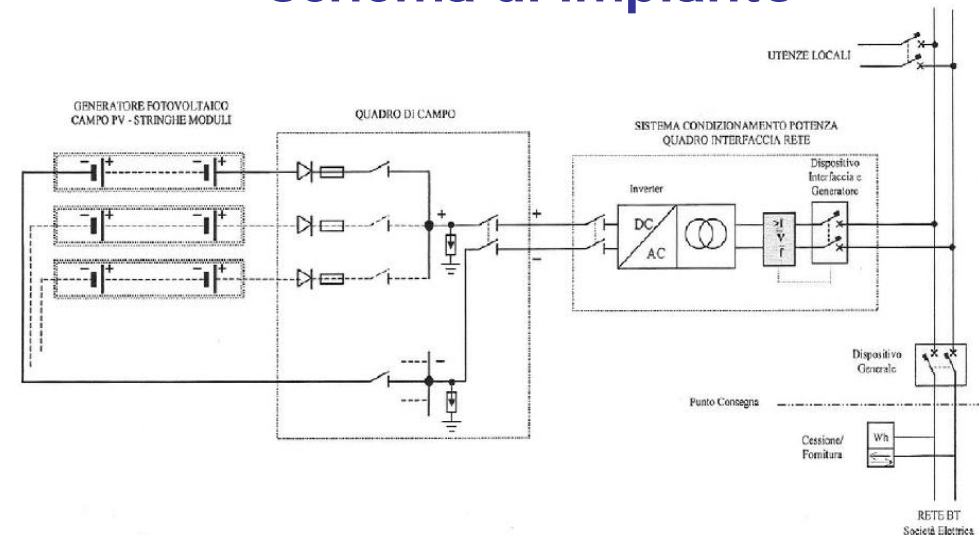


Forse è la soluzione che più si addice al fotovoltaico ma male si concilia con il disaccoppiamento consumi-produzione

## Impianti grid-connected

la corrente continua prodotta dai moduli viene convertita in corrente alternata e immessa in rete

### Schema di impianto



E' la soluzione che ha garantito uno sviluppo del fotovoltaico per la possibilità di disaccoppiare produzione ed utilizzazione.

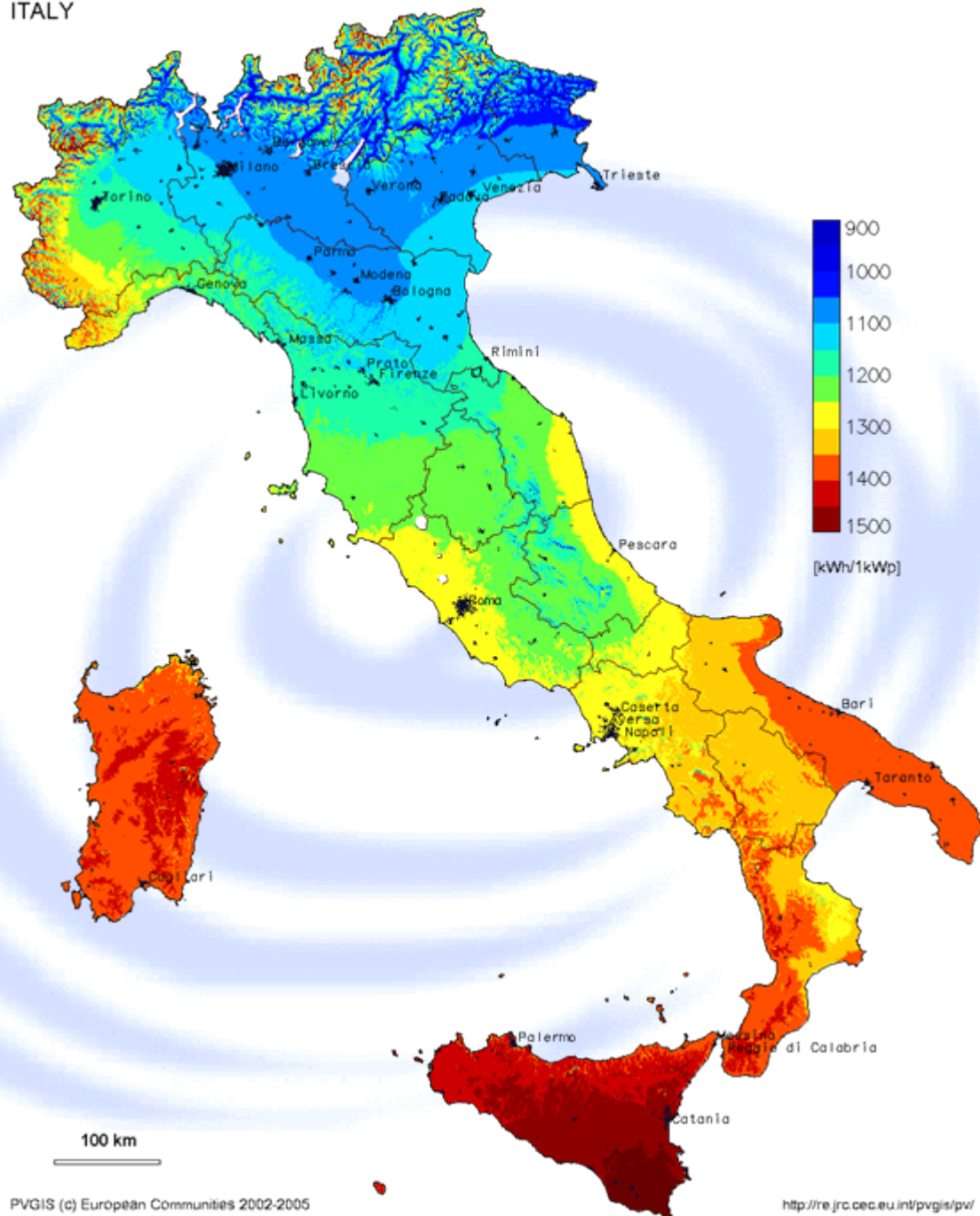
Tutti pensano che l'Italia sia uno stato che potrebbe investire nel **solare fotovoltaico**, perché notoriamente il sole non manca, soprattutto in alcune regioni.

### Mappa geografica del potenziale Fotovoltaico

Eppure non è facile arrivare ad ipotizzare un contributo significativo del fotovoltaico.

Questo per diversi motivi che riguardano la fonte, la tecnologia di conversione e la gestione della produzione!

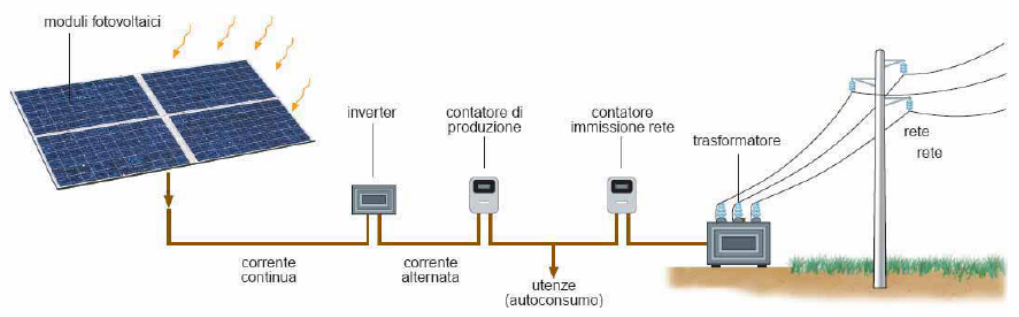
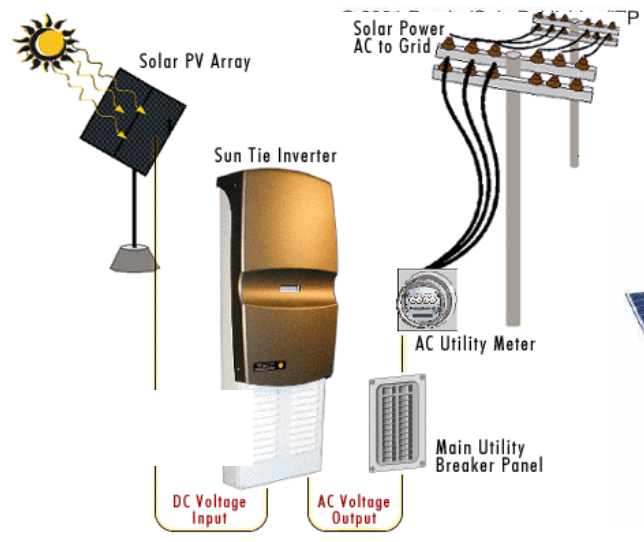
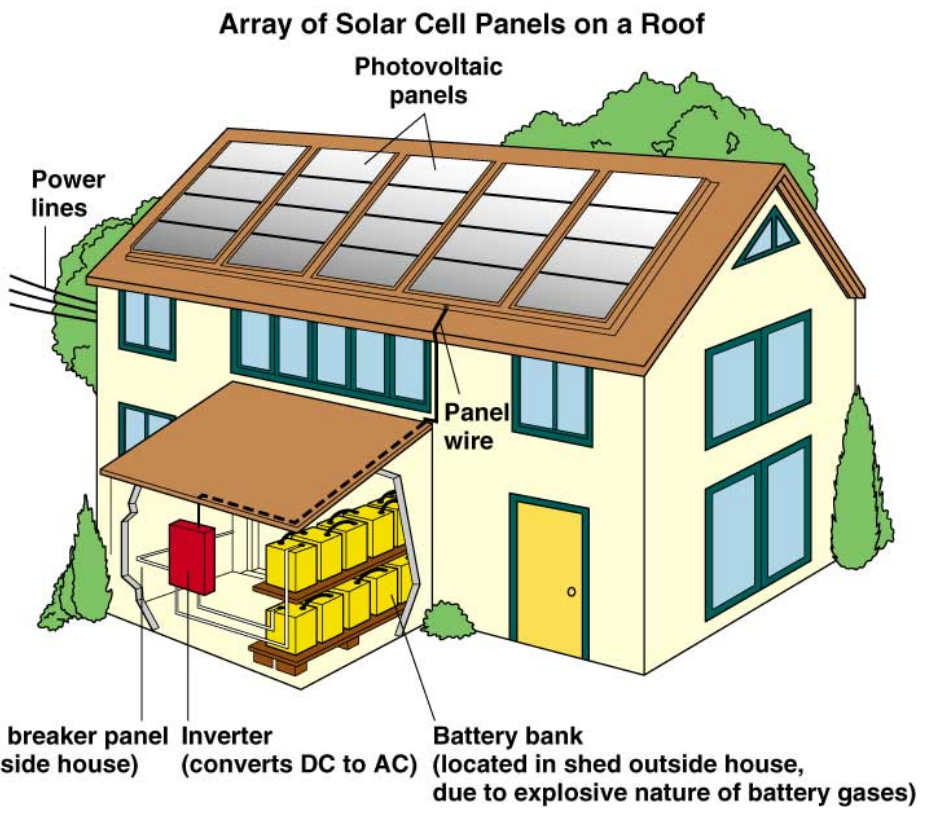
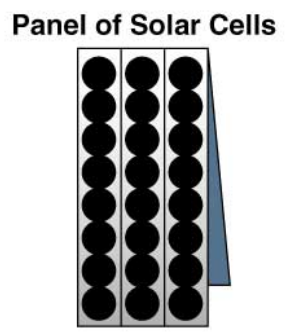
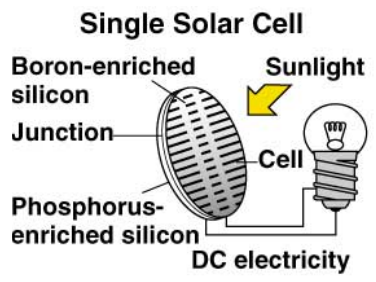
Yearly sum of solar electricity generated by 1kWp photovoltaic system with optimally-inclined modules  
ITALY





