



## Ricerca di Sistema elettrico

# Definizione delle configurazioni di impianti ibridi CSP/PV più idonee all'interfacciamento con il sistema di distribuzione di energia elettrica nazionale

Alberto Giaconia, Roberto Grena, Valeria Russo

Definizione delle configurazioni di impianti ibridi CSP/PV più idonee all'interfacciamento con il sistema di distribuzione di energia elettrica nazionale

A. Giaconia, R. Grena, V. Russo (ENEA)

Dicembre 2019

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 – 1<sup>a</sup> annualità

Obiettivo: *Tecnologie*

Progetto: Progetto 1.9 Solare Termodinamico

Linea di attività: LA 1.38 - *Ibridizzazione e integrazione di impianti CSP con altre tecnologie energetiche: analisi e individuazione di configurazione di impianti ibridi CSP/PV*

Responsabile del Progetto: Alberto Giaconia, ENEA

Responsabile del Work package: Alberto Giaconia, ENEA

## Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE.....	5
2 DIFFUSIONE E ATTUALE POSIZIONAMENTO DELLE TECNOLOGIE SOLARI PV E CSP .....	6
3 INTEGRAZIONE CSP/PV .....	8
4 METODOLOGIA PER LA SIMULAZIONE DELL'IMPIANTO .....	10
5 CONFIGURAZIONI DI IMPIANTI IBRIDI CSP/PV.....	13
6 CONCLUSIONI.....	15
RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	15
ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI .....	16

## Sommario

In questo rapporto sono introdotti i principi dell'ibridizzazione d'impianti fotovoltaici (PV) con impianti solari a concentrazione (CSP) considerando le peculiarità delle due tecnologie.

Viene poi presentato un modello d'integrazione PV/CSP appositamente sviluppato per la produzione di energia elettrica traendo massimo vantaggio dalle caratteristiche delle due tecnologie combinate, ossia bassi costi di produzione e capacità di accumulo/controllo della produzione stessa per inseguire un determinato profilo di carico. L'ottimizzazione consentirà di massimizzare la "quota" solare immessa nella rete elettrica contenendo al tempo stesso il costo dell'energia rinnovabile prodotta.

Viene quindi presentato uno schema concettuale di sistema integrato CSP/PV che consente di immettere energia solare in rete in maniera flessibile e programmabile, per seguire una generica curva del fabbisogno, senza che ciò comporti un elevato incremento dei costi. Si minimizzano così gli effetti delle fluttuazioni della fonte rinnovabile sulla gestione della rete elettrica, e si massimizza la copertura da fonte solare del fabbisogno.

Successivamente viene presentata una metodologia di analisi che tiene in considerazione diversi criteri di ottimizzazione e agisce su parametri dimensionali quali l'estensione dei due campi solari, PV e CSP, e la capacità del sistema di stoccaggio termico (TES). Il modello proposto prevede che, sebbene i campi solari CSP e PV operino indipendentemente, le due unità presentano delle interazioni quali la degradazione termica sul TES di eventuali eccessi di produzione del PV (rispetto al carico) e la copertura dei consumi elettrici interni del CSP mediante PV (quando disponibile).

Sulla base del modello generale proposto, sono state individuate tre configurazioni d'impianti ibridi CSP/PV caratterizzate da diverse taglie d'interesse Nazionale: impianti ibridi medio-grandi (40-50 MW), medio-piccoli (5 MW) e piccoli (1 MW). Tali configurazioni d'impianti saranno pertanto oggetto dell'analisi tecnico-economica, mediante appositi modelli, realizzata nelle annualità successive dall'ENEA con il Politecnico di Milano.

## 1 Introduzione

Le politiche energetiche di molte economie occidentali e in via di sviluppo, anche alla luce degli accordi internazionali, puntano a soddisfare quote sempre maggiori del fabbisogno energetico con fonti rinnovabili. Per quanto riguarda la generazione di energia elettrica, è atteso soprattutto lo sviluppo di tecnologie come il solare e l'eolico, che presentano il problema della forte variabilità e non programmabilità delle fonti primarie. Per aumentare la quota prodotta da tecnologie rinnovabili come eolico e solare, occorre quindi l'applicazione di strategie d'integrazione tra diverse fonti e lo sviluppo di efficaci sistemi di accumulo dell'energia, che consentano di immagazzinare l'energia in eccesso rispetto al fabbisogno, per renderle disponibili quando l'offerta delle fonti primarie è insufficiente per soddisfare la domanda della rete.

In questo rapporto verrà descritto un modello d'integrazione tra le tecnologie solari fotovoltaiche e termiche a concentrazione, per la produzione di energia elettrica, con un accumulo termico. Le due tecnologie sono per molti versi complementari, e l'integrazione proposta potrebbe permettere di coprire una quota elevata del fabbisogno elettrico con la fonte solare, assai più di quanto potrebbero fare le due tecnologie individualmente. Le strategie d'integrazione e di accumulo proposte presentano elevate potenzialità per aumentare la quota del fabbisogno elettrico ricopribile con energia solare.

Se si considera lo stato attuale della generazione elettrica da fonte solare, negli ultimi anni la diffusione degli impianti solari fotovoltaici (PV) ha consentito una forte riduzione dei costi di produzione dell'energia solare, fino a raggiungere in molti paesi una condizione di "green parity". Tuttavia il PV (come l'eolico) è una tecnologia "rinnovabile diretta", che immette cioè energia elettrica in rete in base alla disponibilità istantanea di radiazione solare (o di vento). Pertanto, il PV non può da solo soddisfare la domanda di elettricità in carenza di radiazione solare, né garantire un apporto energetico stabile e controllato sulla rete elettrica. Per mitigare il problema, il PV potrebbe essere supportato da un accumulo elettrochimico (batterie); tuttavia diversi studi dimostrano come un sistema PV con batterie è conveniente solo per accumuli di breve durata, fino a 2-3 ore [1,2]. Simili accumuli sono pertanto sufficienti per la gestione di transitori di breve durata, ma non risolverebbero in modo completo il problema dell'asincronicità tra domanda e offerta energetica su periodi più lunghi (> 3 ore, ad esempio per l'intera notte).

