



WHITEPAPER

PRINCIPI DI DESIGN PER IMPIANTI RESIDENZIALI O COMMERCIALI SU TETTO

Attilio Bragheri, Head of Engineering and Project Management South Europe, SMA Solar Technology

1. Introduzione

Il design elettrico di un impianto fotovoltaico, per quanto semplice, deve rispettare diversi requisiti e normative.

Oltre a quanto stabilito per legge, esistono regole generali di design che sono dettate da best practices e che consentono di realizzare non solo un impianto a norma di legge, ma un impianto performante, che garantisca un ritorno dell'investimento più rapido possibile.

La massimizzazione della produzione dell'impianto e la minimizzazione dei suoi fermi sono quindi i due aspetti da considerare per una buona progettazione.

In questo whitepaper viene mostrato come la tecnologia SMA permetta di rispondere a tutte le esigenze progettuali di un impianto domestico o commerciale, traendo vantaggio dal più ampio portfolio prodotti nel mercato degli inverter e da un'esperienza di quasi 40 anni.

2. Principi di design

I principi di design che guidano SMA sono legati profondamente alla filosofia dell'azienda che, da sempre, persegue l'innovazione tecnologica in maniera responsabile e sostenibile, al fine di garantire la massima competitività della generazione PV.

Questi principi si possono riassumere in due linee guida:

1. un approccio essenziale e frugale alla progettazione, che elimina tutto ciò che non è funzionale alle performance o alla affidabilità (less is more);
2. ogni prodotto/progetto SMA è ingegnerizzato per operare per almeno 20 anni. Questo massimizza l'IRR dell'investimento ed assicura una impronta ambientale ridotta.

3. Evoluzione tecnologica

Negli ultimi anni sono stati introdotte diverse innovazioni nel campo inverter tese a sfruttare al massimo l'energia prodotta dai pannelli PV.

Tra queste possiamo citare:

- Algoritmo MPPT Perturb & Observe (SMA OptiTrac);
- Algoritmo MPPT con ricerca massimo assoluto con shadow function (SMA ShadeFix);
- MLPE (ottimizzatori a livello di modulo).

In parallelo all'introduzione di queste innovazioni, gli inverter hanno raggiunto un'efficienza di conversione molto elevata. Nel caso di SMA l'efficienza MPPT è superiore al 99% come indicato in Figura 1.

Static MPPT Efficiency of 99.8% with OptiTrac

The SMA PV inverters listed below usually include the MPP tracking algorithm OptiTrac. This tracking system operates highly efficient at a minimum static MPPT efficiency of 99.8% (according to DIN EN 50530). The tracking behaviour is tested during the internal type testing of our inverters in order to guarantee constant quality.

SUNNY BOY	SUNNY BOY US	SUNNY TRIPOWER	SUNNY CENTRAL
SB1.5-1VL-40	SB 3000TLUS-22	STP3.0-3AV-40	SC 500CP-10
SB2.0-1VL-40	SB 3800TLUS-22	STP4.0-3AV-40	SC 630CP-10
SB2.5-1VL-40	SB 4000TLUS-22	STP5.0-3AV-40	SC 720CP-10
SB3.0-1AV-40	SB 5000TLUS-22	STP6.0-3AV-40	SC 760CP-10
SB3.6-1AV-40	SB 6000TLUS-22	STP8.0-3AV-40	SC 800CP-10
SB4.0-1AV-40	SB 7000TLUS-22	STP10.0-3AV-40	SC 850CP-10
SB5.0-1AV-40	SB 7700TLUS-22	STP 5000TL-20	SC 900CP-10
SB3.0-1AV-41	SB3.0-1SP-US-40	STP 6000TL-20	SC 1000CP-10
SB3.6-1AV-41	SB3.8-1SP-US-40	STP 7000TL-20	SC2200-10
SB4.0-1AV-41	SB5.0-1SP-US-40	STP 8000TL-20	SC2500-EV-10
SB5.0-1AV-41	SB6.0-1SP-US-40	STP 9000TL-20	SC2750-EV-10
SB6.0-1AV-41	SB7.0-1SP-US-40	STP 10000TL-20	SUNNY CENTRAL US
	SB7.7-1SP-US-40	STP 12000TL-20	SC 500CP-US-10
SUNNY HIGHPOWER	SUNNY TRIPOWER JP	STP 15000TL-30	SC 630CP-US-10
SHP 100-20	STP 10000TL-EE-JP-11	STP 20000TL-30	SC 720CP-US-10
SHP 150-20	STP 25000TL-JP-10	STP 25000TL-30	SC 750CP-US-10
	STP 50-JP-40	STP 50-40	SC 800CP-US-10
	STP 60-JP-10*	STP 60-10*	SC 850CP-US-10
		SHP 75-10*	SC 900CP-US-10
SUNNY HIGHPOWER US	SUNNY HIGHPOWER JP	SUNNY TRIPOWER US	SC1850-US-10
SHP 125-US-20	SHP 100JP-20	STP 12000TL-US-10	SC2200-US-10
SHP 150-US-20	SHP 143JP-20	STP 15000TL-US-10	SC2500-EV-US-10
		STP 20000TL-US-10	SC2750-EV-US-10
		STP 24000TL-US-10	SUNNY CENTRAL JP
		STP 30000TL-US-10	SC 500CP-JP-10
		STP 33-US-41	SC 630CP-JP-10
		STP 50-US-41	SC 800CP-JP-10
		STP 50-US-40	SC 1000CP-JP-10
		STP 62-US-41	

* SMA OptiTrac is not supported

Figura 1. Efficienza statica MPPT inverter SMA

Ma come vanno utilizzate correttamente? Come posso ottenerne il massimo vantaggio per il mio investimento?