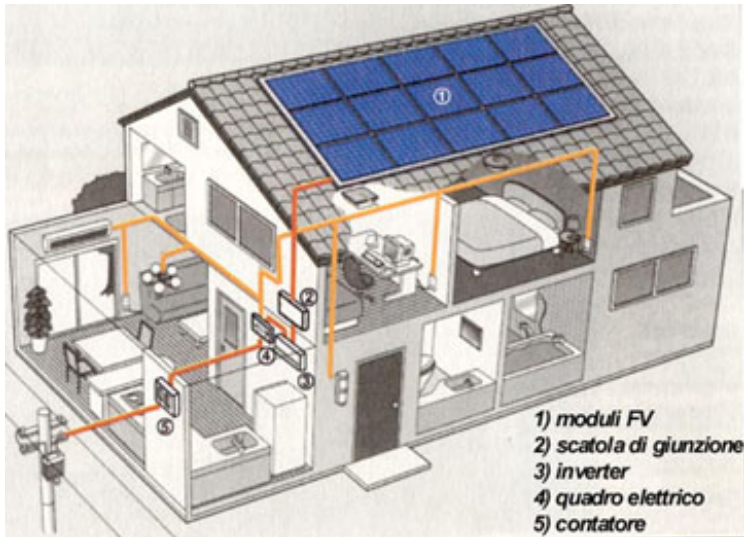
# Inverter

Il modulo fotovoltaico genera corrente continua.  
 Sia per l'utilizzazione diretta che per il trasferimento in rete è necessaria la conversione in tensione alternata.



# Dati di riferimento: superficie necessaria, producibilità, ecc.

Impianto domestico da 3KW,  
ipotizzando un rendimento dei moduli  
del 12.5% ed una radiazione solare di  
progetto 0.8 kW/m<sup>2</sup> (valore medio alto)



$$\eta = \frac{\text{potenza elettrica erogata}}{\text{potenza ricevuta}}$$
$$0,125 = \frac{3 \text{ (KW)}}{0,8 \text{ (KW/m}^2) \cdot A \text{ (m}^2)}$$

$$\rightarrow A = \frac{3,75}{0,125} = 30 \text{ m}^2$$

Diciamo 10 m<sup>2</sup>/KW

Producibilità annuale di una impianto per  
1kW effettivo (10 m<sup>2</sup> di superficie)

Luogo	Kwh/anno
Nord-Europa	<b>800</b>
Svizzera	<b>1000</b>
Genova	<b>1200</b>
Roma	<b>1500</b>
Napoli	<b>1550</b>
Palermo	<b>1700</b>

**Ma sono corretti calcoli così semplici?**

In effetti la progettazione di un sistema fotovoltaico è più complessa di quanto sembri ma fa comunque comodo semplificarla

# Progettazione di un impianto fotovoltaico

Le differenti fasi su cui devono essere articolate le operazioni di pianificazione per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sono appresso riportate:

- calcolo del fabbisogno dell'utenza da servire;
- determinazione della risorsa solare annua;
- dimensionamento e verifica del generatore;
- dimensionamento dei sistemi di accumulo;
- dimensionamento degli inverter;
- progetto degli altri elementi costituenti l'impianto e delle interazioni con altri impianti

## Stima del fabbisogno dell'utenza

L'impianto fotovoltaico va sempre dimensionato in funzione della tipologia di utenza e dei suoi consumi. A tal fine, è utile determinare con precisione la natura e consistenza dei fabbisogni da soddisfare con l'impianto fotovoltaico, oltre alla loro distribuzione giornaliera ed annua. È utile capire se può essere sfruttato un certo parallelismo tra necessità di consumo e disponibilità di radiazione solare; in caso affermativo l'efficienza del sistema migliora notevolmente, limitando le perdite di stoccaggio e di distribuzione.

$$E = \sum_i P_i \cdot \tau_i$$

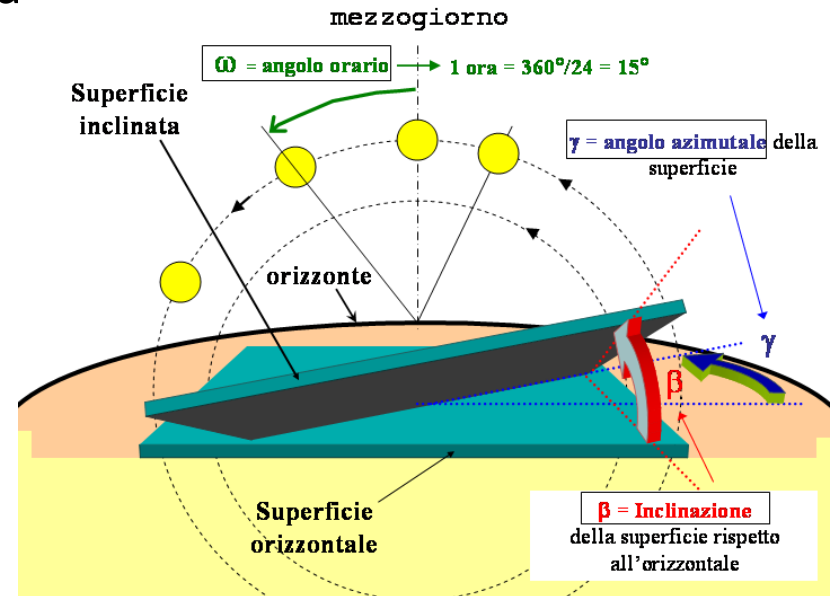
$P_i$  e  $\tau_i$  sono la potenza elettrica espressa in W e il tempo di funzionamento annuo dell'i-esimo apparecchio. I dati che più interessano nella progettazione dell'impianto riguardano l'entità del carico complessivo nei giorni medi mensili (kWh/giorno) e su base annua (kWh/anno).

## Definite delle specifiche di progetto

- Tipo di impianto (stand alone o grid connected)
- luogo di installazione,
- energia elettrica da produrre o potenza da installare

Il progettista ha a che fare con un certo numero di variabili che sono

- tipologia di moduli fotovoltaici
- numero di moduli
- disposizione dei moduli e delle stringhe
- sistema di cablaggio
- disposizione degli stessi (angoli di inclinazione rispetto a sud e orizzontale)
- numero e tipologia di inverter



## **Metodologia di progettazione (ottimizzata)**

L'ottimizzazione dell'impianto ha lo scopo di definire l'angolo di inclinazione  $\beta$ , l'angolo azimutale  $\gamma$  e la configurazione (tipologia e numero di moduli) dell'impianto fotovoltaico ottimale. Nella definizione degli angoli  $\beta$  e  $\gamma$  svolgono un ruolo importante la massimizzazione della radiazione incidente sul singolo pannello (modulo) su base annua e ponendo dei vincoli sulla temperatura operativa dello stesso. Quest'ultima influisce sul rendimento del singolo modulo e quindi varia l'importanza relativa dei giorni dell'anno nella definizione degli angoli ottimali, rispetto ad un'analisi semplificata che tenga conto solo della variazione dell'irraggiamento.

Il campo fotovoltaico deve essere configurato in modo tale da fornire in uscita delle grandezze elettriche che facciano lavorare l'inverter il più possibile prossimo a condizioni di massimo rendimento.

Il problema può essere affrontato organizzandolo secondo una procedura di tipo multi-livello:

**I LIVELLO:** Ottimizzazione degli angoli  $\beta$  (inclinazione) e  $\gamma$  (orientazione) del singolo pannello per massimizzare la potenza prodotta in funzione dell'irraggiamento che incide sul singolo pannello e della temperatura a cui si trova lo stesso;

**II LIVELLO:** Dati i valori delle grandezze elettriche in uscita dal singolo pannello, scelta della configurazione del campo per massimizzare, tenendo conto della curva caratteristica dell'inverter, la potenza trasmessa lato AC.

## I LIVELLO

E' possibile calcolare la radiazione incidente sulla superficie di  $1\text{m}^2$  al variare degli angoli  $\beta$  e  $\gamma$  e quindi la temperatura operativa del pannello in base alla radiazione incidente su di esso, alla temperatura ambiente e alla ventosità.

In base alle curve caratteristiche del pannello (approssimate con opportuni coefficienti, riportati in Appendice C) è possibile calcolare, dati i valori di temperatura operativa ed irraggiamento, i valori delle grandezze elettriche in uscita dal pannello per ogni ora dell'anno.

$$\max_{\beta, \gamma} (E_{dc})$$

$E_{dc}$ : energia prodotta annualmente lato DC

Il problema dell'orientazione ottimale dei moduli. Questo problema può essere affrontato a due livelli:

- al primo livello senza tenere conto delle temperature di funzionamento del pannello, ma semplicemente ragionando in termini ideali
- al secondo livello considerando anche lo "scadimento" delle prestazioni in funzione della temperatura

## II LIVELLO

Assegnato il carico è possibile calcolare un valore di primo tentativo per il numero di pannelli necessari al suo soddisfacimento.

Tale valore consente di scegliere la disposizione ottimale dei pannelli (numero di pannelli per stringa e numero di stringhe) al fine di sfruttare al meglio l'inverter scelto.

