

## FOTOVOLTAICO DI PRIMA GENERAZIONE: IL PUNTO

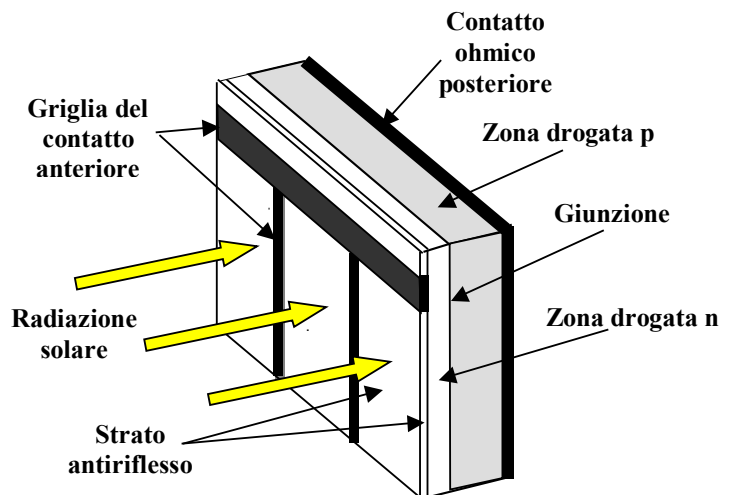
Domenico Coiante - 5/giugno/2010

### 1 – Cella fotovoltaica al silicio

La tecnologia fotovoltaica, detta di “prima generazione” ebbe inizio a Murray Hill, New Jersey – USA, presso i laboratori della Bell System nel 1953, quando fu inventata la “nuova fotocella a giunzione pn in silicio” da parte dei tre ricercatori, Daryl Chapin, Calvin Fuller e Gerald Pearson. La notizia ufficiale fu data nel 1954 sul *Journal of Applied Physics* (Chapin, Fuller, Pearson, 1954) e pertanto si fa risalire a quell’anno la data dell’invenzione. L’attuale sistema industriale di produzione delle celle e dei moduli fotovoltaici costituisce il risultato di oltre mezzo secolo di sviluppo della tecnologia, di cui i tre inventori avevano gettato le basi negli anni ‘50.

La Fig.1 mostra un’immagine schematica di una sezione di un’odierna cella fotovoltaica al silicio. Si possono distinguere le parti principali che compongono il dispositivo per la conversione diretta della radiazione solare in elettricità. La tecnologia di realizzazione delle celle è basata sulla formazione di una giunzione singola pn per diffusione termica d’opportuni elementi chimici, generalmente boro e fosforo, all’interno di una fetta di silicio. Lo spessore delle celle, che è mantenuto al minimo per ragioni di costo del materiale, è di  $(0,20 \div 0,25)$  mm per il silicio monocristallino e  $(0,30 \div 0,35)$  mm per quello multicristallino.

Fig.1 – Cella fotovoltaica al silicio cristallino rappresentata schematicamente in sezione.



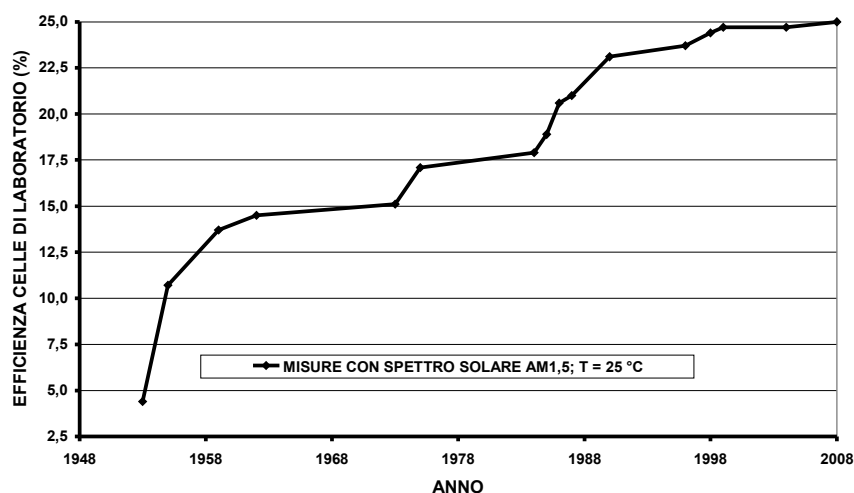
Le celle a silicio multicristallino sono più spesse che quelle monocristalline a causa della maggiore fragilità di questo materiale. Infatti, nel caso del silicio multicristallino, lo sfido del materiale durante la fase di taglio in fette del lingotto e la rottura delle fette, dovuta alla movimentazione delle celle nelle macchine automatiche lungo la linea di produzione, assumono una rilevanza tale da rendere impraticabili spessori inferiori a 0,30 mm.

