

Progressi dell'ottimizzazione di potenza a livello di modulo

Obiettivi

Proprio come la gente ha bisogno di attenzione individuale per lavorare al meglio delle proprie capacità, così vale anche per i moduli fotovoltaici: il pannello riuscirà a lavorare alle sue massime performance solo se riceverà una combinazione di tensioni e correnti specifiche ottimali. Attraverso una dissertazione tecnica e una analisi dei dati reali, questa relazione dimostrerà come può essere ottenuta maggior energia dai sistemi FV solari, grazie all'ottimizzazione di potenza a livello di singolo modulo. Lo scopo di questa relazione è provare che l'energia aggiuntiva ottenuta è significativa e rilevante per ogni possibile scenario nel mondo del fotovoltaico.

Effetto del mismatching sugli inverter tradizionali

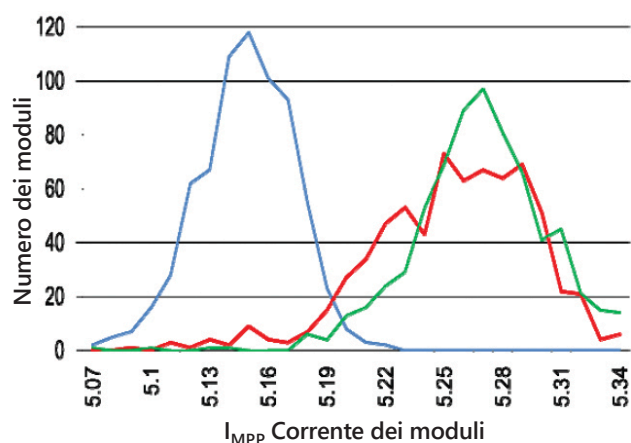
Il fenomeno del Mismatching avviene quando i moduli fotovoltaici, collegati in un'unica serie, non hanno le medesime proprietà elettriche, oppure quando sono esposti a diverse condizioni ambientali. Infatti, il Mismatching è una condizione innata tra moduli fotovoltaici sin dai primi modelli prodotti (figura 1) ed è risaputo che ogni modulo fornisce la propria potenza massima (P_{mpp}) in corrispondenza di una combinazione di corrente (I_{mpp}) e tensione (V_{mpp}) differente rispetto agli altri (figura 2).

Distribuzioni gaussiane dell' I_{mpp} di tre differenti lotti di produzione dello stesso modulo

Figura 1:

Nella sua ricerca, Paolo Perotti conferma lo sforzo di ridurre il Mismatching tra più di 2800 moduli durante la costruzione di un impianto FV da 815 KWp a Modena, in Italia. I moduli sono stati scelti da zero in base al sito e sulla base delle relazioni del flash test. La figura mostra tre differenti distribuzioni gaussiane dell' I_{mpp} per tre differenti lotti di produzione dello stesso modulo.

Fonte: P. Perotti et. al., "Monitoring and evaluation of economic impact in the reduction of mismatching in a PV plant located in Northern Italy", 26° EUPVSEC, 5-9/9/11, Germania

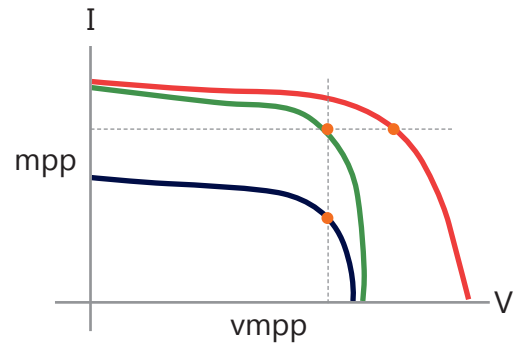


Stesso modulo, curva IV differente

Figura 2:

Tre moduli simili mostrano diverse proprietà in differenti condizioni:

- Linea verde – Curva IV del modulo in condizioni standard
- Linea blu – La corrente del modulo diminuisce quando diminuisce l'irradianza
- Linea rossa – Il voltaggio del modulo aumenta alla temperatura più bassa



