

DESCRIZIONE TECNICA

La tecnologia solare termica a concentrazione (CSP – Concentrating Solar Power, o STE – Solar Thermal Electricity) comunemente indicata in Italia come Solare Termodinamico, genera calore ad alta temperatura concentrando la radiazione solare in un componente chiamato “ricevitore” dove un fluido termovettore viene riscaldato e utilizzato a sua volta per generare elettricità tramite un generatore elettrico accoppiato ad una turbina a vapore la cui efficienza è legata al ciclo di Carnot (Figura 1) [1].

La facilità di integrare nel sistema sistemi di accumulo termico, offre la possibilità di mitigare le fluttuazioni energetiche connesse con la intermittenza della fonte energetica primaria [1].

Il termine abbraccia attualmente anche le applicazioni alla produzione di calore di processo (temperature fino a 300 °C) e alla chimica solare tramite conversione termochimica, fra cui la produzione di idrogeno o altri combustibili di sintesi, con temperature da 500 a 1500 °C.

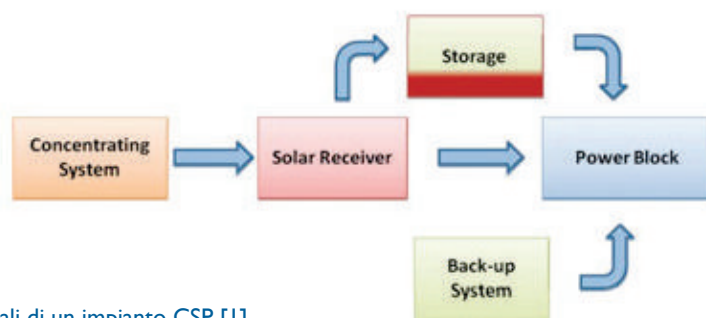


Figura 1 Componenti principali di un impianto CSP [1]

Ci sono 4 famiglie di tecnologie CSP (Figura 2) che possono essere classificate in base a come focalizzano i raggi solari e al tipo di ricevitore. Nei sistemi che focalizzano su una linea (Collettori parabolici lineari e Fresnel) gli specchi inseguono il sole lungo in asse; in quelli con focus puntuale (Torri e Dischi Parabolici) l’inseguimento è lungo due assi. Il ricevitore può essere fisso (Collettori Fresnel e Torri) o mobili come nei collettori parabolici e i dischi parabolici. Il diverso modo di concentrare la luce solare influisce anche sull’efficienza globale del sistema. La migliore efficienza ottica annuale (90%) si raggiunge con i dischi parabolici in quanto l’asse del concentratore è sempre parallelo ai raggi solari. La peggiore si osserva per i sistemi Fresnel (50%) pesantemente affetti dalla basse performance ottenibili e al mattino e alla sera. Per gli altri sistemi, l’efficienza ottica si attesta su valori medi del 65-75%.

Per le varie famiglie diverse sono le opzioni possibili per il fluido termovettore, il sistema di accumulo e il ciclo termodinamico di conversione. Olio sintetico e vapore saturo sono i più comuni fluidi vettori nei sistemi lineari, mentre sali fusi e vapore surriscaldato sono i più comuni nei sistemi a torre. Recentemente sono stati introdotti i sali fusi anche per sistemi lineari (parabolici e fresnel) [24]. In fase di sviluppo sono invece l’aria o altri gas pressurizzati (come CO₂ e N₂) mentre elio e idrogeno sono considerati in abbinamento al motore Stirling quando questo viene utilizzato nei sistemi a disco parabolico [2].

Per quanto riguarda l’accumulo termico, l’utilizzo di sali fusi in grandi serbatoi rappresenta al momento l’opzione commerciale per lunghi periodi di tempo (tipicamente, da 3 a 15 ore di produzione nominale), mentre il vapore può essere considerato per l’accumulo di energia termica per tempi brevi (meno di un’ora). E’ in fase di sviluppo anche l’accumulo con inerti (cemento, pietrame) o con sabbia/letto fluido. I cicli termodinamici di conversione maggiormente utilizzati sono i cicli Rankine a vapore e Stirling (quest’ultimo per i dischi parabolici), mentre il ciclo Brayton viene al momento studiato in combinazione con il Rankine, per aumentare l’efficienza globale di conversione.

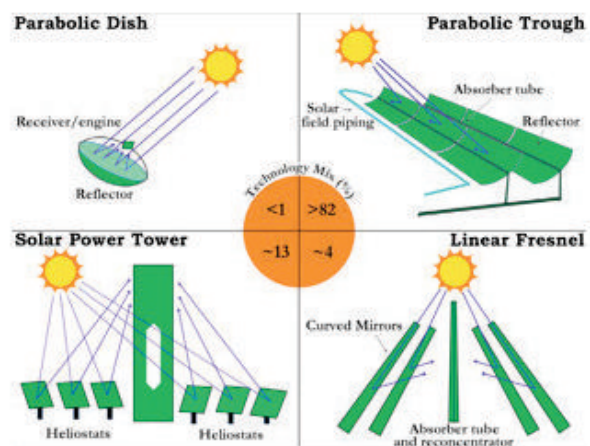


Figura 2 Tecnologie CSP con la percentuale attuale di installazione [2]

Le principali caratteristiche dei vari sistemi in uso sono riassunti nella Tabella 1.