Per entrambi i materiali, se si eccettua la recente introduzione dei processi d’automazione industriale, la linea tecnologica è rimasta praticamente quella messa a punto con l’invenzione della cella presso i laboratori della Bell System.

### 2 – Efficienza di conversione delle celle e dei moduli

Nel corso degli anni è migliorata la conoscenza chimico-fisica dei materiali e la comprensione della fisica dei processi d’interazione tra la radiazione luminosa ed i semiconduttori. Ciò ha permesso il continuo progresso dell’efficienza di conversione delle celle e l’aumento considerevole della loro superficie fotosensibile. Il primo aspetto è messo in evidenza dalla serie storica della Fig.2, relativa ai record ottenuti in laboratorio per l’efficienza di conversione delle celle al silicio monocristallino d’area convenzionale pari a 4 cm<sup>2</sup>. E’ possibile constatare il progresso fatto: si è partiti dal 5% delle celle del 1954 e si è arrivati al 24,7% del 1999. Negli ultimi 10 anni c’è stato un lievissimo miglioramento che ha portato il record al 25,0% nel 2008. In effetti, il grafico mostra un andamento finale ormai asintotico in buon accordo con il valore teorico massimo previsto per il silicio, che è pari a circa il 26 - 27% (Coiante, 2004).

Fig.2 – Serie storica dell'efficienza di conversione delle celle al silicio monocristallino in versione da laboratorio d'area pari a 4 cm<sup>2</sup>. Fonti: archivio storico dell'autore e "Solar Cell Efficiency Tables, (Green et al., 2009)



Il valore sperimentale ottenuto rappresenta circa il 94% del massimo teorico. Da ciò si può dedurre che l'attuale tecnologia delle celle al silicio ha praticamente raggiunto il suo limite: ulteriori miglioramenti potranno essere soltanto marginali.

Le considerazioni economiche relative alla fase successiva, quella d'impannamento delle celle nei moduli, portano alla necessità di aumentare il più possibile la superficie fotosensibile dei dispositivi. Pertanto, l'area delle celle di produzione industriale è andata continuamente aumentando nel tempo, essendo passata dai circa 20 cm<sup>2</sup> delle prime celle (a sezione tonda da 2 pollici) ai 225 cm<sup>2</sup> delle celle attuali (a sezione quadrata di lato pari a 15 cm).

Purtroppo, ad un'area più estesa fa riscontro un'efficienza più bassa. Ciò è conseguente alle notevoli difficoltà che s'incontrano a mantenere la perfezione del reticolo cristallino e l'omogeneità del grado di purezza chimica nel materiale fotosensibile su grandi aree. Inoltre, con l'aumentare delle dimensioni, risulta più difficile il controllo dell'uniformità delle lavorazioni industriali successive (diffusione delle impurezze chimiche, attacchi chimici, deposizione strato antiriflesso, deposizione griglia metallica di raccolta delle cariche, ecc). La fase finale d'impannamento delle celle nei moduli riduce ulteriormente l'efficienza di conversione a causa delle perdite di potenza introdotte dalle relative lavorazioni. Tra esse si può indicare l'aumento della resistenza serie parassita dovuta alle varie saldature dei contatti d'interconnessione tra le singole celle (perdita per effetto Joule), la disomogeneità nelle caratteristiche di fotoconduzione (limitazione della fotocorrente del modulo da parte della cella a peggiore conduzione), aumento dell'area morta dovuto alla necessità di lasciare spazio tra le celle per l'isolamento elettrico (fattore di riempimento del modulo minore di uno).

La successiva Tab.1 mostra in sintesi la situazione di peggioramento dell'efficienza nel passaggio da piccola a grande area, come si riscontra attraverso i record d'efficienza per le celle e i moduli realizzati con entrambi i tipi di materiale semiconduttore.