A valle di questa operazione è disponibile il valore dell'energia elettrica annualmente prodotta dall'impianto lato AC. Questa può essere poi confrontata con il carico annuale per verificare l'effettivo soddisfacimento del carico, in caso negativo si aumenta il numero di pannelli di un unità e si reitera.

La formalizzazione matematica del problema di ottimizzazione di II livello risulta essere la seguente:

$$\begin{array}{ll} \max(E_{ac}) & \begin{array}{l} n_s \geq 1 \\ n_s * n_{ps} = n_p \\ n_s \text{ intero} \\ n_{ps} \text{ intero} \\ 150 \leq V_m * n_{ps} \leq 700 \\ 150 \leq V_{oc} * n_{ps} \leq 700 \end{array} \\ \text{sub } n_{ps}, n_s & \begin{array}{l} n_p: \text{ numero moduli} \\ n_s: \text{ numero stringhe} \\ n_{ps}: \text{ numero pannelli per stringa} \\ E_{ac}: \text{ energia prodotta annualmente lato ac} \\ V_m: \text{ Tensione del punto di massima potenza} \\ V_{oc}: \text{ Tensione a vuoto} \end{array} \end{array}$$

# Dimensionamento dell'impianto – Caso Grid connected

Numero di moduli per l'impianto :

$$N_{\text{MODULI}} = \frac{P_{\text{INSTALLATA}}}{P_{\text{MAX-MODULO}}}$$

Numero massimo di moduli per stringa :

$$N_{\text{max}} = \frac{V_{\text{max-inv}}}{V_{\text{max-modulo}}}$$

dove :

$$V_{\text{max-modulo}} = \left[ 1 - \left( 35^{\circ}\text{C} \cdot \frac{K_V}{100} \right) \right] \cdot V_{\text{OC}}$$

Numero minimo di moduli per stringa :

$$N_{\text{min}} = \frac{V_{\text{min-inv}}}{V_{\text{min-modulo}}}$$

dove :

$$V_{\text{min-modulo}} = \left[ 1 + \left( 45^{\circ}\text{C} \cdot \frac{K_V}{100} \right) \right] \cdot V_{\text{MP}}$$

Numero massimo di stringhe collegabili all'inverter :

$$N_{\text{stringhe}} \leq \frac{I_{\text{max-inv}}}{I_{\text{stringa}}}$$



# DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Producibilità energetica annua :

$$E = H_{SN} \cdot A_{MODULI} \cdot K_{OMBRE} \cdot \eta_{MODULI} \cdot \eta_{BOS}$$

Dove :

$H_{SN}$  : irraggiamento medio annuo (Norma UNI 10349)

$A_{MODULI}$  : superficie ricevente totale

$K_{OMBRE}$  : fattore di riduzione delle ombre (ad esempio = 95%)

$\eta_{MODULI}$  : efficienze dei moduli (ad esempio =12,5%)

$\eta_{BOS}$  : efficienza del Balance Of System (ad esempio = 0,75)

# COMPONENTI DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

## Moduli fotovoltaici

### Esempio: Modello PV-MF170EB3 in silicio policristallino

#### Caratteristiche tecniche :

- Numero di celle : 50 in serie
- Efficienza : 13,5%
- $P_{\max}$  stimata alle STC : 170 [W]
- Dimensioni : 1580 x 800 x 46 [mm]
- $V_{oc} = 30,6$  [V]
- $K_v = - 0,346$
- $V_{MP} = 24,6$  [V]

#### Standard Test Conditions (STC) :

- Temperatura 25°C
- Spettro AM 1,5 (Air Mass)
- Irraggiamento 1000 W/m<sup>2</sup>
- Velocità del vento 0 m/s



# Inverter

Modello PV-PNS06ATL-IT

## Caratteristiche tecniche:

- Tensione min e max: 150 [V] e 700 [V]
- Numero massimo di stringhe : 3
- Potenza max : 5000 [W]

Efficienza massima : 96,2 %

Efficienza europea : 95,4 %

Efficienza MPPT : 99,7 %

Dimensioni : 300 x 170 x 500 [mm]



# ESEMPIO DI DIMENSIONAMENTO DI IMPIANTO

Impianto fotovoltaico Grid - connected da 15 kW

<b>Tipo di moduli</b>	<b>PV-MF170EB3</b>
<b>Numero di moduli</b>	<b>88</b>
<b>Numero di stringhe</b>	<b>8</b>
<b>Numero di moduli per stringa</b>	<b>11</b>
<b>Modello inverter</b>	<b>PV-PNS06ATL-IT</b>
<b>Numero inverter</b>	<b>4</b>
<b>Superficie ricevente tot. [m<sup>2</sup>]</b>	<b>111.23</b>
<b>Stima Producibilità [kWh]</b>	<b>18117</b>

**Irraggiamento medio annuo**  
(Norma UNI 10349)  
Pisa = 1500 [kWh/m<sup>2</sup>]

# Dimensionamento impianto da 15 kW

(vediamo come si arriva alla definizione delle grandezze precedenti)

Numero di moduli per l'impianto :  $N_{MODULI} = \frac{P_{INSTALLATA}}{P_{MAX-MODULO}} \cong 88$

Numero massimo di moduli per stringa :  $N_{max} = \frac{V_{max-inv}}{V_{max-modulo}} = 20$

dove :  $V_{max-modulo} = \left[ 1 - \left( 35^{\circ}C \cdot \frac{K_V}{100} \right) \right] \cdot V_{OC} = 34,4 \text{ V}$   $\longrightarrow$  *Identifica il valore massimo della tensione in particolari condizioni*

Numero minimo di moduli per stringa :  $N_{min} = \frac{V_{min-inv}}{V_{min-modulo}} = 7$

dove :  $V_{min-modulo} = \left[ 1 + \left( 45^{\circ}C \cdot \frac{K_V}{100} \right) \right] \cdot V_{MP} = 20,9 \text{ V}$   $\longrightarrow$  *Identifica il valore minimo della tensione in condizioni di elevata temperatura*

Numero massimo di stringhe collegabili all'inverter :  $N_{stringhe} \leq \frac{I_{max-inv}}{I_{stringa}} \cong 2,5$

# Dimensionamento impianto da 10 kW

Numero di moduli per l'impianto :  $N_{MODULI} = \frac{P_{INSTALLATA}}{P_{MAX-MODULO}} \cong 60$

Numero massimo di moduli per stringa :  $N_{max} = \frac{V_{max-inv}}{V_{max-modulo}} = 20$

dove :  $V_{max-modulo} = \left[ 1 - \left( 35^{\circ}C \cdot \frac{K_V}{100} \right) \right] \cdot V_{OC} = 34,4V$

Numero minimo di moduli per stringa :  $N_{min} = \frac{V_{min-inv}}{V_{min-modulo}} = 7$

dove :  $V_{min-modulo} = \left[ 1 + \left( 45^{\circ}C \cdot \frac{K_V}{100} \right) \right] \cdot V_{MP} = 20,9V$

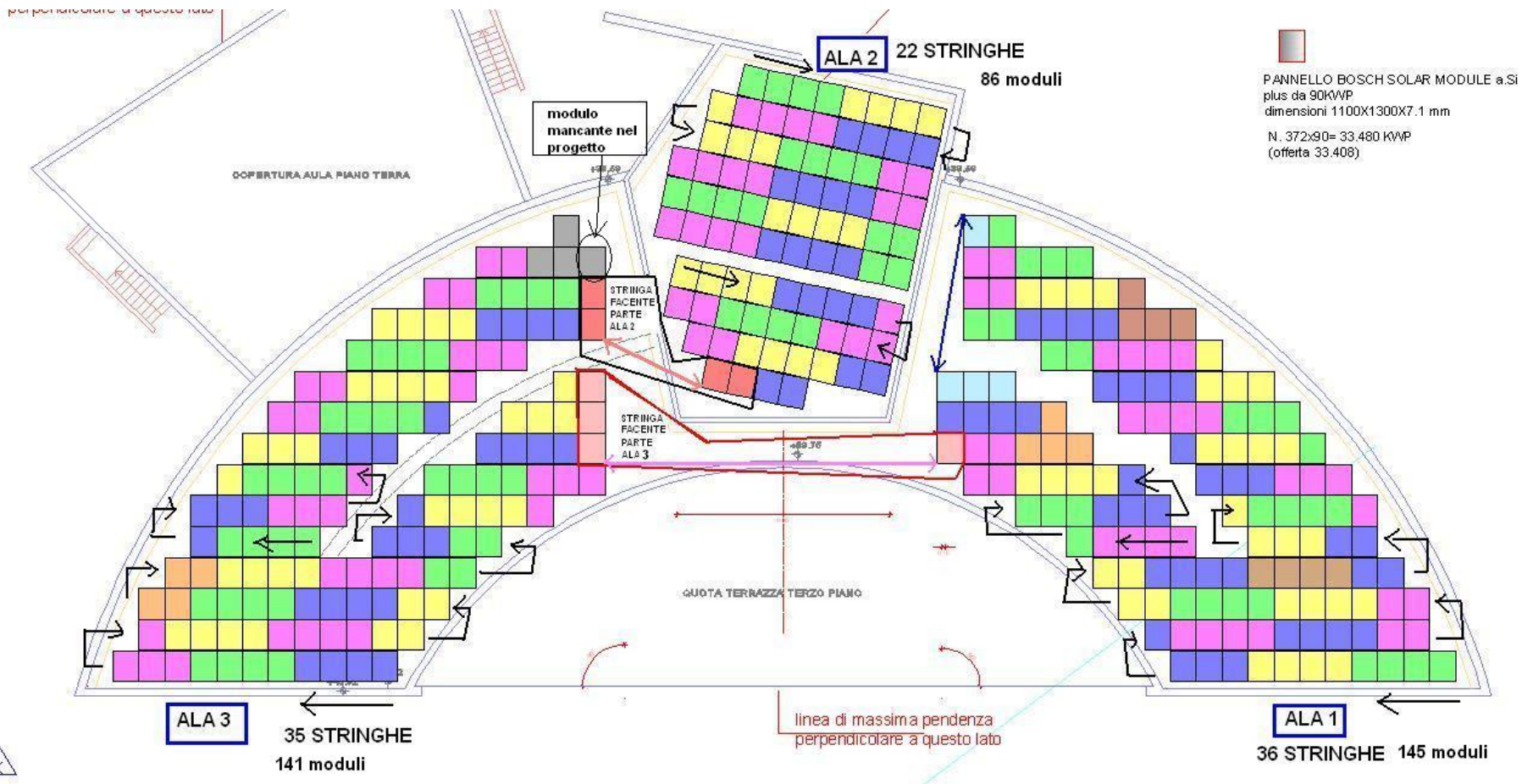
Numero massimo di stringhe collegabili all'inverter :  $N_{stringhe} \leq \frac{I_{max-inv}}{I_{stringa}} \cong 2,5$