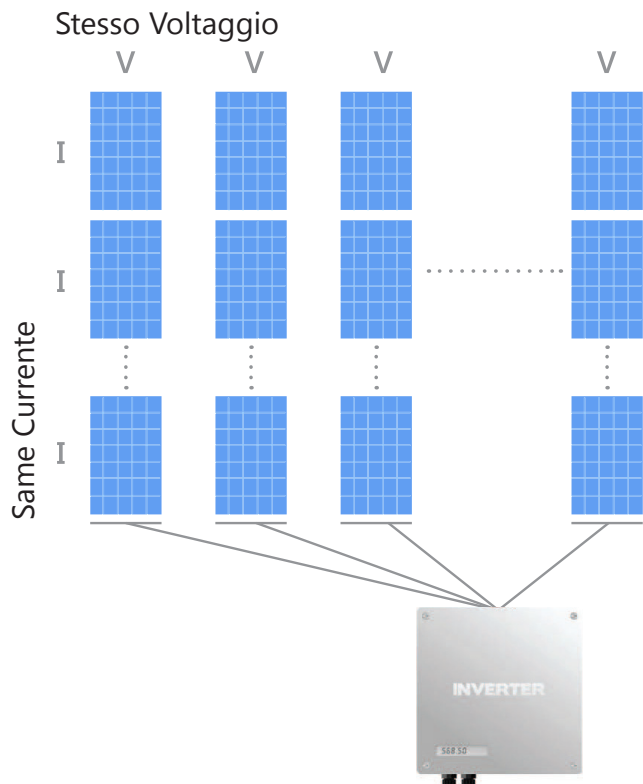
Lavorando in modo centralizzato, gli inverter tradizionali non sono in grado, per come sono stati progettati, di identificare le curve IV ottimali per ciascun modulo, tanto meno di regolare la corrente e la tensione di ogni pannello, singolarmente. Al contrario, gli inverter tradizionali tracciano un unico punto di massima potenza per tutti i moduli collegati nella medesima stringa (figura 3): adottando l'approccio "una misura va bene per tutti", gli inverter tradizionali compromettono la produzione di energia in quanto i moduli più deboli in stringa inficiano la resa energetica di quelli più performanti. L'energia persa per questo fenomeno viene definita come "Effetto Mismatching dei moduli".

L'ipotesi che il Mismatching possa essere evitato, creando e mantenendo l'assoluta conformità tra i moduli per l'intera durata del sistema, non è plausibile, visto che anche dopo il flash test e la selezione dei moduli in base alle curve IV simili (curve di potenza), resta una deviazione standard di $\pm 3\%$ dalla capacità nominale del modulo. In generale, l'effetto del Mismatching dei moduli può essere solo aggravato da qualsiasi cosa provochi una differenza energetica nei moduli della medesima stringa.

Installazioni FV tradizionali: una misura va bene per tutti

Figura 3:

La figura mostra la connessione in serie dei moduli FV e la connessione di diverse stringhe in parallelo all'inverter. Tutti i moduli nelle stesse stringhe ricevono la stessa corrente; tutte le stringhe parallele ricevono lo stesso voltaggio.

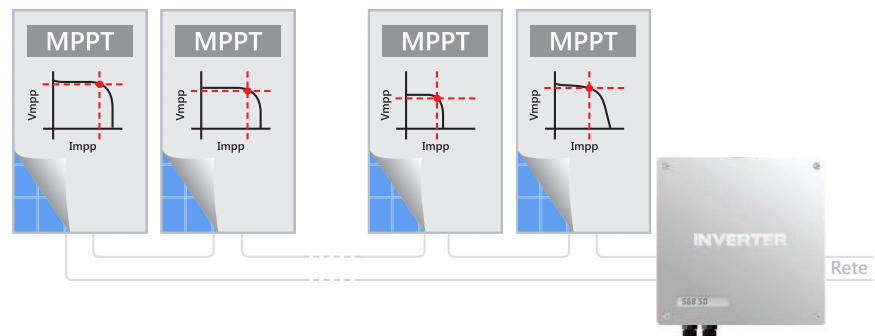


Come gli ottimizzatori di potenza comportano un guadagno di energia

Il tracciamento del MPP a livello di modulo permette di regolare la corrente e la tensione ai valori ottimali per ogni singolo pannello e garantisce che lo stesso funzioni sempre alle sue massime performance, indipendentemente dagli altri moduli della stessa stringa (figura 4). A differenza degli impianti tradizionali dove l'MPP viene calcolato come somma media di tutti i punti operativi di picco di ciascun modulo, il tracciamento fatto su ciascun singolo modulo darà sempre un campo energetico maggiore rispetto a quello calcolato come somma media di tutti i contributi.