Tab.1 – Record d'efficienza per celle e moduli di grande area<sup>1</sup>

| <i>Cella</i>              | Ar<br>ea (cm <sup>2</sup> ) | Efficie<br>nza (%) | <i>Modulo</i>             | Area<br>(cm <sup>2</sup> ) | Efficienz<br>a (%) |
|---------------------------|-----------------------------|--------------------|---------------------------|----------------------------|--------------------|
| <b>Si<br/>monocrist.</b>  | 4                           | 25                 | <b>Si</b>                 | 778                        | 22,9               |
| <b>Si<br/>monocrist.</b>  | 10                          | 22,5               | <b>Si<br/>monocrist.</b>  | 1630                       | 20,3               |
| <b>Si<br/>multicrist.</b> | 0                           | 18,7               | <b>Si<br/>monocrist.</b>  | 0                          | 15,5               |
| <b>Si<br/>multicrist.</b> | 21                          |                    | <b>Si<br/>multicrist.</b> | 1017                       |                    |
|                           | 7                           |                    |                           |                            |                    |

<sup>1</sup>Valori ottenuti a 25 °C con spettro standard IEC AM1,5 (1000 W/m<sup>2</sup>)

Fonte: Green M. A. et al., *Solar Cell Efficiency Tables*, Prog. Photovolt. Res. Appl. 2009, 17:85-94

I risultati si riferiscono a campioni di laboratorio, la cui fabbricazione è stata particolarmente curata. Si nota tuttavia l'abbassamento sistematico dell'efficienza nel passaggio dalla cella singola al modulo. Risalta anche la notevole maggiore efficienza dei dispositivi al silicio monocristallino rispetto a quelli al silicio

multicristallino. La differenza ha carattere fisiologico, perché ciascuna cella multicristallina è composta di una molteplicità di grani cristallini affiancati e il bordo di ciascun grano costituisce di per sé una discontinuità del reticolo cristallino su cui si vanno a addensare altri difetti reticolari ed eventuali impurezze chimiche. Ciò ha come conseguenza che i bordi dei grani rappresentano zone di materiale degradato a bassa resistenza, nelle quali le caratteristiche elettriche della giunzione pn della cella si presentano deteriorate. In queste zone la vita media dei fotoelettroni è molto bassa e pertanto in esse si riduce la raccolta delle cariche fotogenerate con il conseguente abbassamento dell'efficienza di conversione dell'intero dispositivo.

I valori mostrati in tabella vanno considerati come riferimento ideale per la produzione industriale di massa delle celle e dei moduli. In quest'ultima fase, purtroppo, avviene un'ulteriore riduzione dei valori d'efficienza a causa dell'impossibilità pratica di ripetere le condizioni d'eccellenza applicate ai campioni di laboratorio, sia riguardo alla purezza dei materiali, sia alla sofisticazione delle tecnologie, sia all'accuratezza dei processi di fabbricazione.

### 3 – Efficienza media dei moduli commerciali

Il grafico mostrato nella Fig.3 rende conto della situazione raggiunta dalla tecnologia dei moduli fotovoltaici a silicio mono e multicristallino nella pratica industriale. La distribuzione dei prodotti commerciali rispetto all'efficienza è stata ottenuta analizzando il listino di vendita dei tipi di modulo presenti in Italia nel 2009, com'è pubblicato sulla rivista *Energia Solare: FV Fotovoltaici*, (Energia Solare FV, 2009) e dai *data sheets* della *Sunpower Corp.* e della *Shell Power*, reperibili nei rispettivi siti Internet. Sono stati esaminati 308 tipi di moduli al silicio multicristallino e 240 al silicio monocristallino, classificandoli in base alla loro efficienza e riportando il risultato sotto forma d'istogramma.

*Fig.3 – Distribuzione del numero di moduli rispetto all'efficienza di conversione per i vari tipi di modulo fotovoltaico a silicio cristallino in commercio in Italia nel 2009*