# Impianto da 10 kW

Tabella riassuntiva delle caratteristiche tecniche

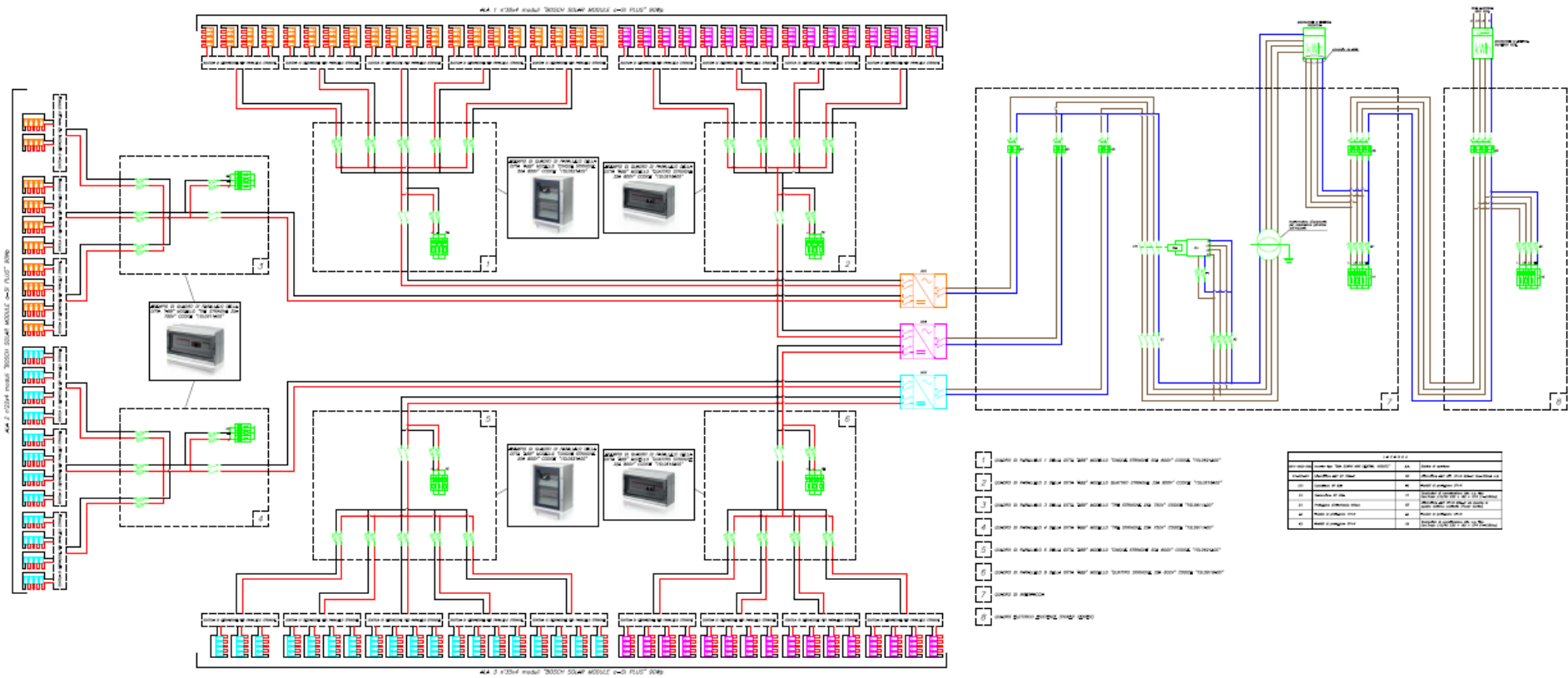
<b>Tipo di moduli</b>	<b>PV-MF170EB3</b>
<b>Numero di moduli</b>	<b>60</b>
<b>Numero di stringhe</b>	<b>4</b>
<b>Numero di moduli per stringa</b>	<b>15</b>
<b>Modello inverter</b>	<b>PV-PNS06ATL-IT</b>
<b>Numero inverter</b>	<b>2</b>
<b>Superficie occupata a terra [m<sup>2</sup>]</b>	<b>112</b>
<b>Producibilità [kWh]</b>	<b>12335,6</b>

# Esempio di progetto di impianto fotovoltaico da 33.48 kW









PV plant size	1kWp	5kWp	20kWp	1MWp
Modules	50.8	58.9	65.3	66.6
Inverter	13.8	14.9	15.0	9.2
Mounting	7.1	8.6	8.4	13.8
Cabling	8.9	5.9	4.7	9.4
Planning, installation	19.4	11.7	6.6	1.0

Costo di un impianto fotovoltaico grid connected

## Problemi osservati nell'impiantistica

- Impianti non standardizzabili: come detto, i dati di progetto dei moduli sono riferiti a condizioni progettuali che non si osservano quasi mai, le configurazioni devono adattarsi ai vari casi
- Natura variabile della fonte
- Influenza degli altri elementi impiantistici (meccanismi di cablaggio, inverter, accumulatori e struttura impiantistica) che possono produrre sensibili riduzioni di rendimento sull'impianto,
- Interazione tra fonte, impianto e utilizzazione (caso del dimensionamento di tipo empirico).

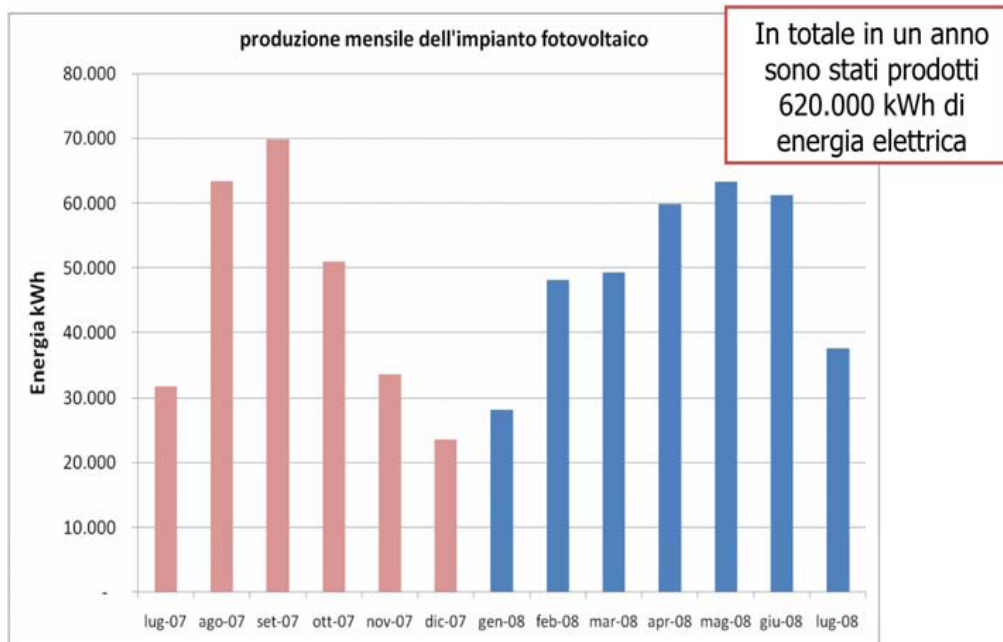
*ed inoltre*

- Produzione non facilmente prevedibile per sensibilità a particolari condizioni atmosferiche
- Degradazione delle prestazioni dei pannelli nei mesi estivi per effetti della temperatura
- Costi di manutenzione superiori a quelli previsti

# Un caso interessante

## Impianto Fotovoltaico Unicoop Tirreno: Vignale Riotorto

Impianto costituito da 2457 moduli e 63 inverter, occupa circa 15000 mq , con una produzione di 620000 kWh/anno (420 KW picco). L'impianto ricopre il 20% della richiesta elettrica del magazzino Unicoop Tirreno di Vignale Riotorto.



Luglio 2007: dati dal 16 al 31 (impianto inaugurato il 16 luglio)

Luglio 2008: dati dal 1 al 15.

- Settembre ha una produzione di energia maggiore rispetto a quella di agosto e luglio (riferito al periodo dal 15 al 30 luglio).
- Aprile, maggio, giugno producono una quantità di energia simile.
- Febbraio e marzo producono energia di poco inferiore a aprile, maggio e giugno.



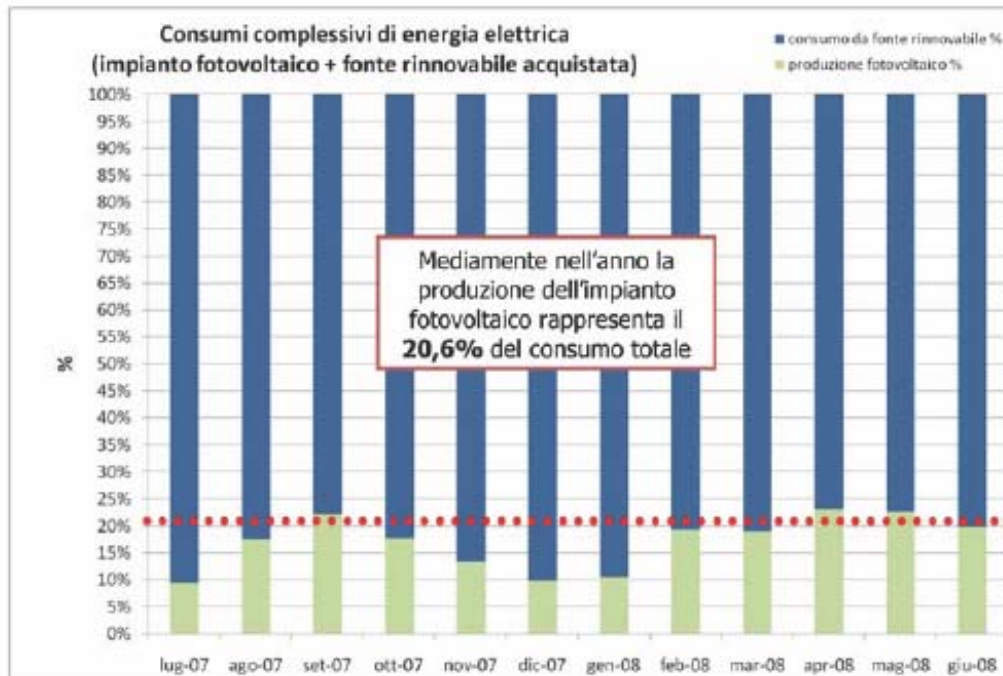
COLLOCAZIONE tetto del magazzino Generi Vari

COPERTURA PIANA 15.000 metri quadrati

DESCRIZIONE MODULI FOTOVOLTAICI 2457 moduli di silicio policristallino da 170W ognuno compongono l'impianto fotovoltaico. Essi sono in grado di prelevare l'energia diretta del sole e quella riflessa dalla nuova guaina impermeabilizzante e termoriflettente per una potenza di 420 kWp (chilowatt di picco). I moduli fotovoltaici di silicio policristallino hanno una durata da 25 a 30 anni.