Focal Geometry	Line-Focus Technologies		Point-Focus Technologies		
	Parabolic Trough	Linear Fresnel	Solar Tower	Beam-Down	Dish-Stirling Engine
Technology Maturity	Most mature	Few installations	Commercial deployments	Early development	Proposed installations
Preferred Scale	Large	Large	Large	Large	Small
Capital Cost (Relative)	Moderate	Low	High	Moderate to high; low storage costs	High (low per unit)
Operating Cost (Relative)	High	Low	High	Similar to solar tower	High (one engine per dish)
Annual Solar-to-Net Electricity Conversion Efficiency ^a	~15% ^b	~11% ^b	~17% ^b	~15%–19% ^{13,c}	~22% ^b
Thermal Storage	Feasible	Feasible	Feasible and more efficient due to higher temperature	Feasible; very little energy lost	Not currently possible
Characteristics	<ul style="list-style-type: none"> • Significant construction and operational experience • High radiative and convective energy losses 	<ul style="list-style-type: none"> • Low cost due to fewer moving parts and no tracking • Lower efficiency 	<ul style="list-style-type: none"> • High cost due to expensive heliostat field • High-temperature HTF possible • High efficiency 	<ul style="list-style-type: none"> • Lower efficiency than best solar tower due to added mirrors • Lower storage cost (ground storage) 	<ul style="list-style-type: none"> • High engine efficiency • High cost due to expensive engines (one for each dish)

Tabella 1 Vantaggi e svantaggi delle diverse tecnologie CSP. Efficienze stimate per un impianto di 150MWe [3]

L'aumento di efficienza di questi sistemi è strettamente legata alla possibilità di aumentare la temperatura di lavoro del ricevitore senza alterarne le caratteristiche. Per gli impianti a Torre, materiali ultrarefrattari appartenenti alla famiglia dei boruri e dei carburi dei primi metalli di transizione (denominati UHTC, Ultra-High Temperature Ceramics) [4-7] sono allo studio per sostituire i più comuni grafite [8], allumina[9] o carburo di silicio[10].

Per le tecnologie operanti a più bassa temperatura invece, sono in fase di studio innovativi sistemi di scambio termico a base di nanofluidi (ovvero fluidi aventi particelle nanometriche in sospensione) caratterizzati da notevoli incrementi del coefficiente di scambio termico e della conduttività termica, associati ad aumenti ridotti della viscosità dinamica. Nanofluidi neri circolanti, all'interno dei collettori nei pannelli solari, possono permettere l'assorbimento volumetrico di tutta la radiazione solare anche con concentrazioni di nanoparticelle molto basse (≤ 50 ppm) [11-14]. L'aumento di efficienza non è di per se l'unico obiettivo tecnologico delle ricerche in atto, in quanto il fattore da ottimizzare è il rapporto costi/prestazioni, in ultima analisi la minimizzazione del costo finale dell'energia (LCOE) e la massimizzazione del "valore" dell'energia prodotta (quest'ultimo legato alla dispacciabilità della produzione in rapporto alla richiesta oraria).

Le linee di ricerca tecnologica sono quindi molteplici e investono una varietà di aspetti scientifici e tecnologici.



Collettori parabolici dell'impianto Archimede - Priolo Gargallo (SR) (Fonte: ENEL)

Internazionale

In ambito europeo la tecnologia è diffusa a livello commerciale in Spagna. A livello mondiale, nel campo delle tecnologie solari, la tecnologia CSP è meno diffusa di quella fotovoltaica, ma presenta comunque un trend di crescita significativo soprattutto nel mercato extra-europeo. L'aumento delle installazioni è stato del 27% nel 2014 [15], mentre a fine 2015 risultavano installati nel mondo circa 5 GW di impianti di cui, in percentuale, 86% parabolici lineari, 10% a torre, 4% fresnel lineare. [23].

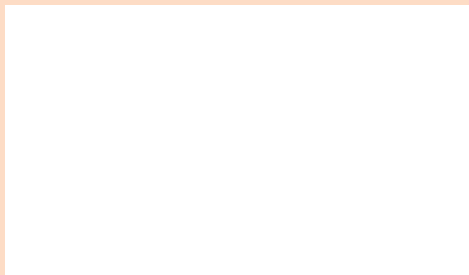


Figura 3 Capacità mondiale di CSP al 2014 [16]

Attualmente, la Spagna è leader mondiale in termini di capacità installata con un totale di 2,3 GW, seguita dagli Stati Uniti (1,6 GW) [15]. Recentemente il mercato si sta fortemente sviluppando in paesi extra-europei, in particolare in Cina, dove è stata autorizzata la costruzione di 20 impianti, per un totale di 1349 MW, nell'ambito della prima fase di un programma di sviluppo da 10 GW al 2020 [25].