Una soluzione potrebbe essere offerta dalla combinazione ottimale tra impianti PV e impianti solari termici a concentrazione (CSP) con accumulo di calore (tipo TES). In questo lavoro abbiamo identificato le soluzioni più promettenti d'integrazione tra un impianto CSP e un impianto PV, in termini sia tecnico-economici che di possibili scenari applicativi. A tal fine, è stata sviluppata un'apposita metodologia di analisi preliminare. L'obiettivo è quello di massimizzare l'immissione di energia solare nella rete elettrica, in modo controllato, per soddisfare la domanda dell'utenza. Le soluzioni identificate in tale lavoro verranno successivamente analizzate in modo preliminare dall'ENEA alla luce di scenari applicativi d'interesse Nazionale. Le soluzioni più promettenti verranno poi ulteriormente analizzate dal Politecnico di Milano mediante applicazione di modelli di calcolo rigorosi per la simulazione dei sistemi CSP-PV integrati.

Il CSP con accumulo assume il ruolo complementare di copertura della lacuna tra domanda energetica e disponibilità della fonte diretta (solare-PV). Ciò è consentito dalla maggiore facilità di accumulo energetico in impianti CSP: sistemi di accumulo termico (TES) per CSP che consentano la generazione termoelettrica controllata risultano, oggi, sufficientemente maturi per la generazione di energia per parecchie ore (anche 15 ore, ad esempio per coprire l'intera notte).

Le due tecnologie (PV e CSP) sono quindi complementari e possono essere integrate in modo sinergico ed efficace, usando ad esempio l'accumulo termico anche per non sprecare completamente gli eccessi di produzione PV. Si propone quindi un impianto di produzione che comprende tre elementi principali:

- 1) una sezione PV, il cui scopo primario è fornire energia elettrica durante il giorno a costi competitivi;

- 2) una sezione CSP il cui scopo primario è accumulare energia per coprire il fabbisogno durante la notte e nei periodi caratterizzati da insufficiente irraggiamento;
- 3) un accumulo termico (TES) che riceve l'energia termica dal CSP e l'eventuale energia elettrica in eccesso prodotta dal PV, convertita in energia termica, che alimenta un generatore termoelettrico (GT) a potenza variabile per produrre l'energia elettrica mancante al fabbisogno.

L'accumulo è quindi comune ai due campi solari, PV e CSP. La degradazione in calore di eventuali eccessi di energia elettrica prodotta da PV non è chiaramente una soluzione ottimale dal punto di vista exergetico (l'energia elettrica viene, infatti, degradata in energia termica). Tuttavia un simile modello d'integrazione permette un approccio *grid friendly* della generazione elettrica solare, risulta particolarmente semplice e si può rivelare efficace per coprire profili di carico poco adatti al solare (ad esempio un carico costante).

In un altro caso di studio preso in esame è stato considerato come carico il consumo medio italiano (dati TERNA del 2015) usando i dati meteo climatici del sito di Priolo Gargallo (provincia di Siracusa, Sicilia).

Per studiare le prestazioni del sistema, è stato preparato un modello di simulazione di un anno di produzione, che riceve come dati in ingresso le sequenze temporali dell'irraggiamento diretto e diffuso e del fabbisogno energetico da soddisfare, per determinare le seguenti sequenze temporali:

- 1) energia elettrica prodotta dal campo PV;
- 2) energia termica prodotta dal campo CSP;
- 3) livello (di carica) dell'accumulo (TES);
- 4) energia elettrica prodotta dal generatore termoelettrico (GT);
- 5) eventuale energia elettrica mancante per soddisfare il fabbisogno della rete.

Al termine della simulazione viene calcolata anche l'energia solare sprecata, cioè la differenza tra l'energia solare potenzialmente ottenibile e quella realmente fornita al carico. Lo scopo della simulazione sarà condurre uno studio parametrico sulle aree dei due campi PV e CSP, per avere indicazioni sulle potenzialità del modello d'integrazione e condurre una ricerca preliminare delle configurazioni ottimali.

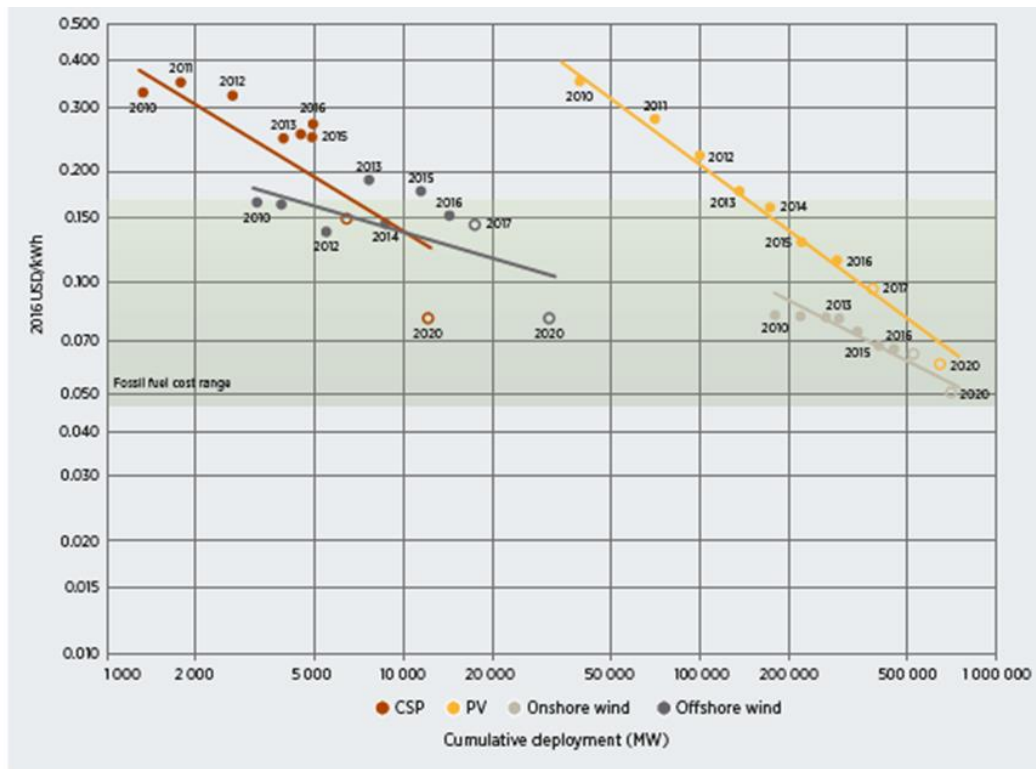
## 2 Diffusione e attuale posizionamento delle tecnologie solari PV e CSP