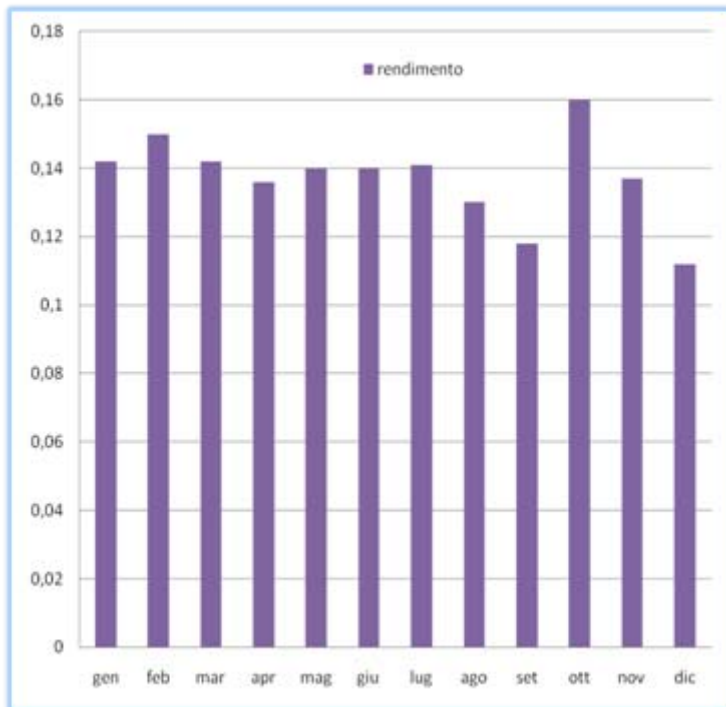
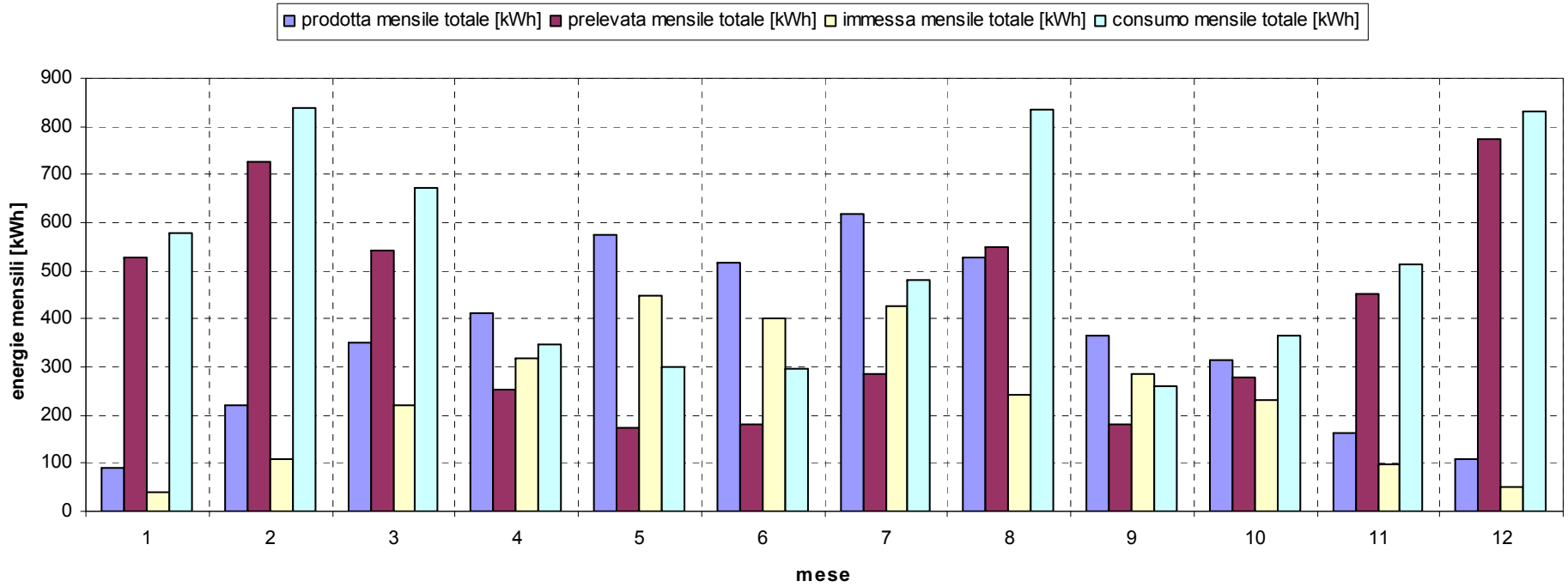
DESCRIZIONE INVERTER 63 sono gli inverter, cioè i dispositivi che consentono di trasformare la corrente elettrica continua in corrente elettrica alternata a 50 Hz.

INVESTIMENTO circa di 2,3 milioni di euro



Concetto produttivo: l'impianto produce una parte dell'energia richiesta dal magazzino più o meno il 20% annuo.

Questo tipo di magazzino inoltre ha livelli di potenza inferiore abbastanza elevati (conservazione derrate alimentari). Non "scarica" quasi mai in rete!



## Prestazione di un impianto fotovoltaico a Pisa

Potenza di picco 3.74 kW

Moduli Sunpower 220 W (17 moduli)  
ad elevata efficienza

Produzione annua

4600 kWh (inverter)

4260 kWh (contatore)

# Progettazione di un impianto fotovoltaico di tipo stand-alone

Impianto fotovoltaico per un sistema off-grid ubicato in una zona climatica tipo nord-Italia

## Componenti dell'utenza

- **5 luci** (30 W: 2 ore/giorno)
- **1 frigorifero** Potenza max 500 W, utilizzato 5 ore/giorno equivalenti alla max potenza)
- **3 ventilatori** (45 W, 8 ore/giorno)
- **1 lavatrice/1 lavastoviglie** (Pot. 1500 W 6 ore sett. ovvero 0.86 ore/giorno).
- **1 televisione** (Potenza 200 W, utilizzato 4 ore/giorno)
- **1 elettrodomestico ad elevata P** (Potenza 1500 W, utilizzato 0.25 ore/giorno).

## Parametri progettuali dell'impianto che vogliamo realizzare

### **Modulo fotovoltaico Siemens solar M55 (53 W)**

Efficienza dell'inverter: **0.85**.

Tensione della batteria: **24 volts**.

Tensione in uscita inverter: **110 volts**

Fattore di aggiustamento: **0.85**

Il dimensionamento dell'impianto viene effettuato con riferimento al mese di Dicembre, che per quanto abbiamo visto è, alle nostre latitudini il mese meno favorevole



# Caratteristiche si un sistema fotovoltaico modulare (Siemens Solar M55)

## Power Specifications\*

<b>Model</b>	<b>M55</b>
Power (typical +/- 10%)	53.0 Watts
Current (typical at load)	3.05 Amps
Voltage (typical at load)	17.4 Volts
Short Circuit Current (typical)	3.27 Amps
Open Circuit Voltage (typical)	2.18 Volts

## Physical Characteristics

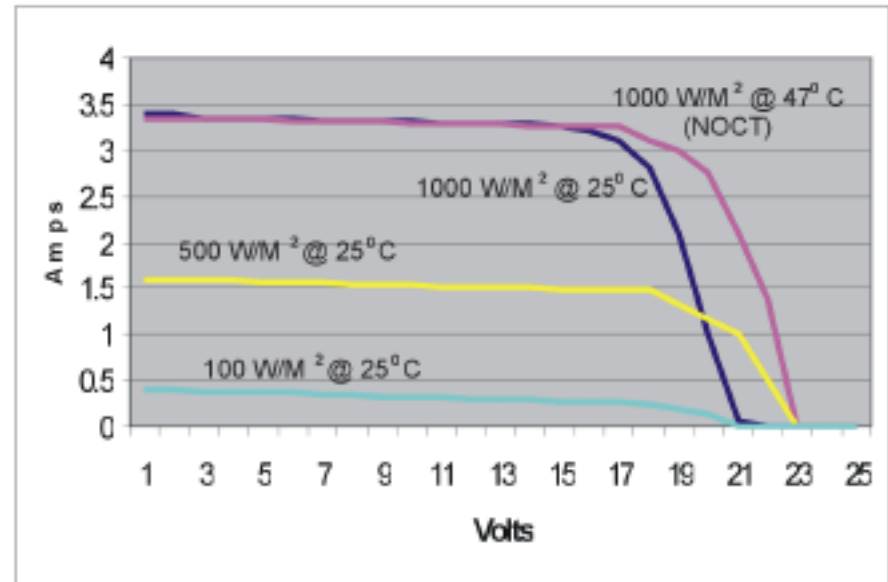
Length	50.9 in/1293 mm
Width	13 in/330 mm
Depth	1.4 in/36 mm
Weight	12.6 lb/5.7 kg

\*Power specifications are at standard test conditions of: 1000 W/M<sup>2</sup>, 25° C cell temperature and spectrum of 1.5 air mass.

## Performance Characteristics

@ 25° C

1000 W/M<sup>2</sup> @ 47° C (NOCT)



The IV curve (current vs. Voltage) above demonstrates typical power response to various light levels at 25° C cell temperature, and at the NOCT (Normal Cell Operating Temperature), 47° C.