Altri paesi in cui si stanno sviluppando le installazioni sono:

- India (225 MW [15]) che recentemente ha annunciato un piano da 100 GW di impianti solari al 2022 [26] di cui una parte sarà CSP
- Cile (110 MW in costruzione, 980 MW approvati)
- Sud Africa (300 MW [15])
- Marocco (510 MW al 2020 [28])
- Emirati Arabi (100 MW [15]) e Dubai (200 MW già messi a gara [27] su un totale previsto di 1000 MW).

Inoltre anche Algeria, Egitto e Australia hanno piani di sviluppo significativi.

Nazionale

Attualmente sono 4 gli impianti di CSP presenti in Italia, tutti Demo: Archimede a Priolo Gargallo con una capacità totale di 5MW e che sfrutta collettori parabolici a sali fusi e accumulo diretto a sali fusi; ASE Demo Plant a Massa Martana, un impianto di 0,35MW sempre a collettori parabolici a sali fusi e accumulo diretto a sali fusi; Rende-CSP Plant a Rende, che presenta una capacità totale di 1MW e si avvale di collettori lineari Fresnel e olio diatermico come fluido vettore [17]; STEM, a S.Filippo del Mela (ME) di potenza 2MW termici, descritto più in dettaglio nella sezione Best Practices. Tramite STEM, A2A prevede di installare in questo e in altri siti propri una potenza complessiva di 15 MWe entro il 2017.

Una decina di altri impianti per una capacità totale di 280 MW (Tabella 2 in basso a sinistra)[18] sono programmati. Due di questi sono già autorizzati: Solecaldo di MF Energy e Bilancia 1 di Trinacria Solar Power. Il primo è un impianto Fresnel da 41 MW a sali fusi che dovrebbe produrre 116 GWh di elettricità l'anno, il secondo è più piccolo - 4 MW per 9,5 GWh.

Tre degli altri progetti in programma sono in Sardegna, con collettori parabolici a sali fusi: Flumini Mannu (55 MW), Gonnosfanadiga (55 MW) e San Quirico (10,8 MW). Altri possibili impianti sono la torre da 50 MW (a vapore surriscaldato) prevista a Mazara del Vallo, in Sicilia, e l'impianto con collettori parabolici lineari da 50 MW di Banzi, in Basilicata.

Nel complesso a progetti completi dovrebbero essere installati 376,3 MW per una produzione di 1.080 GWh l'anno [18].

La concretizzazione di queste potenzialità si avrà nel breve termine in virtù del recente decreto sull'incentivazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili diverse dal Fotovoltaico (D.M. 23-6-2016) che prevede una tariffa incentivante per 20 MW di impianti (di potenza fra 100 kW e 5 MW) con iscrizione a registro e 100 MW di impianti (di potenza unitaria superiore a 5 MW) con procedure a base d'asta a ribasso ([24] appendice 3).

La base d'asta è fra 29.1 e 32.4 eurocent/kWh, decrescente al crescere della taglia di impianto.

Un forte ruolo verrà giocato dalle problematiche autorizzative/ambientali locali.

Questa opportunità sussiste per domande presentate entro il 2016; a partire dal 2017 è previsto che gli incentivi siano concessi esclusivamente attraverso procedure di gara competitiva.

Project	Location	Capacity (MW)	Technology	Commercial date of operation
Italy				
Flumini Mannu	Villasor, Cagliari (Sardegna)	55	Parabolic Trough	2017
Gonnosfanadiga	Gonnosfanadiga, Nuoro (Sardegna)	55	Parabolic Trough	2017
CSP San Quirico	San Quirico, Oristano (Sardegna)	10.8	Parabolic Trough Impianto ibrido	2017
Banzi	Banzi, Potenza (Basilicata)	50	Parabolic Trough	2017
Mazara Solar	Mazara del Vallo, Trapani (Sicily)	50	Central receiver (power tower)	2017
Archimede	Mellilli, Siracusa (Sicily)	1	Parabolic Trough	2015
Lentini	Lentini, Siracusa (Sicily)	55	Parabolic Trough	n.a.
Reflex Solar Power	Gela, Caltanissetta (Sicily)	12.5	Parabolic Trough	2016
Solecaldo	Aldone, Enna (Sicily)	41	Linear Fresnel	2016
Michelangelo	Palermo (Sicily)	3	Linear Fresnel	n.a.
Bilancia 1	Palermo (Sicily)	4	Linear Fresnel	2016
Bilancia 2	Palermo (Sicily)	4	Linear Fresnel	n.a.
Carlone	Trapani (Sicily)	4	Linear Fresnel	n.a.
Zeronovantuno 2	Trapani (Sicily)	4	Linear Fresnel	n.a.
Jacomelli	Trapani (Sicily)	4	Linear Fresnel	2016
Porthos	Trapani (Sicily)	4	Linear Fresnel	n.a.
Stromboli Solar	Trapani (Sicily)	4	Linear Fresnel	n.a.
Total Italy		361.3		