Figura 4:

Gli ottimizzatori di potenza regolano la corrente e la tensione per ogni singolo modulo al fine di ottenere sempre la massima potenza disponibile, annullando ogni interdipendenza tra i moduli nella medesima stringa.



Sei diversi scenari

La seguente sezione mostrerà sei scenari per evidenziare i differenti livelli di guadagno energetico raggiungibile con gli ottimizzatori di potenza.

1. Ombreggiamento parziale - discrepanze e mismatching dovuto a differenti esposizioni alla luce

Generalmente, le fonti di ombreggiamento possono essere le più svariate ed innumerevoli: comignoli, antenne, parabole, cavi che attraversano l'installazione, ecc.. tutto può produrre ombre sui moduli. I moduli possono anche farsi ombra l'un l'altro. Modificando l'intensità della luce anche su pochi moduli, l'ombreggiamento parziale incide direttamente sulla produttività dei pannelli stessi e introduce Mismatching nella stringa. Ciò che segue è un esempio di quanta energia potrebbe essere recuperata da un'installazione parzialmente ombreggiata, da sei kilowatt, in Germania: il portale di monitoraggio di SolarEdge rivela che due moduli, il numero 9 e 12, sono parzialmente ombreggiati da un comignolo tra le 8:00 e le 10:00 di ogni giorno (figura 5). Per quantificare l'impatto dei moduli ombreggiati sulla produzione di energia è stato utilizzato il software PVsyst - sviluppato all'Università di Ginevra - per studiare e simulare la produzione energetica comparando un inverter tradizionale, del tipo "una misura va bene per tutti", ed inverter SolarEdge con gli ottimizzatori di potenza, che consentono il tracciamento del MPP individuali per ogni modulo. Le relazioni mostrano che, con SolarEdge, la perdita dovuta all'ombreggiamento è proporzionata alla sola zona ombreggiata (1,5%), mentre l'inverter tradizionale perde il 13,4% della produzione potenziale (figura 6). Il sistema SolarEdge produce da solo più energia già dal primo anno di operatività.

Figura 5:

Il portale di monitoraggio di SolarEdge visualizza i due moduli ombreggiati da una comignolo tra le 8:00 e le 10:00 di ogni mattina. È anche interessante vedere che la produzione più bassa dei moduli 9 e 12 non influisce sugli altri moduli della stringa.

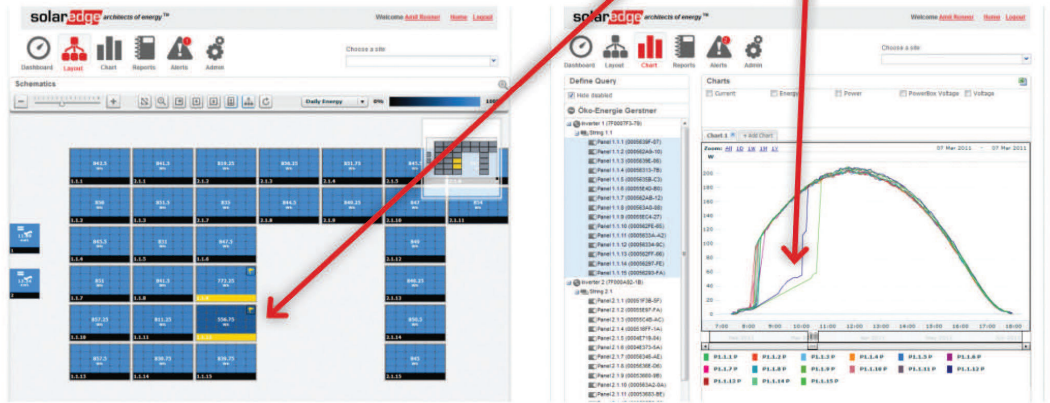
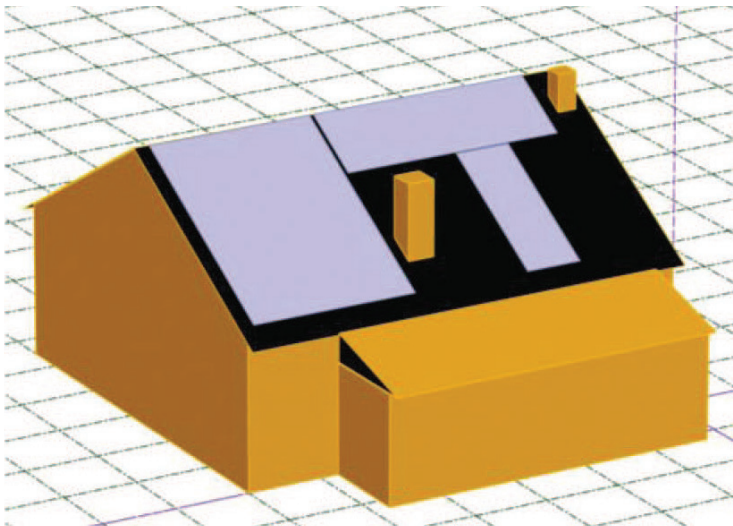


