



**ENEA**

AGENZIA NAZIONALE PER LE NUOVE TECNOLOGIE,  
L'ENERGIA E LO SVILUPPO ECONOMICO SOSTENIBILE

Ricerca  
e innovazione  
per un futuro  
low-carbon

Le Fonti  
Rinnovabili 2010





## Scheda tecnologica: SOLARE TERMODINAMICO

### Descrizione e stato dell'arte

Le applicazioni industriali delle tecnologie solari termodinamiche ad alta temperatura (generalmente note con l'acronimo inglese CSP, Concentrating Solar Power), stanno registrando una forte rivitalizzazione che segue a distanza di 25 anni i successi degli anni ottanta, culminati con la realizzazione dei 9 impianti SEGS I-IX della centrale di Kramer Junction in California (USA) tuttora in esercizio per un totale di 354 MWe, e la successiva fase di stallo, durata all'incirca 15 anni, conseguente alla stabilizzazione del mercato energetico internazionale basato sui combustibili fossili a basso prezzo che ha scoraggiato di fatto investimenti in questo settore. I progetti già operativi a fine 2008 di nuovi impianti commerciali in Europa (PS10, ANDASOL 1) e negli Stati Uniti (Nevada Solar One), e ancor di più quelli in costruzione a fine 2008 nel mondo, riportati nelle tabelle 1 e 2, sono la dimostrazione dell'interesse per gli impianti solari termoelettrici da parte dei Paesi più industrializzati e delle istituzioni internazionali che promuovono lo sviluppo tecnologico nei Paesi in via di sviluppo.

**Tabella 1 – Impianti CSP in esercizio a fine 2008**

Nome dell'impianto	Potenza netta [MWe]	Tipo	Costruttore	Paese	Inizio servizio
SEGS I-IX	384	Trough	Luz	USA	1985÷1991
Arizona Public Services Saguaro Project	1	Trough	Solargenix Energy	USA	2006
Nevada Solar One	64	Trough	Acciona, Solargenix Energy	USA	2007
PS10	11	Tower	Abengoa Solar	Spagna	2007
Liddell Power Station	0,36	Fresnel		Australia	2007
Andasol 1	50	Trough	Solar Millenium, ACS/Cobra	Spagna	2009
Puerto Errado 1	2	Fresnel	Tubo Sol Murcia, S.A.	Spagna	2009