Tabella 2 Impianti previsti in Italia a partire dal 2016 [18]

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Non tutte le tecnologie CSP sono allo stesso livello di maturità. In Figura 4 viene presentato uno schema che raccoglie il livello di sviluppo delle famiglie attualmente studiate. La possibilità di utilizzare UHTC o nanofluidi come materiali vettori è appena stata validata sperimentalmente (TRL 3).

I sistemi completi per produzione elettrica si trovano a livelli variabili da TRL 7 a TRL 9. La maggior parte delle applicazioni commerciali (Torri a sali fusi, parabolici lineari e fresnel lineari a olio) sono a TRL 9 o superiore. Nel campo dei sistemi di accumulo vi è una varietà di soluzioni, che spaziano da TRL 3-4 (accumulo con vetro fuso o termochimico) a TRL 4-7 (accumulo in cemento, pietrame e serbatoi a sali fusi stratificanti) a TRL 9 o superiore (accumulo a sali fusi con doppio serbatoio).

I sistemi e componenti per conversione da calore solare a combustibili di sintesi (idrogeno o vettori liquidi) sono a stadi di sviluppo compresi fra TRL 2 e TRL 8.

Sul piano tecnologico, i paesi leader sono gli USA, la Germania e la Spagna, mentre la Cina si appresta a divenire un importante fornitore di componenti e impianti, oltre ad aver aumentato l'impegno in termini di R&S. L'investimento governativo in termini di R&S dedicata al CSP è pari 12 M€/anno in Germania, cui vanno aggiunti gli investimenti industriali privati, mentre negli Stati Uniti il budget federale suddiviso in vari programmi è di 350 M\$ nell'arco dal 2009 al 2017 (44 M\$/anno in media) [28].

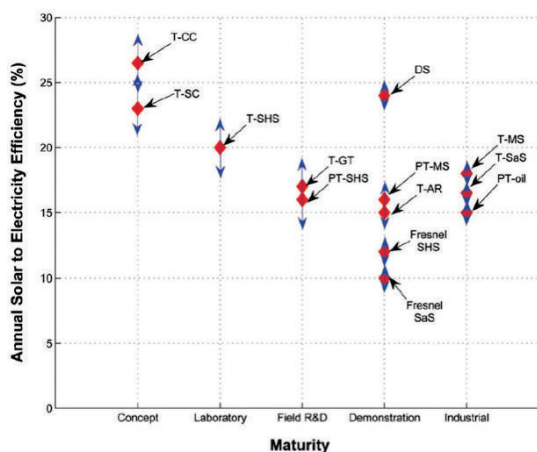


Figura 4 Livello di maturità raggiunto al 2014 dalle diverse tecnologie CSP [1]

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

I sistemi CSP sfruttano energia solare per trasformarla in energia termica, producendo generalmente elettricità tramite turbine a vapore accoppiate a generatori elettrici, o calore di processo o – in prospettiva – combustibili di sintesi, con il contemporaneo utilizzo di sistemi di accumulo termico. Sono quindi strettamente in relazione con i cicli termodinamici Stirling e Rankine. La tecnologia è anche in relazione con l'impiego di combustibili fossili (in particolare gas naturale) o biomasse, in quanto vi sono schemi di impianti ibridi in tal senso già operanti. La presenza di sistemi di accumulo termico a basso costo è attualmente il principale fattore di merito in rapporto ad altre tecnologie rinnovabili, in particolare al solare fotovoltaico, e gioca quindi un ruolo essenziale per il successo della tecnologia nell'ambito della produzione elettrica in reti ad alta penetrazione di fonti rinnovabili, sia a livello di immissione nella rete di trasmissione che nella rete di distribuzione (in un'ottica smart-grid).

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia è strettamente legata alla produzione energetica ma la sua messa in opera è ovviamente legata al settore delle costruzioni, dell'ottica, della meccanica, dell'impiantistica termica (piping), elettrica ed elettronica, dell'informatica. Gli impianti CSP, generalmente posti in zone particolarmente aride, possono inoltre essere utilizzati per impieghi di dissalazione, o utilizzando il calore dell'impianto per i processi di distillazione o la potenza sviluppata in processi meccanici (osmosi inversa, compressione meccanica di vapore).

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

La necessità di sviluppare opportuni parchi solari è legata alla disponibilità di territorio adatto con una sufficiente irradiazione solare. È necessaria la presenza di un irraggiamento diretto (DNI) con valori superiori a 1700 kWh/m² anno. Con valori intorno a 2000 kWh/m² anno (riscontrabili ad esempio in Sicilia) sono necessari da 1 a 3 ettari di territorio per MW di capacità installata, a seconda della tecnologia adottata ([3],[24]) e del costo dei terreni.