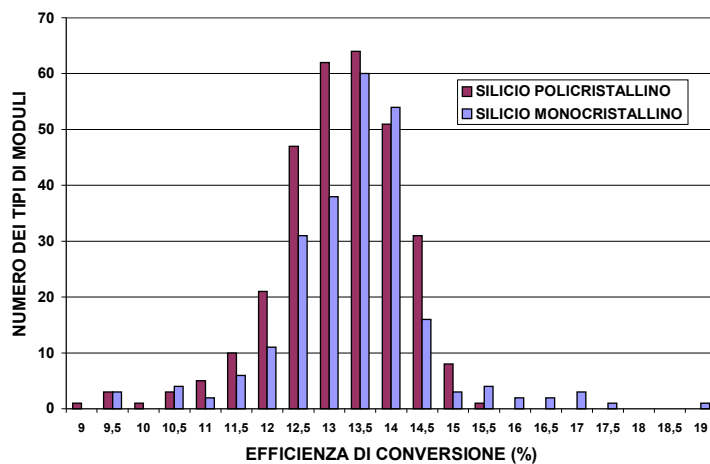
Il valore medio dell'efficienza dei moduli commerciali è risultato pari al 13,2% per il silicio multicristallino e al 13,4%

per il silicio monocristallino. Si tratta di valori molto simili fra loro, entrambi situati ben al di sotto dell'efficienza record di laboratorio. Questo fatto esprime chiaramente la gran difficoltà di riprodurre nei processi industriali a basso costo la tecnologia di fabbricazione messa a punto in laboratorio.

Esiste la sola eccezione dei moduli a silicio monocristallino messi in commercio dalla già citata *Sunpower Corporation*, che nel suo modello da 1,63 m<sup>2</sup> ad alte prestazioni (315 Wp) raggiunge l'efficienza del 19,3% (vedi punto singolo fuori della distribuzione all'estrema destra nella figura). E' il solo modulo commerciale la cui efficienza si avvicina al record mostrato in Tab.1.

In definitiva, dal punto di vista dell'efficienza di conversione, la prima generazione fotovoltaica può essere riassunta nei seguenti dati di Tab.2:

**DISTRIBUZIONE DEI TIPI DI MODULI: LISTINO DI VENDITA 2009**  
(Fonti: Energia Solare FV, n.6, nov.- dic.2009; data sheet Sunpower Corp. e Shell Power)



**Tab.2 – Situazione dell’efficienza di conversione**

| Materiale | Silicio multicristallino |                              | Silicio monocristallino |                              |
|-----------|--------------------------|------------------------------|-------------------------|------------------------------|
|           | Efficienza record        | Efficienza media commerciale | Efficienza record       | Efficienza media commerciale |
| Cella     | 18,7 %                   | /                            | 22,5 %                  | /                            |
| Modulo    | 15,5 %                   | 13,2 %                       | 20,3 %                  | 13,4 %                       |

Per il silicio multicristallino l’efficienza media commerciale dei moduli raggiunge l’85% del valore record, con ciò dimostrando la maturità raggiunta dalla tecnologia. Invece, per il silicio monocristallino, si deve notare un risultato inatteso e deludente: l’efficienza media dei prodotti commerciali è appena più alta di quella del materiale multicristallino ed essa raggiunge soltanto il 66% del record. Essendo la tecnologia di fabbricazione comune con le celle ed i moduli multicristallini, si poteva presumere che la maggiore omogeneità e purezza del materiale monocristallino avrebbero portato a prodotti con efficienza più alta, come già avviene nei record di laboratorio. Purtroppo, per qualche motivo che meriterebbe un apposito studio, non è così. Come si è accennato, fanno eccezione soltanto i moduli della Sunpower, che, con il loro 19,3% d’efficienza, si portano al 95% del valore record. Tale eccezione, però, si spiega, sia perché la tecnologia di realizzazione delle celle è più complessa che quella convenzionale applicata dagli altri produttori, sia perché essa richiede l’uso di silicio di purezza più elevata: entrambe le cose portano però ad un costo intrinseco di produzione più alto.

#### 4 – Costo dei moduli e del kWh

Per completare il quadro del fotovoltaico di prima generazione occorre esaminare l’argomento del costo di produzione dei moduli e quello del kWh erogato dagli impianti. Per necessità di concisione, riportiamo direttamente in Tab.3 il risultato, ottenuto in un recente lavoro (Coiante, 2010) consultabile per i dettagli sul sito ([www.aspoitalia.it](http://www.aspoitalia.it), archivio articoli), riguardante l’analisi proiettiva delle voci di costo dei moduli fotovoltaici realizzati con celle a silicio multicristallino. L’attenzione è focalizzata su questo materiale perché esso mostra le migliori prospettive di riduzione dei costi.