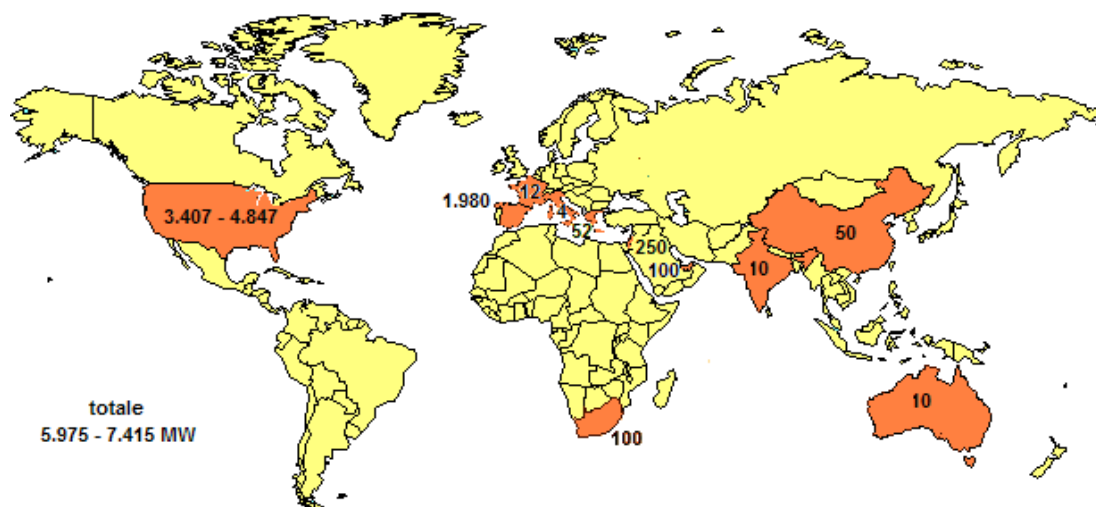
Fonte: DLR – REACCESS Project

**Tabella 2 – Impianti CSP in costruzione a fine 2008**

Nome dell'impianto	Potenza netta [MWe]	Tipo	Costruttore	Paese
Martin Next Generation Solar Energy Center	75	ISCC	FPL	USA
Andasol 2, 3	2 x 50	Trough	Solar Millenium, ACS/ Cobra + al.	Spagna
Extresol 1	50	Trough	ACS/Cobra	Spagna
Solnova 1, 3	2 x 50	Trough	Abengoa Solar	Spagna
Puertollano	50	Trough	Iberdrola	Spagna
La Risca 1 or Alvarado	50	Trough	Acciona	Spagna
Kuraymat Plant	25	ISCC	Solar Millenium	Egitto
Hassi R'mel	20	ISCC	Abengoa Solar	Algeria
Ain Beni Mathar Plant	20	ISCC	Abengoa Solar	Morocco
PS 20	20	Tower	Abengoa Solar	Spagna
Solar Tres	19	Tower	Sener/Torrosol	Spagna
Esolar Demonstrator	5	Tower	Esolar	USA
Kimberlina	5	Fresnel	Ausra	USA
Keahole Solar Power	1	Trough	Sopogy	USA

Fonte: DLR – REACCESS Project

Figura 1 – Nuove installazioni di impianti CSP annunciate a fine 2008



Fonte: DLR – REACCESS Project

In questi impianti la radiazione solare, per poter essere convertita in calore ad alta temperatura, deve essere concentrata; ciò comporta la perdita della sua componente diffusa e lo sfruttamento della sola componente diretta.

La potenza elettrica totale di impianti CSP installata o in realizzazione nel mondo a fine 2008, secondo le liste riportate nelle precedenti [tabelle 1 e 2](#), ammonta a 1.022 MW.

Ma ancora più interessante è la rapida diffusione di questa tecnologia dimostrata dalla quantità di nuove installazioni di impianti CSP annunciate a fine 2008 (parecchi dei quali già in fase di avanzata realizzazione come l'Impianto Archimede in Italia), con la distribuzione geografica di cui alla [figura 1](#) e la lista riportata in [tabella 3](#), corrispondenti ad una potenza elettrica totale di 5.975÷7.415 MW.

L'obiettivo degli impianti solari a concentrazione è quello di utilizzare l'energia solare in sostituzione dei tradizionali combustibili fossili per produrre calore, ad alta temperatura, impiegabile in processi industriali o nella produzione di energia elettrica, evitando così le emissioni climalteranti ed inquinanti in atmosfera. Allo stato attuale la generazione di energia elettrica è l'obiettivo principale degli impianti solari a concentrazione: per ovviare alla variabilità della sorgente solare il calore può essere accumulato durante il giorno rendendo il sistema più flessibile e rispondente alle esigenze dei processi produttivi, o, in alternativa si può ricorrere all'integrazione con combustibili fossili o rinnovabili.

Gli impianti solari possono utilizzare diverse tecnologie per la concentrazione della radiazione solare. In essi, tuttavia, è sempre possibile identificare le fasi di raccolta e concentrazione della radiazione solare, di conversione della radiazione in energia termica, di trasporto (ed eventuale accumulo) e di utilizzo dell'energia termica.

La raccolta e la concentrazione della radiazione solare avvengono con l'ausilio di superfici riflettenti, normalmente specchi ottici ad elevato grado di riflessione, per convogliare i raggi solari sui ricevitori che trasferiscono l'energia al fluido termovettore che circola al loro interno.

Prima dell'utilizzo nel processo produttivo, l'energia termica trasportata dal fluido può essere accumulata in serbatoi, sfruttando il calore sensibile del fluido stesso o utilizzando materiali inerti ad elevata capacità termica o sostanze varie sfruttando l'energia in cambiamento di fase o in reazioni di trasformazione chimica, rendendo in questo modo l'energia solare, per sua natura variabile, una sorgente di energia disponibile con continuità.