# Schema logico per rilevazione dati e per la progettazione

Application \_\_\_\_\_

Location \_\_\_\_\_ Latitude \_\_\_\_\_

## A. Loads

A1 Inverter efficiency (decimal) \_\_\_\_\_  
 A2 Battery bus voltage \_\_\_\_\_ volts  
 A3 Inverter ac voltage \_\_\_\_\_ volts

Appliance	A4 Rated Wattage	A5 Adjustment Factor 1.0 for dc (A1) for ac	A6 Adjusted Wattage (A4/A5)	A7 Hours /day Used	A8 Energy /day (A6xA7)
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____

A9 Total energy demand per day (sum of A8) \_\_\_\_\_ watt-hours  
 A10 Total amp-hour demand per day (A9/A2) \_\_\_\_\_ amp-hours  
 A11 Maximum ac power requirement (sum of A4) \_\_\_\_\_ watts  
 A12 Maximum dc power requirement (sum of A6) \_\_\_\_\_ watts

## B. Battery Sizing

Design Temperature \_\_\_\_\_

B1 Days of storage desired / required \_\_\_\_\_ days  
 B2 Allowable depth-of-discharge limit (decimal) \_\_\_\_\_  
 B3 Required battery capacity ((A10 x B1) / B2) \_\_\_\_\_ amp-hours  
 B4 Amp-hour capacity of selected battery \* \_\_\_\_\_ amp hours  
 B5 Number of batteries in parallel (B3 / B4) \_\_\_\_\_  
 B6 Number of batteries in series (A2 / selected battery voltage) \_\_\_\_\_  
 B7 Total number of batteries (B5 x B6) \_\_\_\_\_  
 B8 Total battery amp-hour capacity (B5 x B4) \_\_\_\_\_ amp-hours  
 B9 Total battery kilowatt-hour capacity ((B8 x A2) / 1000) \_\_\_\_\_ kilowatt-hours  
 B10 Average daily depth of discharge (.75 x A10 / B8) \_\_\_\_\_

## C. PV Array Sizing

C1 Total energy demand per day (A9) \_\_\_\_\_ watt-hours  
 C2 Battery round trip efficiency (0.70 – 0.85) \_\_\_\_\_  
 C3 Required array output per day (C1 / C2) \_\_\_\_\_ watt-hours  
 C4 Selected PV module max power voltage at STC (x .85) \_\_\_\_\_ volts  
 C5 Selected PV module guaranteed power output at STC \_\_\_\_\_ watts  
 C6 Peek sun hours at design tilt for design month \_\_\_\_\_ hours  
 C7 Energy output per module per day (C5 x C6) \_\_\_\_\_ watt-hours  
 C8 Module energy output at operating temperature. (DF x C7)  
 DF = 0.80 for hot climates and critical applications.  
 DF = 0.90 for moderate climates and non-critical applications. \_\_\_\_\_ watt-hours  
 C9 Number of modules required to meet energy requirements (C3 / C8) \_\_\_\_\_ modules  
 C10 Number of modules required per string (A2 / C4) rounded to next higher integer \_\_\_\_\_ modules  
 C11 Number of strings in parallel (C9 / C10) rounded to next higher integer \_\_\_\_\_ strings  
 C12 Number of modules to be purchased (C10 x C11) \_\_\_\_\_ modules  
 C13 Nominal rated PV module output \_\_\_\_\_ watts  
 C14 Nominal rated array output (C13 x C12) \_\_\_\_\_ watts

Più o meno quello che dobbiamo definire è

- Numero e disposizione dei moduli
- Numero e disposizione delle batterie

# Carichi

A1	Inverter efficiency				<u>85</u>	
A2	Battery Bus voltage				<u>24</u>	volts
A3	Inverter ac voltage				<u>110</u>	volts
		A4	A5	A6	A7	A8
			Adjustment			
			Factor	Adjusted	Hours	Energy
Appliance	Rated	1.0 for dc	Wattage	per day	Used	per day
	Wattage	(A1) for ac	(A4/A5)			(A6x A7)
<u>(5) 30w lights</u>	<u>150</u>	<u>.85</u>	<u>176</u>	<u>2</u>	<u>352</u>	
<u>Refrigerator</u>	<u>500</u>	<u>.85</u>	<u>588</u>	<u>5</u>	<u>2940</u>	
<u>(3) 45w fans</u>	<u>135</u>	<u>.85</u>	<u>159</u>	<u>8</u>	<u>1272</u>	
<u>Washer</u>	<u>1500</u>	<u>.85</u>	<u>1765</u>	<u>.86</u>	<u>1518</u>	
<u>Tv</u>	<u>200</u>	<u>.85</u>	<u>235</u>	<u>4</u>	<u>940</u>	
<u>Toaster</u>	<u>1500</u>	<u>.85</u>	<u>1765</u>	<u>.025</u>	<u>441</u>	
A9	Total energy demand per day (sum of A8)				<u>7463</u>	watt-hours
A10	Total amp-hour demand per day (A9/A2)				<u>311</u>	amp-hours
A11	Maximum ac power requirement (sum of A4)				<u>3985</u>	watts
A12	Maximum dc power requirement (sum of A6)				<u>4688</u>	watts

## Dimensionamento della batteria

B1	Days of storage desired/required	<u>7</u>	days
B2	Allowable depth-of-discharge limit (decimal)	<u>0.8</u>	
B3	Required battery capacity ((A10 x B1) / B2)	<u>2721</u>	amp-hours
B4	Amp-Hour capacity of selected battery *	<u>478</u>	amp-hours
B5	Number of batteries in parallel (B3 / B4)	<u>6</u>	
B6	Number of batteries in series (A2 / selected battery voltage)	<u>2</u>	
B7	Total Number of Batteries (B5xB6)	<u>12</u>	
B8	Total battery amp-hour capacity (B5xB4)	<u>2868</u>	amp-hours
B9	Total battery kilowatt-hour capacity ((B8xA2)/1000)	<u>68.8</u>	Kw-hours
B10	Average daily depth of discharge (.75xA10/B8)	<u>.08</u>	

(B1): Giorni richiesti per l'accumulo (autonomia). Il sistema di accumulo deve essere dimensionato per fornire elettricità per un periodo di tempo ben definito

Esempio: **7 giorni**.

(B3): Capacità richiesta della batteria.

$$(311 \times 7) / 0.8 = \mathbf{2721 \text{ Amp-ora}}$$

(B4): Scelta della batteria. Si va su un valore inferiore a quello richiesto. Ad esempio scegliamo il modello Exide 6E95-11 la cui capacità è di **478 amp-hours**.

(B5): Numero di accumulatori in parallelo

$$\mathbf{2721 \text{ amp-hours} / 478 \text{ Amp-ora} = 6} \text{ (arrotondato da 5.6).}$$

(B6): Numero di accumulatori in serie.

$$\mathbf{24 \text{ V} / 12 \text{ V} = 2.}$$

(B7): Numero totale di accumulatori.

$$\mathbf{6 \times 2 = 12.}$$

TYPE	VOLTS PER UNIT	NORMAL A.H. CAP	20 DAY (480 HR)		10 DAY (240 HR)		5 DAY (120 HR)		3 DAY (72 HR)		32° F (0° C) 500 HR A.H.
			A.H	AMPS	A.H	AMPS	A.H	AMPS	A.H	AMPS	
6E95-6	12	180	192	0.40	192	0.80	192	1.60	192	2.67	184
6E95-7	12	270	288	0.60	288	1.20	288	2.40	288	4.00	276
6E95-9	12	360	383	0.80	383	1.60	383	3.19	383	5.32	368
6E95-11	12	450	478	1.00	478	1.99	478	3.98	478	6.64	459
6E120-9	12	500	538	1.12	538	2.24	538	4.48	538	7.47	516
6E120-11	12	625	673	1.40	673	2.80	673	5.61	673	9.35	646
6E120-13	12	750	808	1.68	808	3.37	808	6.73	808	11.22	776
6E120-15	12	875	942	1.96	942	3.93	942	7.85	942	13.08	904
3E120-17	6	1000	1077	2.24	1077	4.49	1077	8.98	1077	14.96	1034
3E120-19	6	1125	1212	2.53	1212	5.05	1212	10.10	1212	16.83	1163
3E120-21	6	1250	1346	2.80	1346	5.61	1346	11.22	1346	18.69	1292
3E120-23	6	1375	1481	3.09	1481	6.17	1481	12.34	1481	20.57	1422
3E120-25	6	1500	1616	3.37	1616	6.73	1616	13.47	1616	22.44	1551
3E120-27	6	1625	1750	3.65	1750	7.20	1750	14.58	1750	24.31	1680
3E120-29	6	1750	1885	3.93	1885	7.85	1885	15.71	1885	26.18	1809

E' stata scelta questa capacità della batteria in Amperora per avere un po' di autonomia: cosa che serve in caso di guasti dell'impianto; una batteria più piccola avrebbe permesso una minore autonomia

(B8): Capacità di accumulo degli accumulatori (in amperora).

$$6 \times 478 \text{ Amp-ora} = \mathbf{2868 \text{ Amp-ora.}}$$

(B9): Capacità di accumulo (in kWh)

$$(2868 \text{ Amp-ora} \times 24 \text{ V}) / 1000 = \mathbf{68.8 \text{ kWh}}$$

(B10): Scarica giornaliera della batteria.