In generale, si considera un uso di territorio pari a circa 10-20 m²/(MWh/y) per le diverse famiglie di tecnologie. Di conseguenza, un impianto di media dimensione deve prevedere diverse centinaia di ettari piani ad insolazione diretta e questo limita di conseguenza i siti disponibili [3]. Disponibilità d'acqua, necessità di territori pianeggianti (in competizione quindi spesso con gli usi agricoli), impatto ambientale (visivo) e questioni autorizzative sono comunque i principali ostacoli per la diffusione della tecnologia in ambito nazionale.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Gli impianti CSP abbisognano di più materiali di quanto generalmente considerato per impianti convenzionali, ma questi sono costituiti per il 95% da cemento, acciaio e vetro, cioè materiali facilmente riciclabili. Problemi possono insorgere nei ricevitori parabolici, quando viene utilizzato come fluido vettore il mix bifenile/bifenil etere che può prendere fuoco e potenzialmente inquinare suolo e acque [1]. Il problema è comunque risolto quando questo venga sostituito con acqua o sali fusi. Sebbene le emissioni di CO₂ siano molto ridotte, l'utilizzo di sali azotati come fluidi vettore o mezzi di accumulo può portare a emissioni significative di N₂O.

La tecnologia applicata a grandi impianti impatta sulla geografia del sito di installazione. Importante è la presenza di risorsa idrica, in quanto significative quantità di acqua sono necessarie per il raffreddamento e la pulizia degli specchi [3]; un tipico impianto a collettore parabolico usa infatti 0.4-0.5 milioni di m³ di acqua all'anno per il raffreddamento del ciclo termodinamico [1], ma ciò può essere drasticamente ridotto utilizzando sistemi di raffreddamento a secco. Questo consumo è analogo a quello degli impianti termoelettrici tradizionali, a parità di energia prodotta. È stato recentemente evidenziato come la presenza di raggi solari concentrati negli impianti a torre possa impattare sulla fauna selvatica in particolare sugli uccelli causandone la morte per ustione. Pur essendo il problema presente, viene considerato marginale in rispetto ai decessi causati da impatto con vetrate e veicoli [20]. Oltre alla fauna, la presenza di forti riverberi, se non attentamente considerati, può causare problemi alla visione umana o interferire con il traffico aereo [21]. Dall'alto un impianto solare a specchi appare infatti come una superficie lacustre inattesa. In territori densamente popolati come l'Italia, l'impatto maggiore è legato agli aspetti visivi e di possibile modifica dell'estetica tradizionale del paesaggio, oltre agli aspetti di conflitto con gli usi agricoli e pastorali; relativamente a questi aspetti va valutata la situazione locale, intervenendo con mascheramenti e integrando l'impianto con gli usi agricoli e pastorali, ove presenti.

Emissioni CO₂/MWh

Le emissioni di CO₂ degli impianti solari a concentrazione sono trascurabili rispetto a quelle degli impianti alimentati a fonte fossile, e sono stimate nel range di 15-20 grammi di CO₂/kWh [1].

Emissioni CO₂/MWh evitate

Le emissioni evitate, rispetto alla produzione da fonti fossili, e tenendo conto delle emissioni proprie, sono dell'ordine di 380-980 grammi di CO₂ equivalente per kWh [1].

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza, o rendimento, della tecnologia solare termodinamica è dell'ordine del 16% del totale dell'energia solare incidente (Figura 5) per i collettori parabolici e le torri solari, del 10% nel caso dei collettori Fresnel [21] e con stime presunte raggiungibili del 22% con l'utilizzo di motori Stirling al posto del più comune ciclo Rankine [3] nel caso dei dischi parabolici.

Tuttavia è da notare come l'efficienza di questi sistemi dipenda grandemente dalle condizioni di irraggiamento e abbia ampi margini di miglioramento tecnologico legati sia a sistemi di specchi più efficienti che a materiali termovettori operanti a temperature maggiori. Analogamente ad altre tecnologie rinnovabili che utilizzano una fonte virtualmente "gratuita", l'efficienza di conversione è comunque solo uno degli aspetti che incide sul costo finale dell'energia prodotta. Il tempo di vita di questi impianti è dell'ordine di 25 anni, ma può arrivare a 40 considerando ammodernamenti, come avvenuto per esempio negli impianti SEGS USA.