**Tabella 3 – Nuove installazioni di impianti CSP annunciate a fine 2008**

Nome dell'impianto	Potenza netta [MWe]	Tipo	Costruttore	Paese
Ivanpah 1, 2, 3, other	123, 100, 200, 100 (+400)	Tower	Brightsource	USA
Mojave Solar Park	553	Trough	Solel	USA
SES Solar One, Two	500 (+300), 300 (+600)	Dish	Stirling Energy Systems	USA
Solana	280	Trough	Abengoa	USA
Carrizo Solar Farm	177	Fresnel	Ausra	USA
Beacon Solar Energy Project	250	Trough	FPL	USA
Gaskell Sun Tower	105-245	Tower	Esolar	USA
San Joaquin Solar 1 & 2	107	Trough	Martifer Renewables	USA
City of Palmdale Hybrid Power Project	62	ISCC		USA
Harper Lake Energy Park	500	Trough		USA
Victorville 2 Hybrid Power P.	50	ISCC		USA
Lebrija 1	50	Trough	Solel	Spagna
Andasol 4; Extresol 2, 3; Manchasol 1,2	5 x 50	Trough	ACS/Cobra	Spagna
Andasol 5, 6, 7	3 x 50	Trough	Solar Millenium	Spagna
Solnova 2, 4, 5; Ecija 1, 2; Helios 1, 2; Almaden Plant	8 x 50	Trough	Abengoa	Spagna
AZ 20, Almaden Plant	2 x 20	Tower	Abengoa	Spagna
Aznalcollar TH	0,08	Dish	Abengoa	Spagna
Termesol 50, Arcosol 50	2 x 50	Trough	Sener	Spagna
Ibersol Badajoz; Ibersol Valdecaballeros 1, 2; Ibersol: Sevilla, Almeria, Abacete, Mursia, Zamora	8 x 50	Trough	Iberdrola	Spagna
Enerstar Villena Power Plant	50	Trough	Enerstar	Spagna
Gotasol	10	Fresnel	Solar Power Group	Spagna
Aste 1 A, 1 B, 3, 4; Astexol 1,2	5 x 50	Trough	Aries	Spagna
Puerto Errado 2	30	Fresnel	Tubo Sol Murcia, S.A.	Spagna
La Risca 2; Palma del Rio 1, 2	3 x 50	Trough	Acciona	Spagna
Consol 1, 2	2 x 50	Trough	Conergy	Spagna

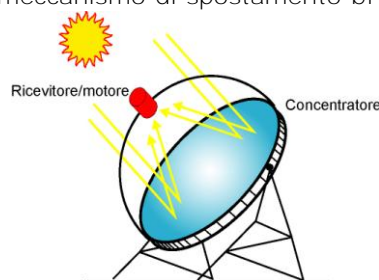
Fonte: DLR – REACCESS Project

I sistemi a concentrazione solare sono suddivisi in sistemi lineari, più semplici per caratterizzazione tecnica ma con un più basso fattore di concentrazione, o puntuali, capaci di spingersi invece alle più elevate temperature del fluido termovettore.

Per geometria e disposizione del concentratore rispetto al ricevitore si possono distinguere principalmente quattro tipologie impiantistiche: i collettori a disco parabolico (Dish), i sistemi a torre centrale (Tower), i collettori parabolici lineari (Trough) e i collettori lineari Fresnel (Fresnel).

I **concentratori a disco parabolico** utilizzano pannelli riflettenti di forma parabolica che inseguono il movimento del disco solare attraverso un meccanismo di spostamento bi-assiale, concentrando la radiazione incidente su un ricevitore posizionato nel punto focale. Il calore ad alta temperatura viene comunemente trasferito ad un fluido ed utilizzato in un motore, posizionato al di sopra del ricevitore, dove viene prodotta direttamente energia elettrica. Per questi sistemi, il ricevitore rappresenta il componente tecnologicamente più avanzato e costoso, con la funzione di assorbire la radiazione riflessa dal concentratore e trasferirla al fluido di lavoro.

Gli alti fattori di concentrazione (superiori a 2.000) permettono di ottenere temperature di funzionamento tra le più elevate, con rendimenti previsti di conversione dell'energia solare in energia elettrica intorno al 30%,