**Tab.3 – Costo dei moduli fotovoltaici [Fonte: (Coiante,2010)]**

| Voce di costo   | Tipo di modulo   | Costo 2008 <sup>1</sup><br>(euro/Wp) | Tipo di modulo  | Costo limite <sup>2</sup><br>(euro/Wp) |
|---|--|--------------------------------------|---|--|
| Silicio policristallino                                     | 36 fette da (12,5x12,5) cm <sup>2</sup> , spessore 0,35 mm | 0,96                                 | 50 fette <sup>4</sup> da (15,6x15,6) cm <sup>2</sup> , spessore 0,30 mm | 0,33 (30%)                             |
| Materiali&tecnologie, energia e lavoro celle                | 36 celle, efficienza 13%, 2Wp                              | 0,92                                 | 50 celle, efficienza 15%, 3,7 Wp  | 0,32 (29%)                             |
| Materiali&tecnologie impannellamento, lavoro, energia, ecc. | 72 Wp, area 0,66 m <sup>2</sup> , efficienza 11%           | 0,62                                 | 185 Wp, area 1,38 m <sup>2</sup> , efficienza 13,4%                     | 0,45 (41%)                             |
| <b>Costo del modulo</b>                                     |  | <b>2,5<sup>3</sup></b>               |   | <b>1,10</b>                            |

<sup>1</sup>I dati si riferiscono ad una linea di produzione di capacità pari ad 1 MWp l’anno, parzialmente automatizzata, operativa nel 2008.

<sup>2</sup>I dati del costo limite si riferiscono ad una linea di produzione futura di capacità maggiore di 100 MWp l’anno, completamente automatizzata.

<sup>3</sup>Valore tratto da Rep. IEA-PVPS T1-18:2009, Tab.7, p.29

<sup>4</sup>Si ipotizza l’uso di silicio *solar grade* al costo di 20 euro/kg

La situazione di partenza è quella registrata nella terza colonna e si riferisce ad un’analisi effettuata nel 2008. Applicando possibili misure di contenimento alle varie voci di spesa e spingendo al massimo il grado

d'automazione delle linee, si può ipotizzare per il futuro di ridurre i costi fino ai valori indicati nell'ultima colonna per un costo totale di produzione dei moduli di circa 1,10 euro/Wp.

Facciamo riferimento di nuovo al lavoro sopra citato e riportiamo qui l'espressione del costo del kWh ( $C_{kWh}$ ) in funzione del costo specifico dei moduli fotovoltaici ( $K_m$ ) e di quello delle restanti componenti del sistema ( $K_{bos}$ ) ( $BOS = balance\ of\ system$ ).

$$C_{kWh} = 0,121*(K_m/H) + 0,121*(K_{bos}/H) \quad (1)$$

Il coefficiente numerico rappresenta il fattore d'attualizzazione per la restituzione a rate annuali costanti del capitale impiegato (interesse reale pari al 5% e vita operativa 30 anni). Esso tiene conto anche della quota destinata alle spese d'esercizio e manutenzione (1% del capitale) e del fattore di prestazione tecnica dell'impianto (75%).

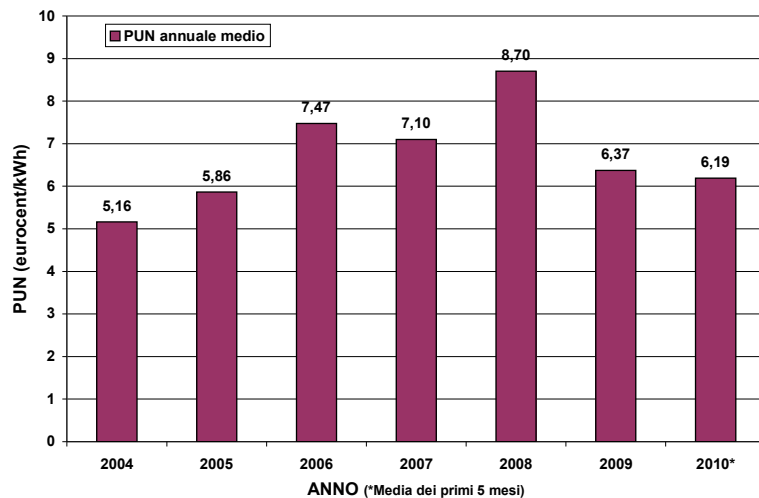
H rappresenta l'insolazione media annuale del sito in cui l'impianto è installato.