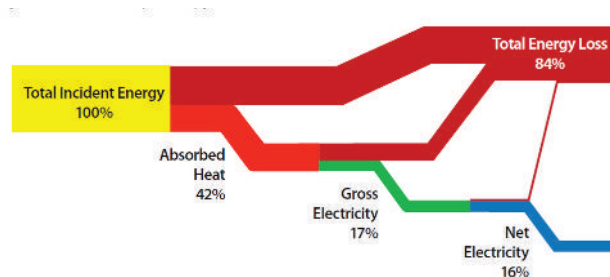


Figura 5 Efficienze di un tipico impianto CSP [3]

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Il *Capital Cost* degli impianti dipende dalla tecnologia in uso e dal suo posizionamento in paesi OECD (*Organisation for Economic Cooperation and Development*) o non OECD. Nel caso dei ricevitori parabolici con potenza tra 50 e 250MW senza accumulo, si attestano tra i 4500 e 6000 €/KW se in paesi OECD, e tra i 2000 e 3600€/KW in paesi non OECD. L'utilizzo di un sistema di accumulo di circa 6h porta il costo tra 5300 e 7200 €/kW. Il LCOE in questo caso (così come nel caso di lenti Fresnel) si attesta nell'intervallo 17-34 c€/kWh senza accumulo e 15-35c€/kWh con un accumulo di 6 ore [15]. Nel caso delle

Torri solari (20-250MW) il costo capitale è compreso tra 5500 e 8000 €/kW (rispettivamente con o senza accumulo) con un LCOE tra 11 e 15 c€/KWh. I sistemi risentono pesantemente degli effetti di scala che possono portare ad una sensibile riduzione dei costi. La competitività economica di questi impianti evolve rapidamente e con modalità non uniformi in considerazione delle situazioni specifiche, in particolare di irraggiamento solare. Mentre il target del programma Sunshot USA (LCOE a 6 UScent/kWh al 2020, per il mercato USA) sembrava irrealistico fino a poco tempo fa, esistono già notizie di offerte commerciali con valori molto bassi, in particolare a Dubai (8 USDcent/KWh per un impianto da 200 MW [27]) e in Cile (6.3 USDcent/KWh per il progetto Copiaco da 240 MW di Solar Reserve [29]). D'altro canto impianti commerciali in Marocco e Cina sono stati aggiudicati con valori di remunerazione più elevata (circa 15 eurocent/kWh nella prima fase del programma cinese).

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Gli impianti solari a concentrazione necessitano di aree in cui è presente un forte irraggiamento solare diretto. L'ingegnerizzazione di impianto è legata al sito e meno standardizzabile rispetto al solare fotovoltaico piano. Il costo di investimento, attualmente maggiore rispetto alla tecnologia fotovoltaica piana, è il principale ostacolo alla diffusione della tecnologia. A questo, soprattutto in Italia, si aggiungono problemi normativi legati all'impatto ambientale e all'ottenimento delle concessioni, che possono allungare i tempi di realizzazione.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Le potenzialità italiane di sviluppare impianti solari termodinamici sono assodate, data la presenza di nuovi operatori. Attualmente sono in programma 120 MW di impianti che dovrebbero usufruire delle tariffe incentivanti previste dal decreto sull'incentivazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili diverse dal Fotovoltaico (D.M. 23-6-2016). Ciò equivale a un fatturato dell'ordine di 750 M€, ovvero 250 M€/anno per i prossimi tre anni. Lo studio ASE del 2014 [31] ha stimato, nell'ipotesi di realizzare 4 impianti solari termodinamici in Sardegna, per un totale di 180 MW, un impatto potenziale sul PIL di 2 miliardi di euro nel periodo 2030-2045 e la creazione di 8300 posti di lavoro durante la fase di costruzione, di cui 5000 in Sardegna.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

La tecnologia solare termodinamica per l'Italia ha una forte valenza in termini di potenziale di esportazione. Imprese italiane hanno già ottenuto successo nell'ambito del programma cinese, per la centrale da 50 MW a sali fusi di Akesai. Paesi leader o attivi nel campo, quali Germania, Corea del Sud, Svizzera e Austria, che non hanno alcuna possibilità concreta di applicare la tecnologia nel proprio territorio, hanno sviluppato la tecnologia in *joint-venture* con paesi, quali Spagna e Marocco, con potenziale ben più elevato. L'Italia dispone di alcune situazioni propizie nel proprio territorio meridionale e insulare, che possono fornire la base per rendere competitive le nostre imprese sui mercati esteri, che già vi operano storicamente (Nord-Africa, Medio Oriente, America Latina; ora anche Cina).

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Come tutte le tecnologie solari, l'utilizzo di CSP per la produzione energetica può sopperire a parte delle necessità di vari settori, riducendo contestualmente l'utilizzo di combustibili fossili. Da notare come la presenza del sistema di accumulo termico a basso costo consente di ridurre le fluttuazioni intrinseche dell'energia solare, consentendo una maggiore dispacciabilità della produzione elettrica e una maggiore penetrazione dell'energia rinnovabile in rete.