Per rispondere a queste domande dobbiamo rifarci ai principi elencati in precedenza e minimizzare i componenti non necessari al fine di minimizzare le perdite di produzione e massimizzare l'affidabilità dell'impianto.

4. Tetto senza ombreggiamenti o con ombreggiamenti inferiori al 10%

Nel caso di un impianto su tetto semplice (con una o due esposizioni) senza ombreggiamenti o con ombreggiamenti inferiori al 10% (rapporto tra moduli parzialmente ombreggiati e moduli totali) la soluzione migliore è:

- inverter di stringa (con uno o due MPPT, in base alle falde);
- algoritmo MPPT standard, senza shadow function.

In assenza di ombre (o con ombre trascurabili) ogni ulteriore aggiunta di elementi software (shadow function attivata) o hardware (ottimizzatori a livello di stringa) può solo peggiorare le performance dell'impianto.

Attivando la funzione shadow si peggiora di circa 0,05%-0,1% l'efficienza MPPT dell'inverter. Si tratta di un valore trascurabile, ma comunque ogni frazione di energia contribuisce al bilancio energetico.

Ben peggiore è l'utilizzo di ottimizzatori a livello di modulo. Con questa scelta si diminuisce sensibilmente l'energia prodotta: l'aggiunta di uno stadio DC/DC a livello di modulo inserisce, per definizione, una perdita su base annua per efficienza di conversione che può arrivare fino al 2% e una perdita dovuta all'aumento del numero di connessioni dello 0,2%. Questo valore è calcolato includendo le perdite per mismatch che normalmente si hanno fra pannelli attualmente in commercio. Oltre all'aspetto energetico la presenza di ottimizzatori aumenta i costi di manutenzione, le rotture (per la presenza di un numero superiore di connessioni ed elementi) e il rischio di innesco di incendio. Come indicato da un recente studio del Fraunhofer Institute e del TÜV.

In Figura 2 sono riportate le statistiche TÜV che mostrano le principali cause di incendi in impianti fotovoltaici. Tra queste le più ricorrenti sono i guasti di prodotto e gli errori di installazione

(<https://www.sma-sunny.com/it/protezione-antincendio-per-impianti-fotovoltaici/>)

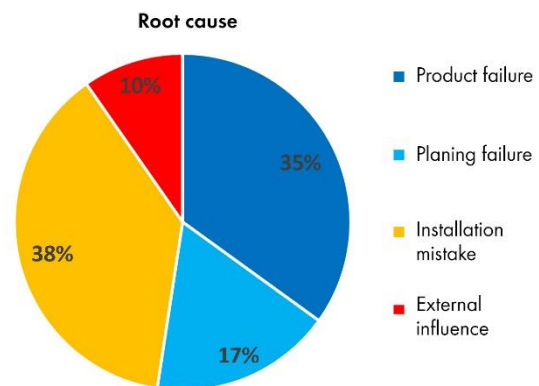


Figura 2. Principali cause di incendio in impianti PV

5. Tetto con ombreggiamenti fino al 20%

In caso di ombreggiamenti fino al 20% la soluzione di impianto ideale è:

- inverter di stringa (con uno o due MPPT, in base alle falde);
- attivazione sull'algoritmo MPPT della shadow function (SMA ShadeFix).

L'algoritmo SMA ShadeFix rispetto agli algoritmi standard Perturb & Observ permette la ricerca dinamica del massimo assoluto della curva di produzione in presenza di più massimi locali.

Attraverso due livelli di scansione (uno a frequenza elevata ed uno a frequenza più bassa) della curva di produzione PV l'inverter imposta sempre la tensione che massimizza la produzione, come mostrato in Figura 3.

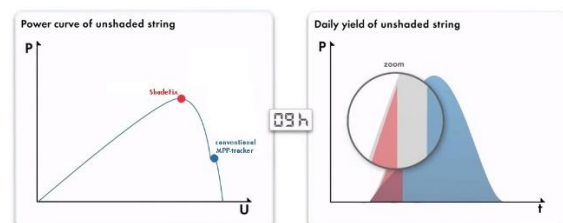


Figura 3. Aggancio al massimo assoluto con SMA ShadeFix

La Figura 4 mostra come, rispetto alla condizione ideale (assenza di ombreggiamenti), un impianto ombreggiato con algoritmo MPPT standard perda

fino al 20% in un giorno. Con SMA ShadeFix la perdita si riduce al 1%.