Nel caso del funzionamento del sistema in condizioni regolari, giornalmente il sistema delle batterie funziona permettendo il funzionamento nelle ore di assenza di insolazione. Si può considerare che durante il 25% del tempo il sistema fotovoltaico permette la carica mentre durante il 75% del tempo, ore serali e notturne la batteria si scarica. Vediamo che il livello di scarica è comunque inferiore al 10%; infatti

$$(0.75 \times 311) / 2868 = \mathbf{0.08}$$

## Dimensionamento dell'array fotovoltaico

C1	Total energy demand per day (A9)	<u>7463</u>	watt-hours
C2	Battery round trip efficiency (0.70-0.85)	<u>0.85</u>	
C3	Required array output per day (C1 / C2)	<u>8780</u>	watt-hours
C4	Selected PV module max power voltage at STC (x.85)	<u>14.8</u>	Volts
C5	Selected PV module guaranteed power output at STC	<u>47.7</u>	watts
C6	Peak sum hours at design tilt for design month	<u>3.8</u>	hours
C7	Energy output per module per day (C5xC6)	<u>181</u>	watt-hours
C8	Module energy output at operating temperature (DFxC7) DF = 0.80 for hot climates and critical applications. DF = 0.90 for moderate climates and non-critical applications.	<u>163</u>	watt-hours
C9	Number of modules required to meet energy requirements (C3 / C8)	<u>54</u>	modules
C10	Number of modules required per string (A2 / C4) rounded to the next higher integer.	<u>2</u>	modules
C11	Number of strings in parallel (C9 / C10) rounded to the next higher integer.	<u>27</u>	strings
C12	Number of modules to be purchased (C10 x C11)	<u>54</u>	modules
C13	Nominal rated PV module output	<u>53</u>	watts
C13	Nominal rated array output (C13 x C12)	<u>2862</u>	watts

Un impianto come quello esaminato è difficilmente proponibile:  
12 batterie e 54 moduli fotovoltaici per una utenza tutto sommato modesta

L'esempio però ha lo scopo di chiarire bene perché non si poteva pensare uno sviluppo del fotovoltaico senza prevedere la rete elettrica come "sistema di accumulo"

## Dimensionamento dell'array fotovoltaico

(C1): Fabbisogno giornaliero di energia.

$$\mathbf{7463\ Wh}$$

(C3): Fabbisogno giornaliero. Si considera un'efficienza di carica scarica pari a 0.85

$$\mathbf{7463\ Wh / 0.85 = 8780\ Wh.}$$

(C4): Massima tensione di funzionamento dei moduli.

$$\mathbf{17.4\ V \times 0.85 = 14.8\ V.}$$

(C8): Energia prodotta dal singolo modulo (rendimento x potenza x ore eq. di funz.

$$\mathbf{0.90 \times 53 \times 3.8 = 163\ Wh.}$$

(C9): Numero di moduli richiesti per soddisfare il fabbisogno

$$\mathbf{8780\ Wh / 163\ Wh = 54}$$

(C10): Numero di moduli per stringa.

$$24 \text{ volts} / 14.8 \text{ volts} = 1.62 \text{ (arrotondato a } \mathbf{2 \text{ moduli}}).$$

(C11): Numero di stringhe in parallelo.

$$54 \text{ modules} / 2 \text{ modules} = \mathbf{27 \text{ strings}}$$

(C12): Numero complessivo di moduli.

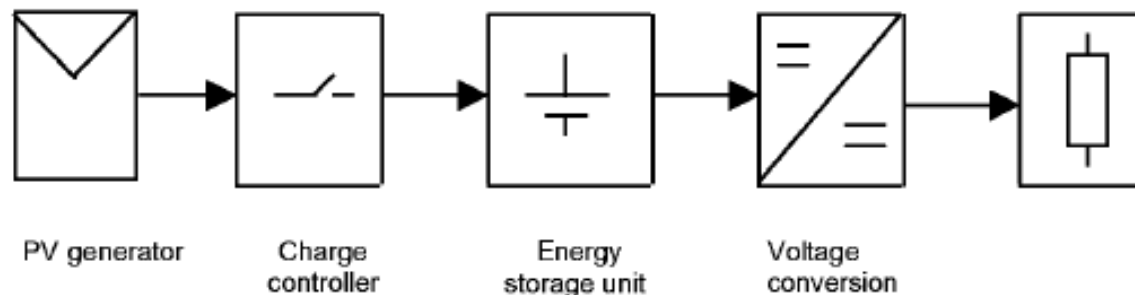
$$2 \times 27 = \mathbf{54 \text{ modules}}$$

(C13): Potenza nominale dell'impianto.

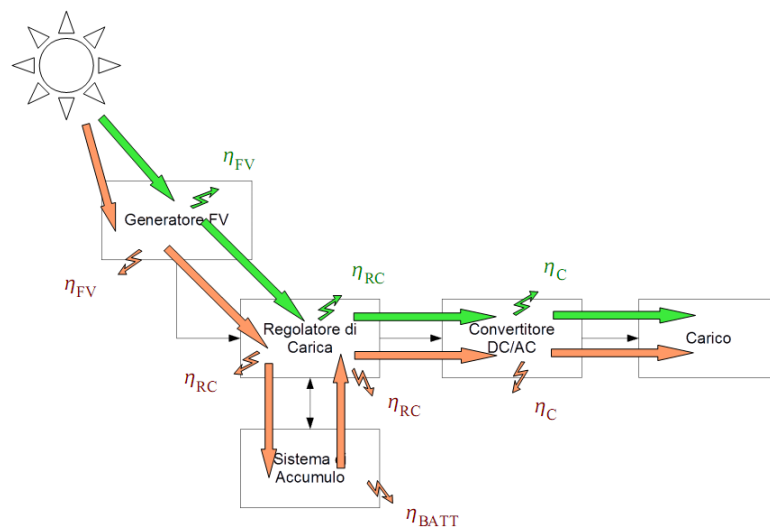
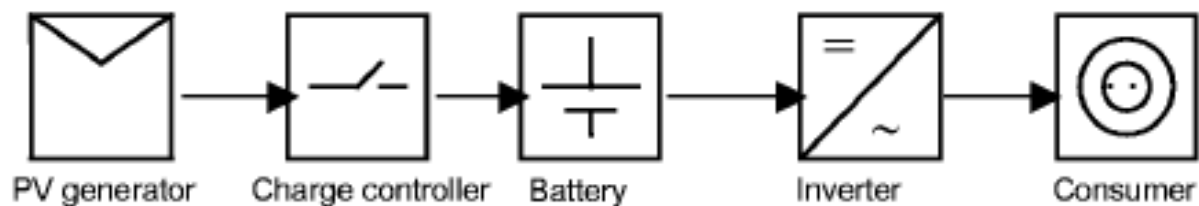
$$54 \text{ modules} \times 53 \text{ W} = \mathbf{2862 \text{ W}}.$$



# Possibili schemi impiantistici di impianti fotovoltaici stand-alone



Schema adattabile ad un impianto di basso consumo (lampione, antenna ecc.)



Schemi adattabili ad un edificio

## Il fotovoltaico non riesce a sostenersi economicamente!

Per questo sono necessari dei meccanismi di incentivazione e questi possono essere di varia tipologia: da remunerazione della produzione a finanziamenti in conto capitale a finanziamenti generici al sistema delle fonti rinnovabili.

**Enhanced feed-in tariffs** (Austria, Canada, Switzerland, France, Germany, Italy, Korea, Spain, USA)

**Direct capital subsidies** (Australia, Austria, Denmark, France, Germany, Japan, Korea, The Netherlands, Spain, Sweden, Switzerland, UK)

**Green electricity schemes** (Australia, Austria, Canada, Denmark, Germany, Japan, The Netherlands, Switzerland, USA, UK)

**Renewable portfolio standards** (Australia, Japan, Sweden, USA, UK)

# IL CONTO ENERGIA

## *Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica*

Il Ministro delle Attività Produttive di concerto col Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio ha emanato il 28/07/2005 il Decreto Ministeriale previsto all'art. 7 comma 1 del D.Lgs 29/12/2003 n° 387, che definisce i **criteri per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.**

Successivamente l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) ha adottato il 14/09/2005 la Delibera n° 188/05 nella quale è stato individuato il GRTN (oggi GSE) quale "soggetto attuatore" che eroga le tariffe incentivanti

Successivi decreti (DM 06/02/2006 e DM 19/02/2007) hanno ridefinito le modalità di erogazione degli incentivi e i valori delle tariffe incentivanti.

**Soggetti beneficiatari:**

- **Persone Giuridiche e fisiche;**
- **Condomini**
- **Soggetti pubblici**

**L'energia elettrica a cui viene riconosciuto l'incentivo è quella prodotta, misurata ai morsetti di uscita del gruppo di conversione corrente continua - corrente alternata**

Il decreto prevedeva di incentivare impianti fino al raggiungimento della potenza massima di **1200 Mwp**.

Le tariffe incentivanti si applicavano a tutti gli impianti entrati in esercizio tra l'entrata in vigore del decreto ed il 31.12.2008

Il decreto divide in 3 tipologie gli impianti:

- 1) impianti NON integrati
- 2) impianti PARZIALMENTE integrati
- 3) impianti INTEGRATI architettonicamente

***Durata dell'incentivo pari a 20 anni***

## Tariffe incentivanti per il solare fotovoltaico: “Conto energia”

Il **d.lgs. 387/03** ha previsto la messa a punto di specifiche modalità di incentivazione della fonte solare fotovoltaica.

Il Ministero delle Attività Produttive (MAP) emanò in data **28/07/2005** un primo DM per l’incentivazione dell’energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici (“**conto energia 2005**”). Le Del. 188/05 e 40/06 dell’AEEG hanno dettagliato le modalità di presentazione delle domande.

Il **DM MAP 6/2/06** ha integrato e modificato il precedente decreto. Ampliamento della potenza cumulata incentivabile (in origine il limite superiore era stato individuato in 500 MW), inserimento di limiti annui, estensione ai pannelli in film sottile (solo per persone giuridiche), limitazione dell’energia incentivata nel caso di scambio sul posto, tasso annuo di riduzione delle tariffe, garanzie finanziarie, incentivi all’installazione su edifici nuovi o oggetto di ristrutturazione.

Il sistema di incentivazione definito dai DDMM del luglio 2005 e del febbraio 2006 ha evidenziato una notevole complessità gestionale ed autorizzativa, nonché un eccessivo squilibrio a favore di grandi impianti installati a terra.

## Il primo conto energia

Il primo conto energia favoriva in maniera particolare gli impianti con potenza superiore a 50 kW che beneficiavano di una tariffa piuttosto elevata.