Il mercato del CSP negli ultimi decenni è stato trainato dallo sviluppo della componentistica per grandi impianti (generalmente dai 50 MWe in su) generalmente realizzati in vaste aree desertiche. Questo ha comportato una certa inerzia del mercato, vista la necessità di ingenti investimenti per lo sviluppo di grossi impianti. Il mercato fotovoltaico ha invece usufruito di una diffusione iniziale più capillare su piccola scala, con un mercato di nicchia più accessibile a piccoli investimenti e supportato da un efficace sistema di incentivi. Questo ha consentito la messa a punto dei componenti e, in seguito, la vistosa riduzione dei loro costi: il PV è giunto oggi a una condizione di *"green parity"* [1] con costi di produzione dichiarati anche inferiori ai 4 c\$/kWh.

La Figura 1 mostra come la tecnologia solare (sia PV anche CSP) sia entrata nella fascia della *"green parity"* di 5-15 c\$/kWh. Tale soglia è tra l'altro destinata a cambiare nel tempo in relazione al costo dei combustibili fossili, mentre le tecnologie rinnovabili avranno un sicuro trend al ribasso a meno di condizioni particolari (ad es., costo del Litio per le batterie). In Figura 1 si può osservare come il CSP presenta un trend di riduzione dei costi simile al PV, anche se con un certo ritardo iniziale. Nell'interpretazione di tale risultato

occorre considerare l'enorme differenza nella potenza installata, che oggi per il CSP è oltre 50 volte inferiore rispetto al PV [1].

Si può pertanto concludere che, sebbene i costi di installazione (€ per kW nominale o di picco) siano oggi molto differenti, il gap tra le due tecnologie si assottiglia quando consideriamo i costi di produzione dell'energia elettrica (€/kWh). Gli obiettivi di competitività economica con le fonti tradizionali risultano oggi perseguibili, la ricerca tecnologica nel campo dell'energia solare si sta focalizzando sul miglioramento della capacità di soddisfare istantaneamente il carico richiesto, ovvero della *dispacciabilità* dell'energia solare.



Source: IRENA Renewable Cost Database; IRENA Auctions Database; GWEC, 2017; WindEurope, 2017; MAKE Consulting, 2017; and SPE, 2017.

Note: Each circle represents an individual project, or, in some cases, auction result where there was a single clearing price at auction. The centre of the circle is the value for the cost of each project on the Y axis. The thick lines are the global weighted average LCOE or auction values by year. For the LCOE data, the real WACC is 7.5% for OECD countries and China, and 10% for the rest of the world. The band represents the fossil fuel-fired power generation cost range.

**Figura 1. Confronto tra i costi di produzione di energia elettrica solare da CSP e PV [1]**

I moderni impianti CSP sono generalmente dotati di un sistema di accumulo di energia solare (sotto forma di calore ad alta temperatura) che rende possibile la distribuzione elettrica indipendentemente dalla disponibilità della fonte solare. Questa è una condizione indispensabile per la stabilità delle reti elettriche e, quindi, per aumentare l'impatto della fonte rinnovabile solare nel sistema elettrico.

Anche il PV può essere affiancato con sistemi di accumulo elettrico (batterie). Tuttavia, l'incidenza degli stack di batterie sul costo di produzione può divenire significativa. Ad esempio, secondo un report del NREL [2] per capacità di accumulo superiore alle 6 ore e considerando potenze dell'ordine dei 100 MW, il PV con batterie non raggiungerà la competitività con il CSP (in termini di \$/kWh) neanche al 2030. In accordo con quanto esposto nella sezione introduttiva di questo report, è stato invece riconosciuto come le batterie elettriche, per impianti sulla scala dei 100 MWe, risultano competitive solo per stoccaggio di breve durata (< 2 ore).

In conclusione, il CSP presenta notevoli prospettive di sviluppo sulla scala dei 100 MW: potrebbe raggiungere la “green parity” e una condizione di competitività anche rispetto al PV con la realizzazione di impianti dove le condizioni risultino favorevoli, nella cosiddetta “sun belt” (in cui ricade anche l’area mediterranea) soprattutto grazie all’azione stabilizzante dell’accumulo sulle reti di trasmissione elettrica. Il PV parte da una posizione di vantaggio, in termini sia di maturità sia di costi. Tuttavia soltanto il CSP sembra in grado di fornire energia solare disponibile con continuità per una durata di almeno una decina di ore, indipendentemente dalle condizioni di irraggiamento, e a costi competitivi.

### 3 Integrazione CSP/PV

Le sezioni precedenti hanno mostrato come, allo stato attuale, il punto di forza del CSP risieda nella possibilità di immettere in rete energia solare in modo controllato, mentre per l’immissione diretta in rete oggi è più competitivo il PV. L’obiettivo di questo lavoro è proporre un’integrazione tra tecnologia PV e CSP che consenta di immettere energia solare in rete in maniera flessibile e programmabile, per seguire la curva del fabbisogno, senza che ciò comporti un elevato incremento dei costi. Si minimizzano così gli effetti delle fluttuazioni della fonte rinnovabile sulla gestione della rete elettrica, e si massimizza la copertura da fonte solare del fabbisogno.