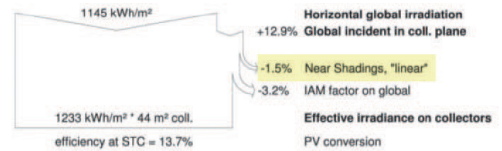
Figura 6:

Le figure mostrano il risultato di una simulazione con PVsyst per un sistema residenziale di 6kW, esposto ad una comune forma di ombreggiamento, un comignolo. La Figura 6 mostra il modello e la Figura 7 mostra le due relazioni, una per SolarEdge e una per un sistema a inverter tradizionale.



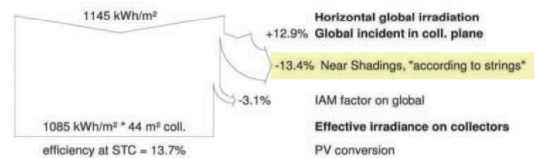
SolarEdge

Energia Prodotta 6262 kWh/Anno
Tasso di performance 80.7 %



Tradizionale

Energia Prodotta 5574 kWh/Anno
Tasso di performance 71.8 %



2. Sporczia- mismatching con differenti esposizioni alla luce

Un'altra fonte di disaccoppiamento negli impianti FV è la sporczia sui moduli. Proprio come l'ombreggiamento parziale, la sporczia comporta una riduzione dell'area illuminata sui moduli. La sporczia può essere causata da qualsiasi elemento: dalla caduta di foglie, dalla polvere, o da escrementi di uccelli (immagini a e b). Vista che questi fattori non coinvolgono mai tutti i moduli nella stesso modo, si creano fenomeni di disaccoppiamento tra i moduli stessi. Questi effetti possono incidere maggiormente in alcune località dove sabbia o sporco si accumulano facilmente. La Figura 7 mostra uno screenshot preso dal portale di monitoraggio di SolarEdge che illustra le diverse produzioni dei moduli sporchi in un impianto di 700kW in California prima che venissero puliti (indicati da differenti tonalità di blu).



Immagini a e b:
Due comuni fonti di sporczia: uccelli e sabbia

Figura 7:

Discrepanza di energia del modulo e della stringa Causata da differenti livelli di sporczia. L'intensità del colore blu è proporzionale all'energia quotidiana della stringa.



3. Cambiamenti dinamici – veloci cambiamenti climatici, veloci cambiamenti dell'illuminazione

Anche gli elementi più lontani, come le nuvole, possono agire come forma di ombra intermittente. Gli inverter tradizionali hanno difficoltà a individuare le fluttuazioni di potenza abbastanza velocemente e possono restare localmente bloccati sui medesimi valori, non necessariamente i migliori per la stringa. Come mostra la Figura 8 e 9, si ritiene che la perdita di energia dovuta alla veloce fluttuazione della luce possa essere significativa. In queste condizioni si suggerisce di utilizzare una tipologia di tracciamento del MPP tale da poter rispondere il più velocemente possibile alle variazioni luminose, regolando in tempo reale sia la corrente che la tensione. Gli ottimizzatori di potenza fanno esattamente questo. A capo di ogni modulo, gli ottimizzatori di potenza hanno la capacità di rispondere velocemente e adeguatamente ai rapidi cambiamenti dell'irradiazione.