Esprimendo  $K_m$  e  $K_{bos}$  in euro/kWp e H in kWh/m<sup>2</sup>,  $C_{kWh}$  risulta in euro.

Ipotizziamo che il nostro impianto sia collocato nelle condizioni d'insolazione medie dell'Italia centro-meridionale ( $H = 1700\ kWh/m^2$  l'anno), con un costo estrapolato al minimo per il resto del sistema ( $K_{bos} = 1$  euro/Wp). Applicando la (1) con i dati della Tab.3, si ottiene subito che il costo dell'elettricità prodotta è oggi di 24,8 eurocent/kWh e che tale costo potrebbe essere portato al suo valore limite pari a circa 15 eurocent/kWh solo dopo aver ridotto le voci di costo ai rispettivi limiti inferiori di Tab.3.

Secondo il Gestore del Mercato Elettrico, il prezzo unitario medio d'acquisto (PUN) del kWh immesso in rete, riconosciuto dall'Autorità per l'Energia Elettrica e per il Gas, ha avuto l'andamento mostrato nella Fig.4, tratta dal comunicato del Gestore del Mercato Elettrico ([www.mercatoelettrico.org/It/Statistiche](http://www.mercatoelettrico.org/It/Statistiche)).

Fig.4 – Valori medi annuali del PUN negli ultimi anni (il dato del 2010 riguarda la media dei primi 5 mesi)



Nei primi mesi del 2010 il PUN è stato pari a 6,19 eurocent/kWh. Questo valore va considerato come il riferimento attuale per la competitività del kWh fotovoltaico in condizioni di libero mercato, cioè in

assenza d'incentivazioni pubbliche. Visto l'andamento degli anni passati ed il progressivo aumento del prezzo del petrolio, si deve prevedere in prospettiva che anche il livello del PUN possa salire. Quantificare questa previsione è molto difficile perché al crescere del costo del kWh fa riscontro il progressivo aumento di peso delle altre opzioni energetiche come il carbone ed il nucleare, che tendono a riportare in basso il prezzo del kWh. Ipotizziamo pertanto che il livello d'acquisto della rete arrivi a stabilizzarsi intorno a 8-9 eurocent/kWh per l'effetto calmierativo del carbone e del nucleare. Rispetto al valore più alto della forcella, il costo di 15 eurocent/kWh mostra come la competitività sarebbe avvicinata, ma non raggiunta, essendo essa ancora distante un fattore circa 1,7.

A meno che non s'invochino i benefici ambientali dovuti al conteggio delle esternalità (argomento sempre molto controverso), rimanendo dunque in situazione di libero mercato, si può concludere che la competitività da parte del fotovoltaico di prima generazione è da considerare come un obiettivo praticamente irraggiungibile. Allo stato dei fatti sembra che questa tecnologia difficilmente possa portare alla produzione su larga scala d'elettricità a costo concorrenziale con le altre fonti energetiche.

Per conseguire questo obiettivo, è necessaria un'ulteriore riduzione considerevole dei costi di produzione dei sistemi fotovoltaici in entrambe le componenti: moduli e resto del sistema. Ciò potrà avvenire soltanto attraverso un cambiamento radicale dei materiali fotosensibili e della tecnologia delle celle e dei

moduli. Questo è quanto sta avvenendo con il passaggio al fotovoltaico di seconda generazione, argomento che sarà oggetto di un prossimo lavoro.

#### 4 – Bibliografia

- Chapin D. M., Fuller C. S., Pearson G. L., 1954, *A New Silicon pn Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power*, J. Appl. Phys. Vol.25, p.676 (vedi anche: [www.nrel.gov/docs/fy04osti/33947.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/33947.pdf))
- Coiante D., 2004, *Le nuove fonti di energia rinnovabile: tecnologie, costi e prospettive*, Franco Angeli Editore, Milano, p.294
- Energia Solare FV, 2009, *Energia Solare FV Fotovoltaici*, n.6, novembre – dicembre 2009
- Coiante D., 2010, *L'attuale tecnologia fotovoltaica permette di raggiungere la competitività economica?*, 19/2/2010 ([www.aspoitalia.it](http://www.aspoitalia.it)), Archivio articoli
- Green M. A., Emery K., Hishikawa Y., Warta W., 2009, "Solar Cell Efficiency Tables, Versions 24 and 33" in Prog. Photovolt. Res. Appl. 2004,12 e 2009,17