La Figura 2 mostra un esempio di profilo giornaliero del carico elettrico in una rete locale (linea viola) che può variare durante l’arco di una giornata (24 ore) da un valore di picco pari (100%) intorno alle ore 15, fino a un carico minimo pari al 50% del picco nelle ore notturne. La linea blu riproduce il profilo di potenza ottenibile da un impianto PV con potenza installata che può essere dimensionata in modo da non superare la domanda (Figura 2a) oppure sovradimensionata rispetto alla domanda istantanea (Figura 2b); in questo secondo caso, in relazione alla disponibilità di energia solare e alla domanda istantanea, potranno verificarsi periodi in cui la produzione da PV superi la domanda della rete (con conseguente potenza elettrica extra prodotta da PV). Si osservi inoltre come i picchi di produzione solare da PV e di carico si manifestano in momenti differenti della giornata. Anche nel caso in cui l’impianto PV risulti sovradimensionato rispetto al picco di domanda, in assenza di idonei sistemi di accumulo solare la capacità di soddisfare la domanda energetica con il solo PV è piuttosto limitata. Come detto nelle sezioni precedenti, l’installazione di batterie elettriche per assorbire l’energia extra prodotta dal PV permetterebbe di prolungare la produzione qualche ora dopo il decadimento della radiazione solare (in Figura 2b tra le 17 e le 18:30). Si vuole pertanto studiare l’utilizzo del CSP per coprire la domanda nelle ore in cui il PV (con o senza batterie) non sarà più in grado di soddisfare la domanda energetica della rete.

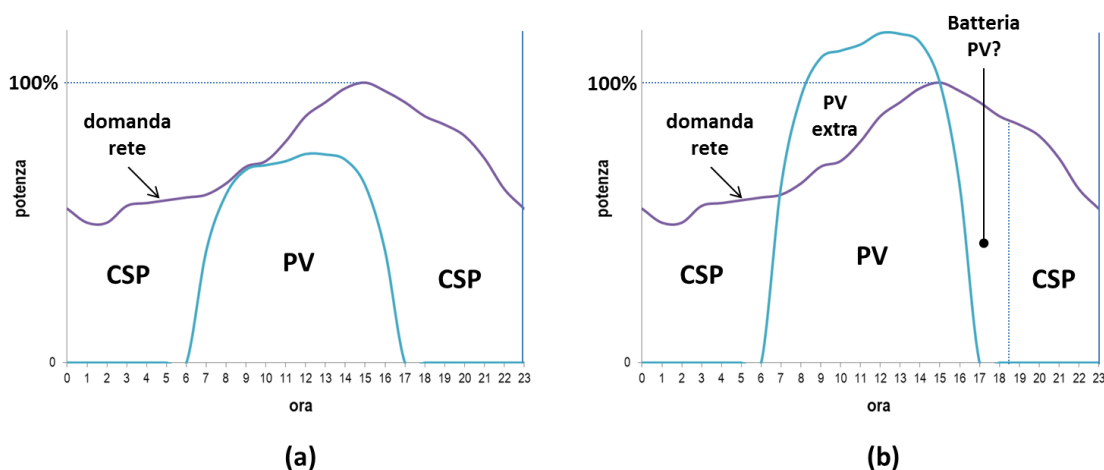


Figura 2. Esempio di applicazione del sistema combinato PV/TES/CSP per la copertura del profilo di carico di una rete locale.



La Figura 3 riporta lo schema concettuale della soluzione di ibridizzazione CSP-PV proposta in tale lavoro. Il campo solare PV è affiancato con un campo solare CSP che provvede a captare e stoccare la radiazione solare in un sistema di accumulo termico (Thermal Energy Storage, TES) a temperature sufficientemente elevate per la conversione termoelettrica attraverso un gruppo di potenza (GT); quest'ultimo dovrà essere sufficientemente flessibile per coprire in modo puntuale la lacuna tra la produzione da PV e la richiesta energetica della rete durante l'arco delle 24 ore (Figura 2). Ovviamente, in impianti reali questa flessibilità non potrà essere totale e vi sarà presumibilmente bisogno dell'intervento di un piccolo accumulo elettrochimico per gestire i transitori. Inoltre il GT lavorerà tra una potenza minima e una massima, quindi non potrà essere spento completamente (tranne che nel caso di TES completamente vuoto) e non potrà da solo coprire picchi di domanda superiori alla potenza massima.

Durante le ore di insolazione (in cui il PV si trova in piena produzione) il compito principale dell'impianto CSP è quello di provvedere alla carica del TES. L'eventuale eccesso di energia elettrica prodotta dal campo PV (tranne una piccola quota per l'accumulo elettrochimico) verrà anch'essa accumulata per via termica nel TES, mediante opportuni resistori, così come ampiamente applicato nei TES prototipali e dimostrativi sviluppati da ENEA [3,4,5,6]. Nel caso mostrato in Figura 2b tale situazione si presenterà dalle 7 alle 15. Superato questo periodo, la produzione dal campo PV non sarà più in grado di soddisfare pienamente la domanda della rete elettrica, e parte del fabbisogno sarà prodotto dal GT. Quest'ultimo incrementerà la sua produzione per compensare la carenza di energia solare durante le ore serali e, durante la notte, fornirà interamente il fabbisogno, eccetto che non avvenga la completa scarica del TES.

Il corretto dimensionamento del campo solare CSP e del TES consentirà pertanto di aumentare la copertura del fabbisogno energetico locale attraverso la fonte solare, rispetto al solo PV.