Figura 8:

Efficienza del MPPT come funzione della velocità di variazione dell'irradianza

Fonte: R. Bründlinger Austrian Institute of Technology, 4/2010

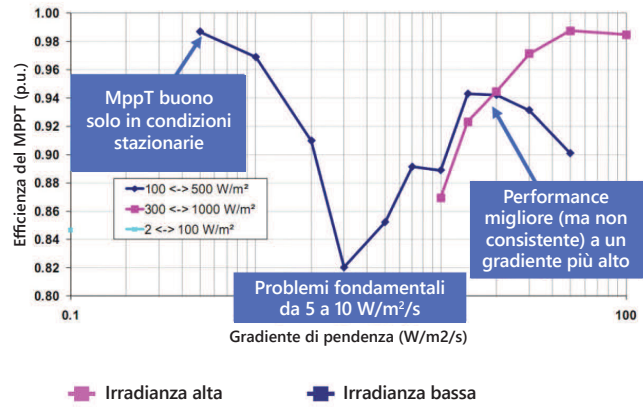
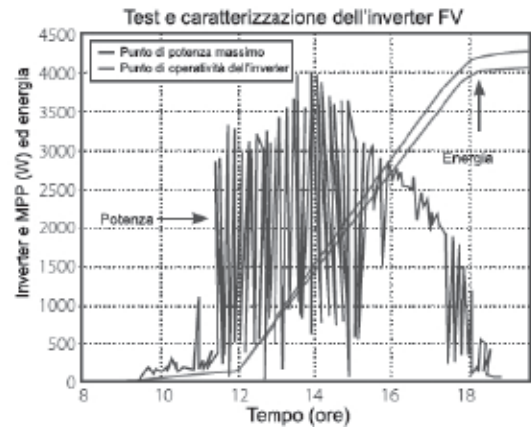


Figura 9:

Energia persa in un giorno con tempo variabile. Il calcolo del MPP a livello di inverter ne dimostra la difficoltà nel tracciarne il valore migliore in condizioni di luce e ombra intermittente.

Fonte: On the Testing, Characterization, and Evaluation of PV Inverters and Dynamic MPPT Performance Under Real Varying Operating Conditions, Pablo Sanchis et al. (2007)

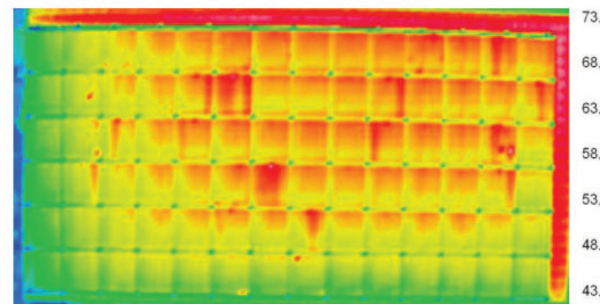


4. Differenti temperature, differenti mpp

La temperatura può variare drasticamente nella serie. La ricercatrice Claudia Bauerhop ha utilizzato una telecamera a infrarossi installata su un modellino di elicottero per misurare le diverse temperature di una stringa FV installata in Germania. L'immagine rivela che esiste un differente gradiente di temperatura nel medesimo impianto. La differenza di temperatura misurata tra la riga superiore e quella inferiore dei moduli è di 13° C, a solo 7,8m di distanza reciproca. La telecamera ha anche rivelato che una differenza di temperatura di 3-5° C è presente in particolari moduli. A causa della correlazione tra la temperatura ambiente e la potenza di produzione del modulo, i pannelli esposti a differenti temperature avranno diverse curve di potenza. Scenari come questo si verificano, ad esempio, quando un sistema è installato su un pendio oppure in giorni ventosi quando il vento assorbe calore dai moduli più vicini alle estremità della serie e lo trasportano all'interno della stringa stessa.

Figura 10:

La figura mostra una mappa IR di un campo FV. Differenti moduli hanno diversi requisiti di Vmpp come risultato dell'esposizione a temperature significativamente differenti nella stringa. Inoltre, la figura 10 mostra i punti che indicano un difetto nel pannello installato e che sono un'altra fonte di disaccoppiamento.