Inoltre non discriminava sulle varie tipologie impiantistiche e quindi in qualche misura tendeva a favorire non tanto la produzione per autoconsumo, ma una produzione a scopo esclusivamente remunerativo (pensare al concetto della **incentivazione che cresce con la dimensione dell'impianto!**)

### *Tariffe incentivanti del FV per 20 anni (domande 2005-2006)*

Impianti di potenza da 1 a 20 kW	0,445 €/kWh
Impianti di potenza da 20 kW a 50 kW	0,460 €/kWh
Impianti di potenza da 50 kW a 1.000 kW	0,490 €/kWh (valore massimo della tariffa soggetto a gara)

Le incentivazioni sul conto energia furono accolte subito con grande entusiasmo (anche se cominciò ad emergere anche qualche critica che favorì le successive correzioni). Il settore del solare FV era infatti considerato a **“dividendo multiplo”**:

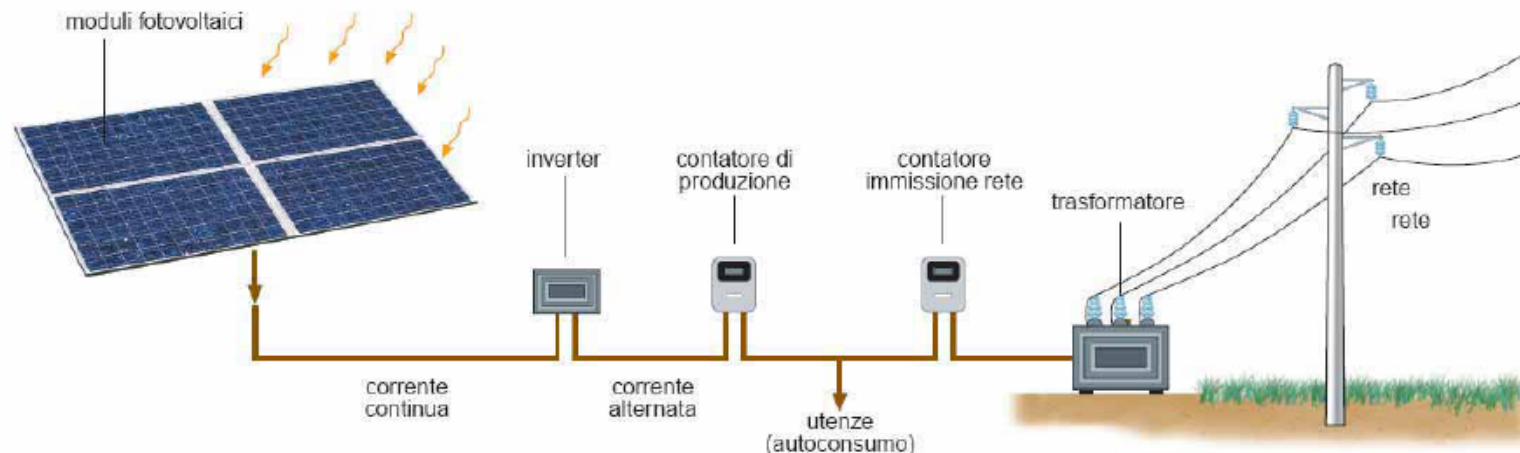
1. Crescita dell'occupazione
2. Coinvolgimento piccole imprese
3. Sviluppo locale
4. Esternalità ambientali positive
5. Sicurezza delle fonti di approvvigionamento

## Effetti del conto energia fotovoltaico

In questi anni (2005-2011) in effetti si è visto un po' di tutto:

- installazioni per autoproduzione ed autoconsumo
- installazioni con finalità puramente finanziarie ed apparentemente senza senso (campi di pannelli fotovoltaici)
- installazione con finalità architettoniche

Quello che si osservava è che la maggior parte degli impianti era di potenzialità appena superiore a 50 kW. Con la nuova versione del Conto energia sono aumentati i piccoli impianti asserviti ad utenze!



**D. MSE 19/2/07 (“conto energia 2007”).** Ha cambiato leggermente la filosofia dell’incentivazione correggendo alcune distorsioni presenti nel primo.

L’incentivazione interessa gli impianti FV di potenza nominale non inferiore a 1 kWp, purché:

- collegati alla rete elettrica
- entrati in esercizio dopo il 27/4/07 a seguito di nuova costruzione, rifacimento totale o potenziamento
- contenenti pannelli certificati secondo le norme CEI 61215 e 61646, da laboratori certificati, non incentivati dai DDMM 28/7/05 o 6/2/06 (è previsto un transitorio)

Gli impianti fotovoltaici vengono suddivisi in classi di potenza e in base al livello di integrazione architettonica. Nel seguito si riportano i prezzi originari previsti dal decreto

<b>Potenza</b>	<b>Non integrati</b>	<b>Parz. integrati</b>	<b>Integrati</b>
$1 \leq P \leq 3$	0,40	0,44	0,49
$3 < P \leq 20$	0,38	0,42	0,46
$P > 20$	0,36	0,40	0,44

**Valori in Euro/kWh**



# Tariffe incentivanti (presenti nel Decreto 19.2.2007)

Le tariffe:

- sono applicate a tutta l'energia prodotta", ovvero a quella in uscita dal gruppo di conversione inverter-(trasformatore), a prescindere dall'uso
- sono riconosciute per 20 anni e sono costanti in moneta corrente
- non sono riconosciute sugli impianti installati per obbligo di legge (192/05 e 296/06) che entreranno in esercizio dopo il 31/12/2010
- non sono cumulabili con Certificati Verdi e Certificati Bianchi
- non sono cumulabili con incentivi pubblici in conto capitale superiori al 20%, salvo alcuni casi particolari (ad esempio scuole pubbliche o paritarie, strutture sanitarie pubbliche)
- salvo "scambio sul posto" (facoltativo e ammesso solo sotto 200 kW) sono cumulabili con il prezzo di vendita o ritiro dedicato dell'energia
- si riducono nel caso di entrata in esercizio dopo il 31/12/08 (-2% nel 2009 e ulteriore -2% nel 2010. Dopo, valori costanti salvo nuovi provvedimenti)

**SCHEDA RIASSUNTIVA TARIFFE INCENTIVANTI**

**TIPOLOGIA IMPIANTO:**

**Impianto fotovoltaico non integrato  
(articolo 2, comma 1, lettera b1)**

Potenza nominale (P) dell'impianto (kW)	1 KW ≤ P ≤ 3 KW	3 KW < P ≤ 20 KW	P > 20 KW
<b>Tariffa incentivante</b> <i>(impianti entrati in esercizio tra il 13-4-2007 e il 31-12-2009)</i>	0,40 euro/kWh	0,38 euro/kWh	0,36 euro/kWh
<b>Tariffa incentivante</b> <i>(impianti entrati in esercizio tra il 1-1-2009 e il 31-12-2010)</i>	0,392 euro/kWh	0,372 euro/kWh	0,352 euro/kWh

**TIPOLOGIA IMPIANTO:**

**Impianto fotovoltaico parzialmente integrato  
(articolo 2, comma 1, lettera b2)**

Potenza nominale (P) dell'impianto (kW)	1 KW ≤ P ≤ 3 KW	3 KW < P ≤ 20 KW	P > 20 KW
<b>Tariffa incentivante</b> <i>(impianti entrati in esercizio tra il 13-4-2007 e il 31-12-2009)</i>	0,44 euro/kWh	0,42 euro/kWh	0,40 euro/kWh
<b>Tariffa incentivante</b> <i>(impianti entrati in esercizio tra il 1-1-2009 e il 31-12-2010)</i>	0,431 euro/kWh	0,411 euro/kWh	0,392 euro/kWh

**TIPOLOGIA IMPIANTO:**

**Impianto fotovoltaico con integrazione architettonica  
(articolo 2, comma 1, lettera b3)**

Potenza nominale (P) dell'impianto (kW)	1 KW ≤ P ≤ 3 KW	3 KW < P ≤ 20 KW	P > 20 KW
<b>Tariffa incentivante</b> <i>(impianti entrati in esercizio tra il 13-4-2007 e il 31-12-2009)</i>	0,49 euro/kWh	0,46 euro/kWh	0,44 euro/kWh
<b>Tariffa incentivante</b> <i>(impianti entrati in esercizio tra il 1-1-2009 e il 31-12-2010)</i>	0,482 euro/kWh	0,45 euro/kWh	0,431 euro/kWh

# Impianti NON integrati

Sono considerati impianti NON integrati quelli i cui moduli sono installati:

- a) a terra
- b) in modo non complanare alle superfici su cui sono fissati



# Impianti PARZIALMENTE integrati

Sono considerati impianti PARZIALMENTE integrati gli impianti i cui moduli sono installati, senza sostituire i materiali su cui appoggiano:

- a) su tetti piani e terrazzi
- b) in modo complanare alle superfici su cui sono fissati



# Impianti integrati architettonicamente

Sono considerati impianti integrati gli impianti:

- in cui i moduli sostituiscono i materiali di rivestimento di tetti, coperture, facciate la struttura di copertura di pensiline, pergole e tettoie
- i moduli costituiscono la parte trasparente di facciate
- i moduli sostituiscono i pannelli di barriere acustiche
- i moduli costituiscono dei frangisol
- moduli costituiscono la parte di copertura di parapetti e balaustre



**Complesso ospedaliero di Burgdorf (GE)**



**Stazione dei VV.FF (Houten-NL)**



**Deposito ferroviario di Berna**

**Elementi di protezione acustica**

DECRETO 6 agosto 2010.

**Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.**

2. L'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici di cui al presente titolo che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2011, ha diritto alla tariffa incentivante di cui alla tabella A. L'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici di cui al presente titolo che entrano in esercizio nel 2012 e 2013 ha diritto alla tariffa di cui alla Tabella A, colonna C), decurtata del 6 % all'anno, con arrotondamento commerciale alla terza cifra decimale.

TABELLA A

Intervallo di potenza	TARIFFA CORRISPONDENTE					
	A) Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2010 ed entro il 30 aprile 2011		B) Impianti entrati in esercizio in data successiva al 30 aprile 2011 ed entro il 31 agosto 2011		C) Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 agosto 2011 ed entro il 31 dicembre 2011	
	Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
[kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
1 ≤ P ≤ 3	0,402	0,362	0,391	0,347	0,380	0,333
3 < P ≤ 20	0,377	0,339	0,360	0,322	0,342	0,304
20 < P ≤ 200	0,358	0,321	0,341	0,309	0,323	0,285
200 < P ≤ 1000	0,355	0,314	0,335	0,303	0,314	0,266
1000 < P ≤ 5000	0,351	0,313	0,327	0,289	0,302	0,264
P > 5000	0,333	0,297	0,311	0,275	0,287	0,251

# Pregi e difetti del meccanismo “conto energia”

- Ha introdotto il concetto di “partecipazione agli utili” in sostituzione dell’idea di remunerazione dell’investimento
- Ha determinato un significativo incremento del fotovoltaico (l’energia prodotta è passata da circa 2 GWh annui a circa 2000 GWh annui dal 2006 al 2011)
- Impianti trattati come elettrodomestici alla vendita (pacchetti offerta ad un prezzo conveniente, o sono offerti finanziamenti del 100% chiavi in mano),
- Legame tra Energia e Speculazione finanziaria (alta esposizione a rischi economici degli investitori poco “Solidi”),
- Fase progettuale ridotta a “Contabilizzazione” (dimostrazione della fattibilità dell’investimento attraverso conti elementari che evidenziano il ritorno economico),
- Problemi di definizione di impatto ambientale (componente paesaggistica e gestione del territorio).