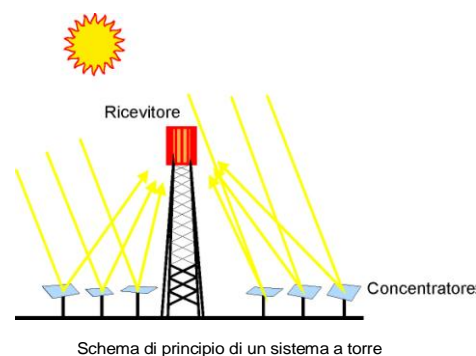


Schema di principio di un disco parabolico

superiori a quelli delle altre tecnologie solari disponibili. Per questi requisiti, con una radiazione solare diretta di  $1.000 \text{ W/m}^2$ , un concentratore di 10 m di diametro è in grado di erogare una potenza elettrica di circa 25 kW. La dimensione dei concentratori attuali, per motivi esclusivamente economici, non va oltre i 15 m di diametro, limitando la potenza dei concentratori parabolici a disco a circa 30 kWe. La tecnologia disponibile, di tipo modulare, consente la realizzazione di centrali di produzione di piccola potenza per utenze isolate utilizzando motori con cicli Stirling e Bryton secondo cui il fluido di lavoro viene compresso, riscaldato e fatto espandere attraverso una turbina o un pistone per produrre lavoro e quindi energia elettrica attraverso un generatore o alternatore.

I **systemi a torre con ricevitore centrale** utilizzano pannelli riflettenti di tipo piano (eliostati), ad inseguimento tilt-azimutale del disco solare, che concentrano la radiazione **diretta su un singolo ricevitore posto sulla sommità di una torre, all'interno del quale viene fatto circolare un fluido termovettore per l'asportazione del calore generato. L'energia termica prodotta può essere utilizzata per la produzione di energia elettrica o direttamente come calore di processo.** Il concentratore è costituito da un elevato numero di elio-stati a formare una superficie riflettente di notevole estensione (campo solare). I raggi solari che incidono sugli elio-stati vengono riflessi su un unico punto fisso, la cui altezza al suolo dipende **dall'estensione stessa del campo.**

Gli elio-stati, il cui posizionamento a terra può coprire centinaia di metri quadrati di estensione, sono posizionati per accerchiare completamente la torre ricevente o disposti ad emiciclo sul lato nord, distanziati tra loro in entrambe le configurazioni per evitare fenomeni di mutuo ombreggiamento.



La superficie di ciascun elio-stato può raggiungere i  $170 \text{ m}^2$  di estensione utilizzando, come materiale riflettente, specchi in vetro, membrane riflettenti o fogli metallici.

Il fattore di concentrazione dei sistemi a torre con ricevitore centrale, da 500 a 2000, potrebbe consentire il raggiungimento di temperature operative fino a  $1000 \text{ }^\circ\text{C}$ , con conseguenti alti rendimenti di generazione elettrica e possibilità di alimentazione di un sistema di accumulo termico, cosa che renderebbe questo tipo di impianti capaci di coprire efficacemente la domanda di energia. Per questa tecnologia i rendimenti previsti si aggirano intorno al 18-20%.

**Con una potenza di 11 MWe, l'impianto spagnolo PS 10 risulta la prima realizzazione commerciale della tecnologia di concentrazione a torre.** Entrato in esercizio nel 2007, il suo campo solare è composto da 624 elio-stati di  $120 \text{ m}^2$  ciascuno, per una superficie totale impegnata di circa  $75.000 \text{ m}^2$ . Tuttavia le temperature di esercizio sono del ricevitore sono ancora limitate ad un ciclo a vapore saturo a  $250 \text{ }^\circ\text{C}$  e 40 bar.

**Sono stati sperimentati diversi fluidi per lo scambio termico all'interno del ricevitore e per l'accumulo dell'energia termica. Fra questi il più promettente è costituito da una miscela di sali fusi composta da nitrati di sodio e potassio sperimentati fino a  $565 \text{ }^\circ\text{C}$  nella prima installazione sperimentale da 10 MWe denominata Solar One/Two negli USA che è stata operativa fino al 2000, con accumulo dell'energia termica in serbatoi compatti a pressione atmosferica, che hanno fatto da apripista alle applicazioni più recenti.** I sali, prelevati da un serbatoio a bassa temperatura, vengono fatti circolare attraverso il ricevitore situato sulla sommità della torre e scaldandosi fino oltre i  $565 \text{ }^\circ\text{C}$ , vengono inviati nel serbatoio di accumulo ad alta temperatura. La portata del fluido è **modulata secondo l'intensità della radiazione solare per mantenere costante la temperatura del fluido termovettore in uscita dal ricevitore.** La miscela di sali fusi per la produzione di energia elettrica è inviata dal serbatoio caldo ad uno scambiatore (generatore di vapore), dove viene prodotto vapore ad alta pressione e temperatura utilizzato in un ciclo termoelettrico convenzionale.