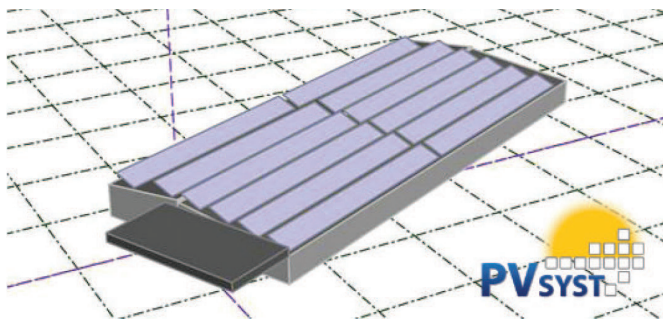
Fonte: C. Buerhop et al., ZAE Bayern, " The role of infrared emissivity of glass on IR-imaging of PVplants", 26° EUPVSEC, 5-9/9/11, Germania

5. In condizioni perfette:

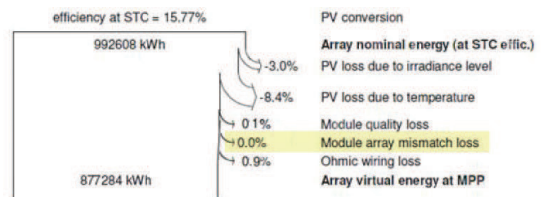
In un impianto fotovoltaico ideale, ossia senza ombreggiamenti, coi pannelli perfettamente puliti ed alla medesima temperatura, PVsyst indica comunque una deviazione standard di $\pm 3\%$ rispetto alla capacità nominale dei moduli, proprio per la natura dei pannelli stessi; tale fenomeno è sufficiente a giustificare una perdita energetica di circa il 2% (figura 11). Questa energia, se recuperata, ad esempio sull'installazione su tetto commerciale (in California), per un'industria con un consumo energetico di 3650MWh al mese in media e il costo dell'energia Tier1 / fascia 1 di 0,11 USD/kWh, si traduce in più di 7.500 dollari di ritorno per il solo primo anno di operatività.

Figura 11:

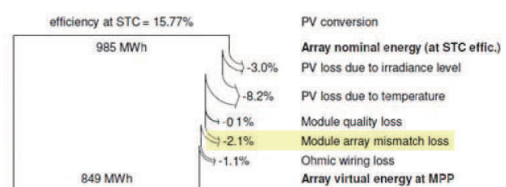
PVsyst è stato utilizzato per simulare un progetto a tetto da 475kW e stimare la produzione di potenza con gli inverter di SolarEdge e con gli inverter tradizionali. Elementi ombreggianti non previsti.



SolarEdge



Tradizionale



6. Età – mismatching dovuto all'effetto del tempo

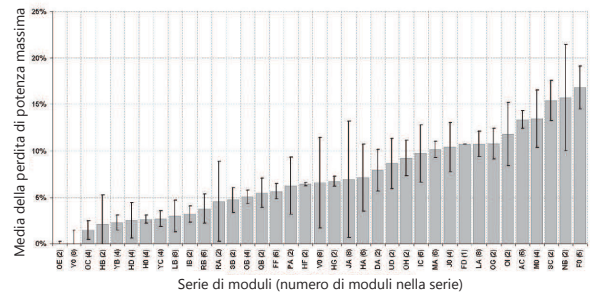
Mentre è noto che un modulo degrada le sue performance fino all'80% della rispettiva potenza nominale entro il 20° anno di vita, è meno conosciuto il fatto che la diversa velocità con cui i pannelli invecchiano fa la differenza in termini di Mismatching: il differente invecchiamento dei pannelli è fonte di ulteriore disaccoppiamento. In questo caso si parla di Mismatching per invecchiamento che, indipendentemente dalle altre condizioni, tende ad aumentare col passare del tempo. La ricerca scientifica ci mostra che il fenomeno di Mismatching dovuto ad invecchiamento irregolare può essere considerato come un elemento di preoccupazione fin da subito. Ad esempio, il ricercatore Jorge Coello ha analizzato il processo di degrado dei moduli al silicio cristallino in due impianti solari con capacità di 19 MW e 13 MW rispettivamente, in Spagna. Nel 2008, prima dell'installazione, Coello fece il flash test su un campione di 785 moduli, provenienti da differenti produttori, in un laboratorio accreditato IEC 17025 e poi ha ripetuto il test nel 2009 e nel 2010 per esaminare i potenziali cambiamenti. Come già anticipato, i risultati mostrano una mera diminuzione dell'1,0 – 3,5% della potenza di picco entro il primo anno e un altro 0,4 – 1,3% negli anni successivi. Tuttavia, la cosa più importante è il fatto che, nel periodo analizzato, i moduli invecchiavano a velocità completamente diverse. Nel corso di due anni, tra il 2008 e il 2010, uno dei 5 produttori ha addirittura mostrato una variabilità di più del 6% tra i moduli. In un'altra ricerca pubblicata nel 2009, Artur Skoczek ha presentato i risultati di uno studio sul degrado di una serie di 53 moduli di diversi produttori, per un totale di 204 moduli, dopo 19-23 anni di esposizione all'esterno alla European Solar Test Installation (ESTI) a Ispra, in Italia. La deviazione standard della riduzione della potenza è stata di più del 5% per un quarto dei moduli e, in alcuni casi, è stata anche più alta, arrivando al 15%.