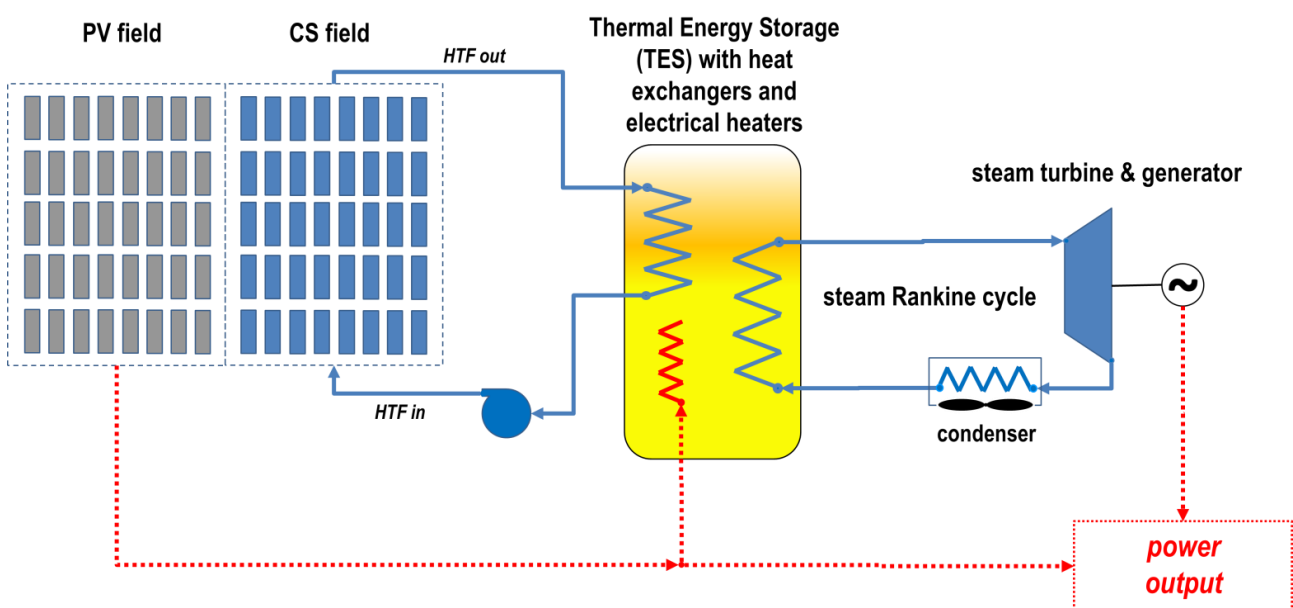


Figura 3. Schema concettuale della integrazione CSP/PV.

Gli obiettivi del sistema combinato PV/TES/CSP saranno quindi i seguenti:

- massimizzare l'utilizzo dell'energia solare, ovvero la % di energia elettrica richiesta dalla rete e coperta dalla fonte solare, su base annua;
- stabilizzare la rete elettrica, cercando di seguire il profilo della domanda giornaliera;

- minimizzare i costi di produzione (€/kWh) dell'energia solare immessa in rete in modo controllato (ovvero con l'ausilio dei sistemi di accumulo).

Chiaramente il caso migliore deriva da considerazioni tecniche e opportunità economiche. Questo lavoro è finalizzato a valutare le potenzialità dell'integrazione CSP/PV e a individuare, ovviamente in linea di massima, la migliore combinazione tra i due sistemi.

## 4 Metodologia per la simulazione dell'impianto

Come descritto nelle sezioni precedenti, è stato proposto un impianto ibrido CSP/PV secondo lo schema riportato in Figura 3, costituito da due campi solari separati e indipendenti: un campo solare CSP composto da concentratori solari parabolici lineari (o Fresnel) e un campo solare PV costituito da pannelli fotovoltaici piani. La funzione primaria del campo PV è quella di fornire energia da immettere istantaneamente in rete. Qualora dovesse verificarsi un eccesso di produzione da PV (come in Figura 2b) l'energia in eccesso verrà convertita in calore nel TES; tale processo comporta il degrado dell'energia da elettrica a termica e va quindi limitato per quanto possibile. La funzione del campo solare CSP è invece quella di produrre calore da immagazzinare nel TES e utilizzarlo nel GT quando la produzione PV non sarà in grado di soddisfare il fabbisogno istantaneo della rete.

Per il campo PV si assume un rendimento costante solare-elettrico del 16%. I pannelli PV sono orientati con inclinazione verso sud pari alla latitudine del sito.

Il modello di GT considerato deve poter lavorare in un ampio range di potenze, poiché la sua funzione primaria è colmare la differenza tra il fabbisogno istantaneo e la produzione del PV, differenza che può variare in un range piuttosto ampio durante la giornata. Un generatore termoelettrico anche di grossa taglia può lavorare a potenze significativamente inferiori a quella nominale, ovviamente con efficienza non ottimale. In tale lavoro verrà utilizzata la seguente correlazione [7] per determinare l'efficienza di un GT in grado di lavorare tra il 20% e il 100% della potenza nominale:

$$\eta_{t-el}(x) = \eta_{t-el}^0(-0.7644x^4 + 2.3391x^3 - 2.7709x^2 + 1.5971x + 0.5991) \quad (1)$$

dove  $\eta_{t-el}(x)$  è l'efficienza effettiva del GT,  $\eta_{t-el}^0$  è l'efficienza alla potenza nominale,  $x$  è la frazione di potenza generata rispetto a quella nominale. Poiché si assume che la potenza non può scendere sotto il 20% di quella nominale, vi sarà una generazione continua di elettricità dalla turbina anche se il PV copre interamente il fabbisogno; questa, come l'eccesso di produzione PV, viene rimandata al TES e degradata in calore.

Solo nel caso in cui il TES si scarica completamente la produzione del GT viene interrotta e non verrà riavviata finché il TES non ha superato una certa soglia di accumulo, per evitare continui spegnimenti e riaccensioni del GT. In tal caso non sarà possibile soddisfare la domanda di energia da parte della rete elettrica: l'energia mancante in tal caso potrà essere generata con risorse ausiliari come un backup.

Data una sequenza di irraggiamento della durata di un anno, per la simulazione dell'intero sistema di produzione ibrido CSP/PV si procede nel seguente modo:

- il campo PV produce energia elettrica dipendente dall'irraggiamento istantaneo, diretto e diffuso;
- il campo CSP produce energia termica dipendente dall'irraggiamento diretto e la invia al TES;
- in un certo momento, il TES può permettere o meno la produzione elettrica del GT. In condizioni normali la produzione è permessa; se però il TES si svuota la produzione del GT viene interrotta e non è più permessa finché il TES non ha accumulato nuovamente una certa energia di soglia;

- se il TES permette la produzione, si calcola la differenza  $D$  tra il fabbisogno istantaneo e la potenza prodotta dal PV:
  - se  $D$  sta tra il 20% e il 100% della potenza nominale del GT, il GT produce l'energia elettrica necessaria a coprire la differenza, con l'efficienza data dalla formula (1);
  - se  $D$  è minore del 20% della potenza nominale del GT, o se  $D$  è negativa (eccesso di produzione PV), il GT lavorerà comunque al 20% della potenza nominale (e vi sarà produzione elettrica in eccesso);
  - se  $D$  è maggiore della potenza nominale del GT, il GT produrrà energia alla sua potenza nominale e vi sarà bisogno di integrazione dall'esterno;
- se vi è eccesso di produzione elettrica, di qualsiasi origine (dal campo PV o dal PB alla minima potenza), l'eccesso viene degradato in energia termica e accumulato nel TES;
- se il TES è pieno tutta l'energia che in teoria dovrebbe esservi immessa viene sprecata;
- il TES perde una piccola frazione di energia per dispersioni termiche verso l'ambiente, tolta ad ogni passo di simulazione.