Sempre in Spagna è attualmente in realizzazione un altro impianto a torre, Solar Tres, con una potenza di targa di 17 MWe ed un campo solare costituito da 2.600 elio-stati da  $115 \text{ m}^2$ . **L'impianto dispone di un accumulo termico progettato per garantire 15 ore di funzionamento continuato alla potenza nominale dichiarata, per un numero di ore di funzionamento annuo pari a 6500.**

Un'evoluzione della tecnologia a torre con ricevitore centrale è quella di posizionare il ricevitore a terra, all'esterno dalla torre. Questa soluzione si presenta molto vantaggiosa per campi solari di notevoli estensioni, con un migliore rendimento ottico ed una distribuzione più stabile del flusso termico. L'estrema semplificazione dell'impianto (apparecchiature posizionate al suolo) si realizza con l'introduzione di un riflettore iperbolico, installato sulla torre, necessario per riflettere la radiazione solare diretta sul ricevitore.

Tra le tecnologie solari termiche per la produzione di energia elettrica su larga scala, i sistemi con **concentratori parabolici lineari** sono quelli con la maggiore maturità commerciale. Di fatto, ciò è largamente dimostrato dall'esperienza di esercizio dei nove impianti SEGS (Solar Electric Generating Systems) in funzione dalla metà degli anni 80 per una potenza complessiva di 354 MWe e dalle recenti realizzazioni operative o in fase avanzata di costruzione. I concentratori utilizzati sono del tipo lineare (cilindrico) a profilo parabolico, con superfici riflettenti ad inseguimento monoassiale del disco solare. La concentrazione della radiazione solare avviene su di un tubo ricevitore disposto lungo i fuochi della parabola: **l'energia da esso assorbita è trasferita ad un fluido termovettore** che negli impianti attualmente in esercizio è costituito da oli diatermici con il limite di temperatura massima raggiungibile di circa 390 °C.

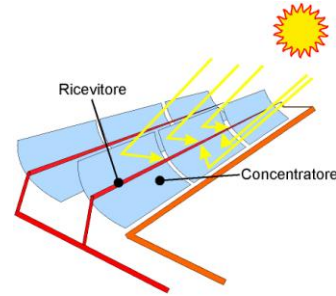
I pannelli riflettenti, con concentrazione tipica di circa 80 soli, sono normalmente costituiti da specchi in vetro o materiale composito reso riflettente nella superficie esterna da depositi di materiali o pellicole riflettenti con effetto specchio.

Il valore di efficienza dei concentratori parabolici lineari dipende principalmente dal rendimento ottico del concentratore (accuratezza della struttura e caratteristiche dei pannelli riflettenti) e dal rendimento del tubo ricevitore che deve assorbire energia solare concentrata minimizzando le dispersioni termiche. Il ricevitore, situato sulla linea focale dei concentratori, è formato dalla giunzione in serie di elementi cilindri concentrici, costituiti da coppie di tubi coassiali, di vetro in borosilicato il tubo esterno e di acciaio l'interno, tra cui è fatto il vuoto per ridurre le dispersioni termiche convettive. Il fluido termovettore circolante attraverso le stringhe di collettori si scalda per effetto della radiazione solare incidente, veicolando calore ad alta temperatura raccolto ed utilizzato normalmente per la produzione di energia elettrica in impianti a vapore o a ciclo combinato. In questi impianti può essere presente una caldaia ausiliaria di integrazione come un sistema di accumulo termico.

I principali progetti attualmente in fase di realizzazione utilizzano la tecnologia dei paraboloidi lineari e, in misura minore, quella delle torri centrali. Questi nuovi impianti prevedono l'uso quasi esclusivo della fonte solare; in tale contesto vengono sviluppate le tecnologie di stoccaggio termico con le quali le centrali potranno elevare le ore annue di funzionamento dalle attuali 2.500-3.000 alle oltre 5.000. Per questa tecnologia sono previsti rendimenti finali nell'ordine del 16-18%.

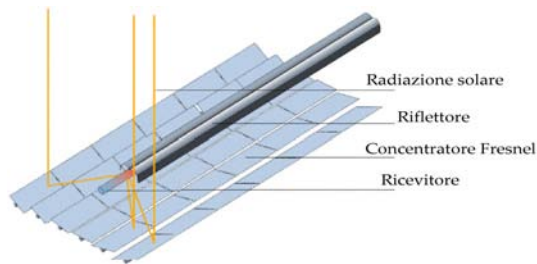
Il parco mondiale del solare termodinamico, dai 355 MW odierni installati, prevede secondo uno scenario al 2025 preparato nel 2005 dalla European Solar Thermal Industry Association (ESTELA) che si passi rispettivamente a circa 6.400 MW nel 2015 e a 37.000 MW nel 2025. Nel 2025 si prevede una produzione di energia elettrica pari a 95 TWh. Gli impianti dimostrativi in esercizio o di prossima sperimentazione costituiranno comunque il banco di prova per future decisioni sugli investimenti nel settore.