Divergenza di potenza di moduli identici dopo 20 anni

Figura 12:

Le linee nere: divergenza di potenza di moduli identici dopo 20 anni (la figura sopra riassume solo i risultati dei moduli della serie che funziona meglio)

Fonte: A. Skoczek et. al., "The results of performance measurements of field-aged c-Si photovoltaic modules", Prog. Photovolt: Res. Appl. 2009; 17:227–240



Per concludere

I risultati presentati in questa relazione mostrano che nelle installazioni tradizionali, il Mismatching è un fenomeno non trascurabile che ulteriormente viene aggravato da repentini cambiamenti delle condizioni climatiche. I risultati mostrano anche che qualsiasi topologia basata sull'ipotesi che i moduli FV possano, alla fine, agire come un gruppo omogeneo o che sia possibile mantenere conformità tra i moduli per tutta la loro durata, va comunque a discapito della produzione di energia.

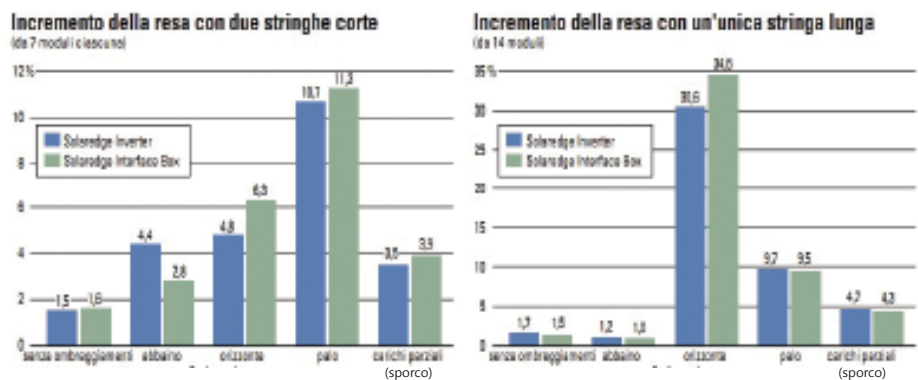
Applicando la tecnologia a livello di ciascun modulo, si può produrre più energia, virtualmente, da qualsiasi installazione. La maggior quantità di energia prodotta dipende da scenari specifici ed è stata meglio riassunta dal PHOTON Magazine nell'Ottobre 2011: anche in condizioni completamente controllate durante un test eseguito presso i PHOTON Laboratories, l'energia in più prodotta con gli ottimizzatori di potenza di SolarEdge va dal 1,6% al 34% (figura 13). Questi risultati non tengono conto delle altre fonti di Mismatching evidenziate in questa relazione, come la variazione della temperatura, i cambiamenti repentini dell'irradianza e l'effetto dell'invecchiamento non omogeneo dei pannelli. La diversa velocità d'invecchiamento dei moduli aumenta il Mismatching e riduce il ritorno d'investimento del sistema FV, anno dopo anno.

Per concludere, invece di considerare la maggior efficienza di produzione come parte di un obiettivo comune da perseguire o guardare alla scelta dei moduli in funzione dei flash test come rimedi contro il Mismatching, tutto il settore FV dovrebbe abituarsi ad accettare la diversità dei moduli come parte (imprescindibile) della sua natura e guardare all'ottimizzazione della potenza a livello di singolo pannello come la strada da perseguire.

Risultati del test di laboratorio di PHOTON sull'energia prodotta aggiunta degli ottimizzatori di potenza di SolarEdge

Figura 13:

I grafici illustrano l'energia prodotta aggiunta in cinque differenti scenari dove l'energia è stata guadagnata aggiungendo il MPPT per modulo in confronto al sistema con gli inverter tradizionali con un MPPT centrale. Le barre confrontano gli ottimizzatori di potenza di SolarEdge utilizzando un inverter SolarEdge e un inverter di terza parte.



Fonte: PHOTON Magazine, Ottobre 2011