Si tratta di un modello schematico i cui punti nascondono in realtà complesse operazioni; ad esempio, la variazione di potenza del GT, per quanto rapida, non potrà seguire istantaneamente la variazione di produzione del PV e vi sarà probabilmente bisogno di un piccolo buffer elettrochimico (o dell'intervento della rete) per gestire il transitorio. Analoghe considerazioni valgono nel caso di TES vuoto (che comporta lo spegnimento del GT) o pieno (che comporterà la defocalizzazione dei collettori solari, non potendo accumulare l'eccesso di produzione).

Per la simulazione di un anno di produzione, i dati di ingresso della simulazione sono:

- sequenze temporali del fabbisogno elettrico da fornire;
- sequenze temporali della radiazione diretta (DNI) e della radiazione globale orizzontale (GHI) (o, in alternativa, la DNI e la radiazione diffusa).

La posizione del sole è calcolata a ogni passo della simulazione, ottenendo l'angolo di incidenza sui collettori dei due tipi, la radiazione efficace e le prestazioni dei due campi solari (PV e CSP) determinate nel seguente modo:

- Per il PV, la radiazione efficace sarà la somma della DNI per il coseno dell'angolo d'incidenza, e della radiazione diffusa; la radiazione efficace viene convertita in energia elettrica con rendimento fisso del 16%. L'angolo di incidenza sui pannelli PV viene calcolato assumendo che i pannelli siano inclinati verso Sud con inclinazione pari alla latitudine.
- Per il CSP ottenere la radiazione efficace è più complesso: si assume l'uso di collettori parabolici lineari con orientazione Nord-Sud e uno IAM ottenuto dall'esperienza ENEA e dalla letteratura [8]. Oltre allo IAM, altri fattori correttivi per l'ombreggiamento tra le file di collettori e gli effetti di bordo agli estremi sono da considerare. La DNI moltiplicata per questi tre fattori correttivi (IAM, ombreggiamento ed effetti di bordo) fornisce la radiazione efficace. Per ottenere l'energia termica prodotta, la radiazione efficace va moltiplicata per l'efficienza dei collettori, che si assume essere costante e pari al 45.6% (prodotto di efficienza ottica pari al 80%, efficienza termica pari al 60%, e perdite dovute al piping al 5%).

Combinando tali modelli per la produzione energetica dei campi solari PV e CSP con il modello dell'efficienza del GT fornito dall'eq. (1) rimangono 8 parametri indipendenti per la simulazione dell'intero impianto ibrido CSP/PV:

- area efficace del campo solare PV ( $A_{PV}$ , espressa in  $m^2$ );
- area efficace del campo solare CSP ( $A_{CSP}$ , espressa in  $m^2$ );
- capacità termica del TES ( $C_{TES}$ , espressa in ore o MWh termici);
- livello del TES cui riparte il GT dopo uno stop dovuto a TES vuoto ( $C_{start}$ , espresso in ore o MWh termici);
- frazione di energia termica dispersa dal TES verso l'ambiente, per unità di tempo ( $C_{loss}$ , %/h);
- potenza nominale del GT ( $W_{GT}$  espressa in MW);
- efficienza nominale del GT ( $\eta_{t-el}^0$ , %);
- efficienza di conversione tra gli eccessi di produzione elettrica mandati all'accumulo e l'energia termica ottenuta ( $\eta_{el-t}$ , %).

L'ultimo parametro  $\eta_{el-t}$  può essere assunto pari al 100%. La potenza nominale  $W_{GT}$  viene definita caso per caso, adatta al profilo di carico. L'efficienza nominale  $\eta_{t-el}^0$  si assume pari al 40% (salvo eccezioni e casi tecnologici specifici, come quello in cui si utilizza un GT basato su un ORC). Si assume inoltre che il TES disperda lo 0.5% dell'energia accumulata ogni ora verso l'ambiente, quindi  $C_{loss} = 0.5\%/h$ . Il livello del TES per far ripartire il GT è scelto in modo da garantire due ore di funzionamento alla massima potenza, quindi  $C_{start} = 2 * W_{PB} / \eta_{t-el}^0$  (MWh se  $W_{PB}$  è misurata in MW).

Rimangono pertanto 3 parametri da definire. La capacità termica del TES ( $C_{TES}$ ) viene determinata adottando un criterio secondo il quale, su base annuale, l'energia solare "sprecata" non deve superare il 10% di quella globalmente raccolta. L'energia sprecata è la differenza tra l'energia elettrica potenzialmente ottenibile dalla raccolta totale di energia solare e quella realmente prodotta e fornita utilmente al carico. L'energia potenzialmente ottenibile è data dall'energia elettrica potenzialmente producibile dal PV (compresa quella che in seguito verrà degradata o sprecata in caso di TES pieno) più tutta l'energia potenzialmente producibile CSP (compresa quella sprecata per accumulo pieno e collettori defocalizzati e considerando un funzionamento a regime nominale con massima efficienza del GT pari a  $\eta_{t-el}^0$ ). Con questa definizione, l'*energia elettrica solare sprecata* include quindi i seguenti termini:

- energia persa per l'impossibilità di immetterla nell'accumulo già pieno;
- energia persa per il degrado dell'energia elettrica in energia termica;
- la minore produzione, rispetto a quella potenziale, quando il GT non lavora alla potenza ottimale;
- energia persa dall'accumulo per dissipazioni termiche verso l'esterno.

Limitare al 10% la quota di energia elettrica solare sprecata significa garantire la buona sfruttabilità dell'impianto, evitando quindi sovradimensionamenti eccessivi. Ovviamente, non sarà sempre possibile ottenere questo risultato solo col dimensionamento dell'accumulo: se i campi solari sono eccessivamente grandi lo spreco sarà comunque eccessivo, per qualsiasi accumulo.

Al fine di evitare accumuli di calore eccessivamente grossi, viene posto un limite realistico di max. 24 ore alla capacità del TES.