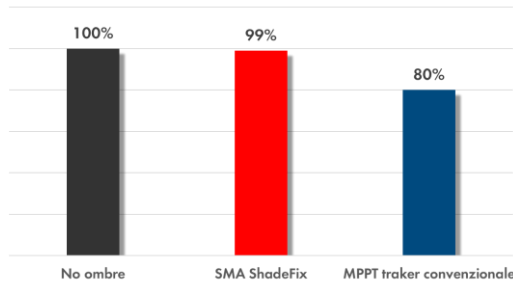


Figura 4. Confronto yield giornaliero con diversi algoritmi di ricerca massimo nel caso di ombreggiamenti fino al 20%

6. Tetto con ombreggiamenti superiori al 20%

Al crescere delle zone ombreggiate è possibile valutare l'utilizzo di MLPE al fine di recuperare gli effetti delle ombre sulle stringhe interessate.

Va comunque detto che nel caso di ombreggiamenti importanti la soluzione ingegneristicamente migliore rimane quella di modificare il layout di impianto, evitando che gli ombreggiamenti superino, per quanto possibile, il 10%. Soluzioni con pannelli posizionati con il solo scopo di massimizzare il numero di moduli sono altamente sconsigliabili perché, a prescindere dall'ottimizzazione, avranno sempre un ritorno dell'investimento significativamente più basso.

7. Monitoraggio

Parlando di ottimizzatori, spesso si sottolinea il vantaggio del poter visualizzare le prestazioni di ogni singolo modulo.

Questa considerazione parrebbe portare alla conclusione che si dovrebbero installare ottimizzatori su ogni modulo.

Questo non è esatto per almeno due motivi:

- come spiegato, l'aggiunta di elementi non necessari alla produzione peggiora i kWh prodotti e aumenta il numero di guasti;
- il monitoraggio a livello di singola stringa è sufficiente a identificare potenziali guasti ed hot-spot. Infatti, la sensibilità di tale monitoraggio garantisce un'adeguata misura dei cali di produzione di un singolo modulo in una stringa. Se

questo degrado giustifica un intervento tecnico, l'identificazione del modulo guasto si ottiene in pochi minuti testando i moduli della stringa segnalata. Tale procedura (check di tutti i moduli di una stringa quando si interviene sull'impianto) inoltre fa parte di un corretto intervento di manutenzione.

In conclusione, con un normale monitoraggio di stringa ho già un monitoraggio dei guasti a livello di modulo. Mentre gli ottimizzatori aggiungono solo una diversa visualizzazione dei guasti stessi.

Se tale visualizzazione, che come detto non porta alcun vantaggio O&M, è un'esigenza prioritaria rispetto alla massimizzazione della produzione e dell'affidabilità significa che il design di impianto è guidato da logiche diverse da quelle tecniche e sicuramente non garantirà il massimo ritorno dell'investimento al cliente finale. Questi temi sono fuori dallo scopo di analisi di questo whitepaper e si inseriscono in logiche di marketing.

8. Sicurezza antincendio

Un ultimo punto su cui fare chiarezza è se i VVFF richiedano formalmente MLPE per prevenire gli incendi.

In questo caso la risposta è contenuta in una circolare dei VVFF 1034/2012:

“Si segnala che è stata presa in considerazione l'installazione di dispositivi di sezionamento per gruppi di moduli, azionabili a distanza, ma ad oggi non se ne richiede l'obbligatorietà in quanto non è nota l'affidabilità nel tempo, ne è stata emanata una normativa specifica che ne disciplini la realizzazione, l'utilizzo e la certificazione”

A conferma di quanto sopra un funzionario presso il Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco, sottolinea:

“Gli interruttori elettronici non potrebbero assumere la funzione di sezionatori, secondo la CEI 64-8 art. 537.2.1.3 perché non operano un'interruzione galvanica del circuito prerogativa dei sistemi elettromeccanici.”

<https://www.infobuildenergia.it/notizie/sicurezza-antincendio-impianti-fotovoltaici-facciamo-chiarezza-6453.html>

Studi indipendenti (Fraunhofer institute e TUV) hanno inoltre verificato che la condizione di incendio in impianti PV è rara (>0,006% su 400 GW)



e la prima causa di questi casi è comunque un problema sulle connessioni.

In conclusione, la presenza di ottimizzatori oltre che non richiesta è potenzialmente controproducente aumentando il numero di connessioni ed elementi soggetti a guasti.

Conclusioni

In questo whitepaper si sono analizzati diversi scenari di impianti al fine di identificare per ognuno di essi la soluzione migliore.

Il risultato è che un approccio che preveda l'installazione solo di ciò che è veramente necessario e funzionale all'impianto è quello che permette di ottenere massimizzare la produzione energetica e l'affidabilità di ogni impianto, minimizzando i tempi di ritorno dell'investimento ed aumentando la sicurezza dell'installazione stessa.