Il futuro prevede un ricorso notevole all'integrazione dei campi solari in impianti a ciclo combinato, alimentati a gas, nei quali il contributo termico del solare è reso disponibile nelle sezioni di recupero degli impianti ISCC (Integrated Solar Combined Cycle). L'integrazione del solare termodinamico con l'utilizzo della fonte fossile è già in essere in molti impianti USA, con un contributo su base annua del fossile dell'ordine del 30%. Nei suddetti impianti ISCC il contributo solare è verosimilmente modesto in termini percentuali (dell'ordine del 10%) ma comunque elevato in assoluto in considerazione della potenza rilevante di queste grandi unità.



Schema di principio di un sistema a collettori parabolici lineari

Una evoluzione più recente dei collettori lineari è quella dei sistemi con *collettore lineare Fresnel*, che è costituito da una serie di eliostati lineari posti orizzontalmente in prossimità del suolo che riflettono e concentrano la radiazione solare diretta su un tubo ricevitore posto ad una decina di metri circa da terra. Gli eliostati ruotano sull'asse longitudinale per inseguire il moto del sole e riflettere costantemente la radiazione solare sul tubo ricevitore.



Schema di principio di un sistema a collettori lineari di Fresnel

I collettori lineari di Fresnel sono meno costosi delle parabole lineari per la maggiore semplicità strutturale; per unità di potenza di picco occupano meno superficie di terreno e sono meno esposti all'azione del vento, trovandosi più vicini al suolo e in angolazione quasi orizzontale. Per contro, hanno minore precisione di puntamento e consentono di raggiungere temperature inferiori, con un minor rendimento atteso rispetto ai concentratori parabolici lineari.

Questa tecnologia ha come campo di applicazione ottimale la generazione diretta di vapore come integrazione per centrali termoelettriche a combustione. Attualmente è in fase di sperimentazione in Australia, in Spagna, in Germania e anche in Italia.

### Prospettive tecnologiche e R&S

Negli impianti solari a concentrazione, la radiazione solare, per poter essere trasformata in calore utile ad alta temperatura, deve essere concentrata; ciò comporta, a differenza della tecnologia fotovoltaica, la perdita della componente diffusa e lo sfruttamento della sola componente diretta della radiazione. Pertanto, sotto il profilo della disponibilità della fonte, i siti idonei per l'installazione di questi impianti termoelettrici sono quelli in cui la radiazione solare diretta media annua al suolo è superiore a circa  $200 \text{ W/m}^2$ , corrispondente ad una energia annua di  $1.750 \text{ kWh/m}^2$  e che in condizioni ottimali può arrivare al valore di  $320 \text{ W/m}^2$ , corrispondente ad una energia di  $2.800 \text{ kWh/m}^2$  anno.

L'utilità di sviluppare la tecnologia solare termodinamica è legata al contributo che essa può dare alla diversificazione delle fonti energetiche e alla riduzione delle emissioni di anidride carbonica, ma anche alle opportunità di mercato, soprattutto internazionale, per le industrie italiane, in previsione di uno sviluppo significativo di queste applicazioni in diversi Paesi. Nel panorama delle fonti energetiche rinnovabili, il solare termodinamico trova il campo ottimale di applicazione per impianti di grandi dimensioni, dell'ordine del centinaio di MW, installati in zone con elevata insolazione diretta e disponibilità di terreno non appetibile per utilizzazioni alternative. Le limitazioni tecnologiche riguardano in particolare, come per tutte le rinnovabili, il problema della aleatorietà della produzione: per un corretto esercizio della rete elettrica occorre predisporre in stand-by una potenza equivalente da fonte non rinnovabile, con oneri notevoli nel caso di una applicazione impiantistica molto ampia.

Uno dei punti chiave per lo sviluppo della tecnologia solare termodinamica è legato alla temperatura massima raggiungibile e quindi alle caratteristiche del vapore che può essere prodotto: nel caso di temperatura non sufficientemente alta non è possibile utilizzare turbine di tipo commerciale ed è necessario ricorrere a caldaie integrative a combustibile per il surriscaldamento, oppure utilizzare turbine fuori standard, con aumento in entrambi i casi del costo di impianto e degli oneri d'esercizio.