Le 2 restanti variabili libere sono rappresentate dalle aree dei due campi solari,  $A_{PV}$  e  $A_{CSP}$  – sulle quali potrà essere effettuato uno studio parametrico.

Come risultato delle simulazioni, si prevede di ottenere le seguenti sequenze annue:

- potenza elettrica prodotta dal PV;
- potenza termica prodotta dal CSP;
- livello dell'accumulo;
- potenza elettrica prodotta dal GT;
- potenza richiesta da fonti esterne, nel caso la produzione elettrica non soddisfi il fabbisogno;
- energia elettrica degradata per eccesso di produzione;
- energia termica ed elettrica sprecate per accumulo pieno.

La metodologia sviluppata potrà essere implementata su diverse configurazioni di impianti (vedi sezione successiva) e casi applicativi (ovvero profilo di carico). Al termine delle simulazioni, sarà possibile valutare le prestazioni delle varie configurazioni di impianti ibridi CSP/PV in diversi scenari applicativi utilizzando i seguenti indicatori di performance:

- frazione (%) di copertura del carico elettrico annuale della rete con la fonte solare;
- frazione (%) della produzione PV rispetto a quella TES/GT;
- costo di produzione dell'elettricità (LCOE, €/kWh).

## 5 Configurazioni di impianti ibridi CSP/PV

Seguendo lo schema concettuale mostrato in Figura 2 e applicando la metodologia descritta nella sezione precedente verranno esaminate diverse tipologie di impianti ibridi CSP/PV.

Il primo caso che verrà analizzato è basato sulla tecnologia CSP a sali fusi in collettori lineari (parabolici lineari o Fresnel), sebbene le conclusioni varranno anche per impianti a torre centrale, dotati di accumulo termico (TES) "diretto" con doppio serbatoio a 550°C, e un GT basato su ciclo Rankine a vapore (raffreddamento ad aria) per la generazione termoelettrica. Per tale tipologia di impianto, si prevede di studiare due configurazioni di impianto CSP, su taglia medio-grande e media:

- Caso 1: impianto CSP da 40-50 MWe con tecnologia a sali fusi (solar salt, max. 550°C) in collettori parabolici lineari (MS-PT) secondo quanto dimostrato nell'impianto realizzato in Egitto nel progetto MATS coordinato dall'ENEA [3], ma con doppio serbatoio di accumulo termico (TES, max. 550°C, min. 290°C) e ciclo Rankine a vapore;
- Caso 2: impianto CSP da 5 MWe con tecnologia a sali fusi (solar salt, max. 550°C) in collettori lineari di tipo Fresnel (MS-LF) particolarmente interessante perché riprende un attuale caso applicativo in fase dimostrativa in Italia con impianti da 4-5 MW realizzati in Sicilia [9] dotati sempre di accumulo termico a doppio serbatoio (TES, max. 550°C, min. 290°C) e ciclo Rankine a vapore.

La scelta della tecnologia CSP basata sull'utilizzo di "solar salt" con TES diretto fino a una temperatura di 550°C deriva dalla maggiore efficienza di conversione termoelettrica (rispetto ai più comuni impianti a olio diatermico il cui ciclo termico non supera i 400°C). Tale caratteristica è ancor più indicata nel caso di ibridizzazione con il PV in virtù della necessità di valorizzare i surplus di produzione che verranno degradati termicamente nel TES.

Per una generazione ancora più distribuita verrà inoltre esaminata la seguente configurazione di impianto di "piccola taglia":

- Caso 3: impianto CSP da 1 MWe con tecnologia a olio diatermico minerale come HTF (max. 320°C) in collettori lineari di tipo Fresnel (TO-LF) con TES indiretto a sali fusi ternari (TES, max. 320°C, min. 180°C) a serbatoio singolo (termoclino) [4,5] o doppio serbatoio [6], e GT basato su un ORC.

Il "caso 3" risulta particolarmente interessante in primo luogo perché sfrutterebbe l'offerta commerciale di diversi fornitori Italiani che operano nel settore dei collettori solari per impianti di piccola taglia, recentemente applicati in progetti dimostrativi [10,11,12,13,14]. Inoltre, la generazione con ORC consentirebbe un'elevata flessibilità operativa del GT (ad es. nella gestione dei transitori o delle fasi di start-up/shut down notturno) particolarmente indicata per l'ibridizzazione con PV (secondo quanto discusso nelle sezioni precedenti). La generazione distribuita in impianti di piccola taglia (1 MWe) permetterebbe applicazioni in contesti con difficoltà di approvvigionamento energetico (a es. isole minori). Infine, tale caso tecnologico valorizzerebbe i risultati simultaneamente ottenuti su altre linee di attività del progetto "Solare Termodinamico" (Progetto 1.9 dell'Accordo di Programma MISE-ENEA per la Ricerca di Sistema Elettrico, Piano Triennale 2019-2021) relative allo *sviluppo di sistemi di accumulo termico termoclino a sali fusi* (LA1.27, 1.28, 1.29, 1.30).

In tutti i casi esaminati, sulla base di quanto esposto nelle sezioni precedenti, i campi solari CSP e PV potranno operare indipendentemente, ad eccezione delle seguenti possibili interazioni:

- copertura dei consumi interni del CSP mediante PV (quando disponibile);
- degradazione termica sul TES di eventuali eccessi di produzione del PV (rispetto al carico).

In una prima analisi, si prevede di applicare modelli semplificati per descrivere il comportamento delle singole unità di impianto: impianto PV, impianto CSP, TES, GT, ecc. Successivamente, si utilizzeranno modelli sempre più rigorosi per un'analisi dinamica che produca risultati più realistici su casi studio di maggiore interesse, eventualmente integrando il sistema ibrido CSP/PV anche con accumulatore elettrico (batteria) per la gestione dei transitori.

Le performance delle diverse tipologie di impianti sopra elencate verranno analizzate considerando come riferimento le sequenze meteo (radiazione solare diretta e diffusa, temperatura ambiente, vento, ecc.) relative al sito di Priolo Gargallo (Sicilia).

