

Fotovoltaico o solare a concentrazione?

Confronto tecnico-economico-finanziario tra due tecnologie solari per la produzione di energia elettrica

Silvano Vergura, Dipartimento di Elettrotecnica ed Elettronica, Politecnico di Bari

INTRODUZIONE

Questo documento confronta gli aspetti tecnici ed economico-finanziari di due tipologie di impianti ad energia solare per la produzione di energia elettrica: l'impianto fotovoltaico (FV) e l'impianto a concentrazione solare (CSP). Lo scopo del lavoro è confrontare i rispettivi costi iniziali, costi di manutenzione e introiti derivanti sia dagli incentivi statali sia dalla vendita dell'energia prodotta. Il confronto è fatto a parità di potenza, comparando, specificatamente, un impianto FV con moduli in silicio mono-cristallino da 1 MW con un impianto solare a concentrazione a specchi parabolici da 1 MW. Il confronto è particolarmente interessante perché le due tipologie di impianti producono, a parità di potenza e condizioni ambientali, differenti quantità di energia. La differente produzione di energia elettrica, da cui dipendono sia gli incentivi statali sia gli introiti economici della vendita di energia, incide profondamente sul *business plan* dell'intero progetto. Bisogna inoltre tener conto che i costi iniziali e i costi di manutenzione incidono diversamente per le due tecnologie solari. Inoltre, non è possibile fare un confronto ragionato, prescindendo dalle scelte progettuali delle due tecnologie. Ad esempio, nel caso dell'impianto fotovoltaico, la scelta tra la soluzione ad inverter centralizzato e quella multi-inverter è dirimente ai fini dei costi iniziali e dei costi di manutenzione. Nel caso di inverter centralizzato si ha un minor costo iniziale, ma si accetta una maggiore mancata produzione di energia in caso di fermo-impianto. Tuttavia, inverter di maggiore potenza hanno, solitamente, rendimenti più alti. Si evince, quindi, che le scelte progettuali (tutte valide se ottenute a valle di un'attenta analisi rischi/benefici) incidono pesantemente sulle prestazioni energetiche di un impianto fotovoltaico. Analogo discorso vale per un impianto solare a concentrazione. Innanzitutto bisogna definire quale tecnologia si usa per concentrare l'energia solare: specchi parabolici, torre solare centrale, dischi parabolici, lenti di Fresnel. Poi bisogna definire l'utilizzo o meno di un sistema di accumulo dell'energia termica. Il costo del sistema di accumulo termico non è trascurabile perché deve essere dimensionato non solo in funzione dell'energia termica che si desidera accumulare ma anche in funzione della temperatura che raggiunge il fluido vettore al fine di garantire non solo la tenuta allo stress termico ma soprattutto l'isolamento termico. Questa rapida e non esaustiva analisi di alcuni aspetti caratteristici delle due tecnologie consente di apprezzare la dipendenza dell'energia producibile da ciascuno dei due impianti da una pluralità di fattori. Peraltro, molti di questi fattori influenzano in maniera opposta la produzione di energia elettrica; ciò non significa che gli effetti si compensano bensì che si integrano, intendendo che solo per certi intervalli potrà esserci una compensazione tra loro, al di fuori dei quali ci sarà, invece, la prevalenza dell'uno sull'altro. Infine, i moduli fotovoltaici, seppure in maniera differente e dipendente dalla tipologia di materiale semiconduttore (mono-cristallino, poli-cristallino, amorfo, CdTe, ecc.), trasformano in energia elettrica sia la radiazione diretta sia quella riflessa sia quella diffusa; nel caso di un impianto solare a concentrazione la radiazione diretta è pressoché l'unica tipologia di

radiazione utilizzata per ottenere l'energia termica e, da questa, l'energia elettrica. Quindi, un confronto affidabile tra due tecnologie solari che si differenziano per il principio di funzionamento (com'è il caso di un impianto FV ed un impianto CSP) può essere fatto soltanto dopo aver definito compiutamente le principali scelte progettuali, il layout dell'impianto e il sito di installazione.