Nel medio-lungo termine la possibilità di realizzare la produzione di combustibili di sintesi da fonte solare, attualmente oggetto di ricerca tecnologica anche nell'ambito del solare termodinamico, è l'unico modo per realizzare gli scenari di penetrazione rinnovabile previsti dall'Unione Europea al 2050.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

I principali soggetti impegnati nell'utilizzo della tecnologia sono stati finora ENEL, Falck Renewables e CSP-F, azienda del gruppo FERA. In prospettiva potranno emergere altri soggetti in grado di fornire impianti chiavi in mano nel settore dell'impiantistica energetica e delle costruzioni, operanti in Italia e all'estero.

Sviluppo della tecnologia

I soggetti finora coinvolti nello sviluppo tecnologico sono [24]:

- ENEA
- ENEL
- Maire Tecnimont
- Archimede Solar Energy (ASE) del gruppo Angelantoni, leader mondiale nella produzione di tubi ricevitori ad alta temperatura, attualmente esportati in Cina e Arabia Saudita e altri mercati esteri.
- CSP-F (collettori fresnel lineari e impianti)
- Duplomatic (movimentazione collettori)
- Reflex SpA, che ha recentemente esportato nel 2016 una linea produttiva di specchi in Cina.
- Soltigua e Trivelli Energia (calore di processo)
- Ronda High Tech (collettori e specchi)
- Astroflex (giunti flessibili speciali)
- Meccanotecnica Umbra
- D.D. srl (collettori e sistemi di movimentazione)
- Sarea S.a.g.l. (collettori e componenti per sali fusi)
- Struttura Informatica (simulatori di processo).

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

ENEA: sviluppo di sistemi a concentrazione a sali fusi

CNR: sviluppo di materiali per assorbitori ad alta efficienza (UHTC e nanofluidi) e loro caratterizzazione

Magaldi: sviluppo di sistemi tower con l'impiego di sabbia per l'accumulo.

Archimede Solar Energy (ASE): sviluppo e fornitura di tubi ricevitori per collettori parabolici lineari per olio, vapore, sali fusi, fino a temperature di 550 °C.

BEST PRACTICES

Esempi di best practice internazionali sono gli impianti Andasol ed Extresol da 50 MW in Spagna, i primi ad utilizzare a livello commerciale un sistema di accumulo significativo. I più grandi impianti CSP attualmente sono gli statunitensi Ivanpah (377 MW, a torre) e Mojave (250MW) [15].

Esempio di Best Practice italiane risulta essere sicuramente il primo impianto al mondo con collettori parabolici lineari a sali fusi (Archimede) installato da ENEL a Priolo Gargallo come risultato del progetto solare termodinamico ENEA. Questa tecnologia è attualmente commercializzata in Cina (impianto Akesai da 50 MW, con forniture delle italiane ASE e Reflex Solar).

A fine maggio 2015 un impianto solare a concentrazione che utilizza la tecnologia Fresnel, realizzato dalla CSP-F Solar, è stato inaugurato a San Nicolò D'Arcidano, in provincia di Oristano. L'utente è una piccola industria, il caseificio della Nuova Sarda Industria Casaria, che ha realizzato l'investimento a sue spese. Si tratta di un sistema costituito da 340 specchi che permettono di avere una potenza installata pari a 470 kW termici [19].

Nel Giugno 2106 è stato inaugurato il primo Modulo industriale, da 2 MW th, di una innovativa tecnologia a torre denominata STEM® (Solare Termodinamico Magaldi [30]), presso il Polo Energetico Integrato di San Filippo del Mela di A2A. Gli elementi qualificanti del nuovo sistema sono:

- un sistema ottico innovativo per la concentrazione dei raggi solari
- l'impiego di sabbia, con la tecnologia del letto fluido, come mezzo di accumulo dell'energia termica generata dalla radiazione solare
- la modularità, ovvero la possibilità di creare impianti customizzati eroganti diverse potenze gestendo diverse unità di generazione collegate tra loro, a partire da moduli base da 500 Kwe fino a cluster di moduli della potenza 20 Mwe
- impatto ambientale nullo, a parte l'impatto visivo, poiché i materiali utilizzati sono principalmente acciaio, vetro e sabbia, senza impiego di olii diatermici o sali fusi
- capacità di accumulo fino a 6 h alla Potenza di targa del modulo.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] "Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future" EASAC policy report 16 (2011) (ISBN: 978-3-8047-2944-5)
- [2] X.Xu, K. Vignarooban, B. Hsu, A.M. Kannan, *Renew. Sust. Ener. Rev.* 53 (2016), 1106-1131
- [3] "The Future of Solar Energy" Massachusetts Institute of Technology, 2015 (ISBN: 978-0-92008-9-8)
- [4] E. Sani, L. Mercatelli, M. Meucci, A. Balbo, L. Silvestroni, D. Sciti, , *Solar Energy*, 131 (2016) 199-207
- [5] E. Sani, E. Landi, D. Sciti, V. Medri, , *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 144 (2016) 608-615
- [6] D. Sciti, L. Silvestroni, J.-L. Sans, L. Mercatelli, M. Meucci, E. Sani, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 130 (2014) 208-216
- [7] D. Sciti, L. Silvestroni, L. Mercatelli, J.-L. Sans, E. Sani, , *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 109 (2013) 8-16
- [8] T. Yan, Y. Chen, , *Renew. Sust. Energy Rev.* 14 (2010) 265-76
- [9] J. Karni, A. Kribus, R. Rubin, P. Doron, J. *Solar Energy Eng.* 120 (1998), 85-95
- [10] C.C. Agrafiotis, I. Mavroidis, A.G. Kostandopoulos, B. Hoffschmidt, P. Stobbe, M, Fernandez- V. Quero, *Sol Energy Mater. Sol. Cells* 91 (2007) 474-88
- [11] E. Sani, L. Mercatelli, S. Barison, C. Pagura, F. Agresti, L. Colla, P. Sansoni, , *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95 (2011) 2994-3000
- [12] A. Moradi, E. Sani, M. Simonetti, F. Francini, E. Chiavazzo, P. Asinari, J. *Nanoscience and Nanotechnology*, 15 (2015), 3488-3495
- [13] E. Sani, S. Barison, C. Pagura, L. Mercatelli, P. Sansoni, D. Fontani, D. Jafrancesco, F. Francini, *Optics Express*, 18 (2010) 5179-5187
- [14] E. Sani, P. Di Ninni, L. Colla, S. Barison, F. Agresti, , *J. Nanoscience and Nanotechnology*, 15 (2015), 3568-3573
- [15] *Renewables 2015 Global Status Report* (ISBN 978-3-9815934-6-4)
- [16] M.Liu, N.H. Steven Tay, S. Bell at al, *Renew. Sust. Ener. Rev.*, 56 (2016), 1411-1432
- [17] <http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/>
- [18] "Solar Thermal and Concentrated Solar Power Barometer" EuroObserver (2015)
- [19] <http://www.qualenergia.it/articoli/20150716-vapore-solare-per-produzione-di-formaggi>
- [20] ANEST-Associazione Nazionale Energia Solare Termodinamica, <http://anest-italia.it>
- [21] Erickson WP, Johnson GD, Strickland MD, Young DP, Sernka KJ, Good RE. National wind coordinating committee (NWCC) resource document. Chey- enne, WY, USA: Western EcoSystems Technology Inc.; 2001.
- [22] www.solarpaces.org
- [23] Solar Thermal Electricity – Global outlook 2016 – Greenpeace-ESTELA-SolarPACES, 2016 <http://www.solarpaces.org/component/phocadownload/category/8-library?download=6:solar-thermal-electricity-global-outlook-2016>
- [24] T. Crescenzi, M. Falchetta, A. Fontanella, E. Metelli, A. Miliuzzi, F. Spinelli, L. Sipione – Opportunità di applicazione delle tecnologie solari termodinamiche in Italia – ENEA 2016 – ISBN. 978-88-8286-337-7 <http://www.enea.it/it/pubblicazioni/edizioni-enea/2016/applicazioni-tecnologie-solari>
- [25] Fonte: CSP Today www.csptoday.com
- [26] Report of the Expert Group on 175 GW RE by 2022 – National Institution for Transforming India http://niti.gov.in/writereaddata/files/writereaddata/files/document_publication/report-175-GW-RE.pdf
- [27] Dubai set to hit record-low Middle east CSP price on its first project http://social.csptoday.com/markets/dubai-set-hit-record-low-middle-east-csp-price-its-first-project?utm_campaign=CSP+21SEP16+Newsletter++English&utm_medium=email&utm_source=Eloqua&elqTrackId=279caa0c4634bf3b3a281d848870da6&elq=0c65b6fd75d74e3fa198d5beef2d9a99&elqaid=22402&elqat=1&elqCampaignId=9922
- [28] Presentazioni nazionali nel corso del Meeting del Comitato Esecutivo di SolarPACES, 5-6 Aprile 2016, Zurigo, cui presenza l'ing. Massimo falchetta (ENEA) in rappresentanza dell'Italia.
- [29] SolarReserve eyes Chile CSP wins as surplus PV disrupt markets http://social.csptoday.com/markets/solarreserve-eyes-chile-csp-wins-surplus-pv-disrupts-markets?utm_campaign=CSP+07SEP16+Newsletter&utm_medium=email&utm_source=Eloqua&elqTrackId=f40206a7684b4a9592791e0b26e992bc&elq=580ae9e29a574a7bae55a9a5a54cb76b&elqaid=22079&elqat=1&elqCampaignId=9719
- [30] Termodinamico STEM: inaugurato il 1° impianto al mondo in Sicilia <http://www.rinnovabili.it/energia/termodinamico/termodinamico-stem-impianto-sicilia-666/>
- [31] F. Angelantoni – Il solare termodinamico: un'opportunità per il paese. *Energia ambiente Innovazione* 5/2014, ENEA – DOI 10.12910/EAI/2014-84