## 6 Conclusioni

In questo rapporto è stato presentato un modello di integrazione tra le tecnologie solari fotovoltaiche (PV) e termiche a concentrazione (CSP) per la produzione di energia elettrica, con un accumulo termico (TES). Tale modello di integrazione permette di ottimizzare un sistema ibrido CSP/PV al fine di trarre massimo vantaggio dalle caratteristiche delle due tecnologie combinate, ovvero bassi costi di produzione e capacità di accumulo/controllo della produzione stessa per inseguire un determinato profilo di carico. L'ottimizzazione consentirà di massimizzare la "quota" solare immessa nella rete elettrica e minimizzare il costo dell'energia rinnovabile prodotta.

E' stato presentato uno schema concettuale di sistema integrato CSP/PV che consente di immettere energia solare in rete in maniera flessibile e programmabile, per seguire la curva del fabbisogno, senza che ciò comporti un elevato incremento dei costi. Si minimizzano così gli effetti delle fluttuazioni della fonte rinnovabile sulla gestione della rete elettrica, e si massimizza la copertura da fonte solare del fabbisogno.

Successivamente è stata presentata una metodologia di analisi che tiene in considerazione diversi criteri di ottimizzazione e agisce su parametri dimensionali quali l'estensione dei due campi solari, PV e CSP, e la capacità del sistema di stoccaggio termico (TES). Il modello proposto prevede che, sebbene i campi solari CSP e PV operino indipendentemente, le due unità presentano delle interazioni quali la degradazione termica sul TES di eventuali eccessi di produzione del PV (rispetto al carico) e la copertura dei consumi elettrici interni del CSP mediante PV (quando disponibile).

Sulla base del modello generale proposto, sono state individuate tre configurazioni di impianti ibridi CSP/PV caratterizzate da diverse taglie di interesse Nazionale: impianti ibridi medio-grandi (40-50 MW), medio-piccoli (5 MW) e piccoli (1 MW). Tali configurazioni di impianti saranno pertanto oggetto dell'analisi tecnico-economica realizzata nelle annualità successive dall'ENEA in collaborazione con il Politecnico di Milano.

## Riferimenti bibliografici

1. IRENA, "Renewable Power Generation Costs in 2017. Key findings and executive summary".
2. NREL & DOE, "Exploring the Potential Competitiveness of Utility-Scale Photovoltaics plus Batteries with Concentrating Solar Power, 2015–2030", August 2016.
3. A. Giaconia, G. Iaquaniello, A. Amin Metwally, G. Caputo, I. Balog, "Experimental demonstration and analysis of a CSP plant with molten salt heat transfer fluid in parabolic troughs", *Solar Energy* vol.211 (2020) p. 622–632.
4. A. Giaconia, Giampaolo Caputo, Filippo Donato, Giuseppe Petroni, Luca Rinaldi, Pietro Tarquini, "Gruppo di accumulo di energia termica", Brevetto ENEA. Domanda di deposito n.: 102015000038939 del 28 Luglio 2015.
5. A. Giaconia, F. Montagnino, F. Paredes, F. Donato, G. Caputo, D. Mazzei, "Co-generation and innovative heat storage systems in small-medium CSP plants for distributed energy production", 22<sup>nd</sup> International Conference on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems, SolarPACES 2016, Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti), 11-14 Ottobre 2016, AIP Conference Proceedings, 2017, vol. 1850.
6. A. Giaconia, G. Caputo, A. Ienna, D. Mazzei, B. Schiavo, O. Scialdone, A. Galia, "Biorefinery process for hydrothermal liquefaction of microalgae powered by a concentrating solar plant: A conceptual study", *Applied Energy*, vol. 208 (2017), p. 1139-1149.

7. T. Hirsch, "SolarPACES Guideline Bankable STE Yield Assessment – Version 2017", IEA Technology Collaboration Programme, 2020. [http://www.solarpaces.org/wp-content/uploads/SolarPACES\\_Guideline\\_for\\_Bankable\\_STE\\_Yield\\_Assessment\\_-\\_Version\\_2017.pdf](http://www.solarpaces.org/wp-content/uploads/SolarPACES_Guideline_for_Bankable_STE_Yield_Assessment_-_Version_2017.pdf)
8. V. Dudley, G.J. Kolb, A. Mahoney, R. Mancini, T.R. Matthews, C.W. Sloan, M.D. Kearney, "Test Results: SEGS LS-2 Solar Collector" Sandia National Laboratories". Report SAND94-1884. December 1994.
9. ENEA website: <https://www.enea.it/it/Stampa/comunicati/energia-solare-alleanza-enea-e-industria-per-due-nuove-centrali-termodinamiche-in-sicilia>
10. <https://www.eliantocsp.it/index.php/it>
11. <https://www.soltigua.com/it/flt-introducion>
12. <http://www.stsmed.eu>
13. <https://www.orc-plus.eu>
14. Programma SUNPOWER® progetto "SUN OF SICILY - CSP". <https://archimede-srl.com/static/d17f9afbb4f325ce9dcfa38b220c01d5/sunpower.pdf>
15. <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispacciamento/dati-esercizio>

## Abbreviazioni ed acronimi

CSP: Concentrated Solar Power, tecnologia del solare a concentrazione

DNI: Direct Normal Irradiation, radiazione solare diretta

GHI: Global Horizontal Irradiation, radiazione solare globale orizzontale

GT: Generatore Termoelettrico

HTF: Heat Transfer Fluid, fluido termovettore nei ricevitori solari dell'impianto CSP

IAM: Incidence Angle Modifier (parametro per la determinazione delle performance dei collettori solari)

LA: Linea di Attività (del progetto Solare Termodinamico)

MiSE: Ministero dello Sviluppo Economico

MS-LFR: tecnologia CSP con collettori lineari di Fresnel (LFR) e sali fusi (MS) come HTF

MS-PT: tecnologia CSP con collettori parabolici lineari (PT) e sali fusi (MS) come HTF

ORC: Organic Rankine Cycle

PV: Photovoltaic, tecnologia fotovoltaica

TES: Thermal Energy Storage, sistema di accumulo termico

TO-LFR: tecnologia CSP con collettori lineari di Fresnel (LFR) e olio diatermico (TO) come HTF

TO-PT: tecnologia CSP con collettori parabolici lineari (PT) e olio diatermico (TO) come HTF