Come caso-studio si confrontano due impianti le cui principali caratteristiche sono le seguenti:

- a) Impianto FV fisso da 1 MWp: 4.000 moduli in silicio mono-cristallino da 250 Wp; 2 inverter da 500 kWp, 1 cabina MT/bt.
- b) Impianto CSP da 1 MWe: 20 collettori solari parabolici da 100 m cadauno; sistema per l'accumulo termico costituito da due serbatoi cilindrici (serbatoio caldo e serbatoio freddo); turbina ad alta pressione; turbina a bassa pressione; generatore di vapore, condensatore, 1 cabina MT/bt.

DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FV

In Fig. 1 è riportato uno schema costitutivo dell'impianto FV, assumendo che il lettore conosca già il principio di funzionamento e i componenti principali.

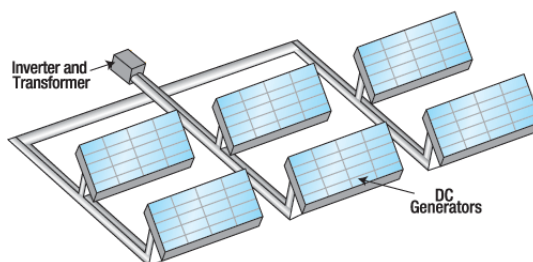


Figura 1 Schema costitutivo di un impianto FV multi-inverter connesso in rete

Come già detto in precedenza, i moduli FV trasformano in energia elettrica la radiazione diretta, quella riflessa e quella diffusa. In funzione del materiale costitutivo della parte attiva (mono-cristallino, poli-cristallino, ecc.), ogni modulo FV ha un differente coefficiente di conversione dell'energia. Ad esempio, le celle di silicio mono-cristallino sono più sensibili alla radiazione diretta rispetto a quelle di silicio amorfo; queste ultime, invece, captano la radiazione diffusa più delle prime. Poiché, complessivamente, le celle di silicio mono-cristallino hanno comunemente valori più elevati di rendimento (da cui il maggior costo), in questo caso-studio si considerano moduli FV di questa tipologia di silicio. In particolare, si considerano moduli FV con rendimento del 17%, anche se alcuni moduli commercialmente disponibili possono raggiungere anche valori più elevati.

Inverter fotovoltaici da 500 kWp hanno caratteristiche elettriche ed energetiche abbastanza simili tra loro, così come i rendimenti, tipicamente molto elevati per un range di tensione molto ampio.

Anche le cabine MT/bt, con i relativi accessori (interruttori, sezionatore, ecc.), hanno caratteristiche ben definite, prescritte da norme, e quindi sostanzialmente simili tra loro. Nel caso specifico di impianti FV, le cabine sono spesso consegnate con accessori ed inverter già progettati, installati e pronti per la connessione alla rete.

Per il caso in esame si suppone che il layout dell'impianto FV (riassunto in Tabella 1) sia il seguente:

- stringa formata da 20 moduli FV da 245Wp cadauno connessi in serie tra loro;
- 100 stringhe connesse ad 1 inverter da 500 kW;
- 2 inverter da 500 kW connessi ad 1 trafo da 1 MW in cabina MT/bt.

Tabella 1 Principali parametri dell'impianto FV in esame

Numero di moduli in mono-Si	4.000
Rendimento del modulo in Standard Test Conditions (STC)	0,17
Perdite del Balance of System (BOS)	0,15
Numero di inverter da 500 kW	2
Area necessaria per impianto FV da 1 MWp	$1,5 \times 10^4 \text{ m}^2$
Energia prodotta/anno (nel Sud Italia)	1,4 GWh/anno

DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO CSP

Nel caso di un impianto CSP, sicuramente meno comune di un impianto FV, è necessario dare qualche spiegazione sul funzionamento. Innanzitutto è opportuno specificare che il sistema CSP in esame è quello con specchi parabolici, che è sicuramente la tecnologia più matura tra quelle impiegate negli impianti CSP. In un impianto CSP a specchi parabolici (in terminologia inglese *parabolic trough shaped mirrors*), la radiazione diretta (DNI = Direct Normal Irradiation) è concentrata su un tubo assorbitore che corre lungo la linea focale dello specchio parabolico. All'interno di tale tubo, e separato dal vuoto, c'è un secondo tubo (collettore), all'interno del quale scorre il fluido termo-vettore (nelle ultime applicazioni si usa una miscela di sali fusi, ad es. nitrati di potassio e sodio, che hanno caratteristiche di stabilità anche ad alte temperature di esercizio). Tale fluido, proveniente da un serbatoio freddo (a circa 300°C!), scorre lungo un circuito idraulico ed è raccolto in un serbatoio caldo, in cui si raggiungono temperature prossime ai 550 °C. Questo fluido viene successivamente utilizzato per un ciclo Rankine standard, ovvero per creare vapore da inviare alle turbine (di alta e bassa pressione) e quindi generare l'energia elettrica da immettere in rete. Ovviamente il vapore, condensato, è raccolto nel serbatoio freddo e tramite il sistema di pompaggio può re-iniziare un nuovo ciclo. Il più importante vantaggio di questa tipologia di impianto è il sistema di accumulo dell'energia termica (grazie ai due serbatoi freddo e caldo), che consente la produzione di energia elettrica anche quando non c'è alcuna radiazione solare. In questo modo si disaccoppia la fase di raccolta dell'energia solare (e di accumulo) dalla fase di produzione dell'energia elettrica. Grazie alla possibilità di accumulare energia termica i sistemi CSP possono essere efficacemente utilizzati per un funzionamento efficiente della rete elettrica cui sono connessi. Per quanto riguarda la capacità di generazione, essa dipende dall'accumulo di energia termica e quindi dalla dimensione e dalle caratteristiche di isolamento dei serbatoi. La prima parte (generazione dell'energia termica) prende comunemente il nome di circuito primario e ha un rendimento di circa il 40%, da cui bisogna decurtare le perdite dovute al circuito secondario (per la produzione del vapore) e al ciclo Rankine (per la produzione di energia elettrica). Il rendimento finale è circa il 18%.

Per il caso in esame si suppone che il layout dell'impianto CSP (riassunto in Tabella 2) sia il seguente (focalizzando l'attenzione maggiormente sulla parte termodinamica):

- 5 collettori collegati in serie, da 100 m cadauno con un'apertura di 5,76 m, a formare il cosiddetto Solar Collector Assembly (SCA);
- 4 SCA collegati in parallelo;
- 2 serbatoi, caldo e freddo;
- circuito secondario;
- circuito termico;
- 1 trafo da 1 MW in cabina MT/bt.

Tabella 2 Principali parametri dell'impianto CSP in esame

Numero di collettori	20
Area di SCA	2.880 m ²
Area totale	1,15 x 10 ⁴ m ²
Distanza tra collettori	11,5 m
Area del campo solare	2,25 x 10 ⁴ m ²
Temperatura del serbatoio caldo	550 °C
Temperature del serbatoio freddo	290 °C
Capacità di accumulo	30 MWh _t
Potenza elettrica nominale	1 MWe
Rendimento termo-elettrico in condizioni nominali	0,42
Energia prodotta/anno (nel Sud Italia)	2 GWh/anno

CONFRONTO TRA I DUE IMPIANTI

Per confrontare le prestazioni dei due impianti si suppone che gli impianti abbiano la stessa potenza elettrica (1 MW) e che siano sottoposti alle stesse condizioni ambientali. Per fissare le idee, si suppone di installarli entrambi nel territorio della città di Bari.

L'impianto FV produce 1,4 GWh/anno contro i 2 GWh/anno dell'impianto CSP con accumulo. Come già detto, la possibilità di accumulare energia termica è il punto di forza di questa tecnologia rispetto ad altre fonti di energia rinnovabile che hanno il loro tallone d'Achille proprio nell'imprevedibilità dell'energia producibile a breve termine.

Le Tabelle 3 e 4 presentano gli investimenti iniziali dei due impianti. Confrontando i costi unitari (circa 1.800 €/kWp per l'impianto FV e circa 3.000 €/kWe per l'impianto CSP) risulta che un impianto CSP (con accumulo) richiede un investimento iniziale notevolmente superiore a quello per un impianto FV.

Le due tipologie di impianto hanno pressoché lo stesso tasso degrado delle prestazioni durante la loro vita operativa, stimabile in 0,5-1% all'anno. Poiché l'impianto CSP produce più energia dell'impianto FV, questo simile degrado percentuale annuo pesa maggiormente (in termini di energia e quindi di incentivi economici) sull'impianto CSP rispetto all'impianto FV. Per quanto riguarda i costi di manutenzione, si passa dall'1% dell'investimento iniziale per un impianto FV (quindi circa 18 k€/anno) al 2% dell'investimento iniziale per un impianto CSP (quindi circa 60 k€/anno), a causa della maggiore complessità d'impianto.

Per confrontare gli aspetti economici dei due impianti è necessario definire il sistema di incentivazione per ciascuno di essi. Per quanto riguarda l'impianto FV, da alcuni mesi si parla del Quinto Conto Energia (5CE), che avrebbe dovuto disciplinare il settore da luglio; ciò non è accaduto e si parla insistentemente di settembre come nuova scadenza, nonostante le Regioni, insieme a tanti altri player del settore, stiano chiedendo modifiche rilevanti. Data l'incertezza sul 5CE, si preferisce considerare quanto stabilito nel Quarto Conto Energia (4CE), attualmente vigente. Poiché il 4CE prevede una serie di maggiorazioni all'incentivo (miglioramento dell'efficienza energetica, almeno 60% di prodotti realizzati all'interno dell'UE, ecc.), nei calcoli si è considerata la tariffa prevista nell'allegato 5 del 4CE (supposto di installarlo nel secondo semestre 2012 e di potenza strettamente inferiore al MWp), maggiorato del 10%. Infine, all'incentivo statale bisognerà aggiungere i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia. Gli incentivi statali per l'impianto CSP sono invece definiti nel **D.M. 11 Aprile 2008**. Anche per l'impianto CSP si considera la tariffa incentivante nell'ipotesi di installarlo nel secondo semestre 2012. Da notare che l'incentivo per l'impianto FV dura 20 anni, mentre per l'impianto CSP dura 25 anni.

La Tabella 5 propone il confronto economico su base annua tra la due soluzioni, secondo i dettati normativi appena citati. Come si può notare il maggiore investimento iniziale dell'impianto CSP è annualmente compensato da un incentivo totale più consistente.

Tabella 3 Investimento iniziale per impianto FV da 1 MWp

	Costo unitario	Costi Totali (€)
Moduli FV	1,00 [€/Wp]	1.000.000
Inverter	151,00 [€/kWp]	151.000
Cabina MT/bt	150.000,00 €	150.000
Altri componenti elettrici	179,00 [€/kWp]	179.000
Altro (progettazione, acquisto terreni, ecc.)	162,00 [€/kWp]	162.000
Tasse (in %)		10.00%
Tasse (in €)		164.200
TOTALE		1.806.200
Costo per kWp (in €)		1.806

Tabella 4 Investimento iniziale per impianto CSP da 1 MWe

	Costo unitario	Costi Totali (€)
SCA	97,20 [€/m ²]	1.194.000
Serbatoi caldo e freddo	10,70 [€/kWh _t]	321.000
Turbine alta pressione e bassa pressione	650,00 [€/KWe]	650.000
Generatore di vapore	124,00 [€/kWh _e]	124.000
Altri componenti elettrici e termici	248,76 [€/kWh _e]	248.763
Altro (progettazione, acquisto terreni, ecc.)	270,00 [€/kWh _e]	270.000
Tasse (in %)		10.00%
Tasse (in €)		280.776
TOTALE		3.088.539
Costo per kWe (in €)		3.089

Tabella 5 Confronto dei ricavi economici annuali

	PV	CSP
Ore equivalenti di funzionamento annuale (h)	1.400	2.000
Energia annuale producibile (MWh/anno)	1.400	2.000
Feed-in Tariff (€/MWh)	170	250
Durata dell'incentivo (anni)	20	25
Incentivo statale (€/anno) (A)	238.000	500.000
Ricavo dalla vendita dell'energia prodotta (€/anno) (B)	126.000	180.000
Totale ricavo economico (€/anno) (A+B)	364.000	680.000

Come si è visto, non è semplice confrontare 2 tecnologie per la produzione di energia elettrica che adottano principi di funzionamento diversi, perché: a) le caratteristiche tecniche non sono confrontabili, a parte le potenze massime; b) le condizioni operative non sono confrontabili; c) i riferimenti legislativi non sono uniformi. Per quest'ultimo aspetto è da rilevare che dal 2008 a oggi il riferimento normativo per il solare a concentrazione è sempre lo stesso, mentre il settore FV è passato dal terzo al quinto CE.