Posizioni di forza nel mercato del solare termodinamico sono sostenute tradizionalmente dagli Stati Uniti e dall'Europa, con la Spagna, che ha favorito un notevole programma realizzativo con importanti contributi statali alla vendita di energia elettrica prodotta con impianti solari termodinamici e la Germania, leader mondiale nella produzione di tubi ricevitori.

In Italia, grazie alle innovazioni introdotte e l'attività di dimostrazione industriale in atto, l'ENEA costituisce un riferimento scientifico mondiale del settore con l'ambizione di diventare nei prossimi anni anche un riferimento tecnologico. Diverse industrie italiane già operano nel solare termodinamico in collaborazione con l'ENEA, sia nella realizzazione di impianti dimostrativi, sia nella produzione dei componenti di impianto orientati verso produzioni industriali.



**Figura 2 – Impianto solare Archimede**



Fonte: ENEA - Progetto Archimede. Impianto realizzato da Enel su tecnologia ENEA

La più significativa realizzazione dimostrativa del solare termodinamico italiano è il **progetto "Archimede" condotto in collaborazione con Enel Produzione S.p.A., finalizzato a dimostrare la possibilità di integrare gli impianti termoelettrici esistenti, specialmente quelli a ciclo combinato, con la nuova tecnologia solare (figura 2).**

Il progetto Archimede prevede la realizzazione di un impianto solare termodinamico da integrare alla centrale termoelettrica Enel di Priolo Gargallo, in Sicilia, costituito da un modulo da 5 MWe, già sufficiente a dimostrare **l'applicabilità della tecnologia solare ENEA in impianti di potenza. L'inizio dei lavori di costruzione è previsto a conclusione del lungo iter autorizzativo e l'entrata in esercizio dell'impianto entro il 2009.**

La tecnologia solare termodinamica sviluppata dall'ENEA [tabella 4] prevede un sistema di accumulo termico efficiente e relativamente poco costoso che consente di produrre energia elettrica indipendentemente dalla disponibilità momentanea di irraggiamento solare.

La tecnologia del tubo ricevitore prevede un rivestimento otticamente selettivo, che insieme all'accuratezza geometrica dei collettori parabolici e alla precisione di puntamento del disco solare consente di raggiungere una temperatura maggiore di oltre 150 °C rispetto agli impianti solari di generazione precedente.

**Nel progetto Archimede, l'olio termico è sostituito da una miscela di sali fusi, stabile fino a 600 °C, non infiammabile e rapidamente solidificante in caso di fuoriuscita accidentale, risultando, pertanto, non problematica sotto il profilo ambientale.**

**Il sito per la realizzazione dell'impianto solare dimostrativo del progetto Archimede è ubicato in Località Pantano Pozzillo, nel territorio del Comune di Priolo Gargallo (Siracusa). Il terreno, di proprietà di Enel, ha una estensione di circa 100 ettari, di cui 30 occupati dalla centrale termoelettrica di Priolo, in servizio dal 1979, recentemente rinnovata per utilizzare metano in un ciclo combinato ad alta efficienza. L'architettura dell'impianto esistente si compone di due sezioni da 380 MWe ciascuna (250 MWe il gruppo turbogas e 130 MWe il gruppo vapore), per una potenza complessiva di 760 MWe. L'impianto solare verrà costruito all'interno dello stabilimento, in un'area attigua alla centrale. Il campo solare è costituito da 54 collettori parabolici lineari [figura 3] disposti su 18 file e collegati tra loro in modo da formare 9 circuiti in parallelo.**

**L'integrazione dell'impianto solare con la centrale termoelettrica esistente consente di evitare l'installazione della turbina e degli altri componenti del ciclo termico per l'utilizzazione del vapore prodotto dalla fonte solare.**



**Tabella 4 – Principali caratteristiche del Progetto Archimede**

Orientamento collettori	NS	
Radiazione diretta normale	1.936	kWh/(m <sup>2</sup> anno)
Radiazione media annua sui collettori	1.556	kWh/(m <sup>2</sup> anno)
Numero di collettori	54	
Superficie collettori	30.600	m <sup>2</sup>
Potenza di picco del campo solare	23	MWth
Temperatura serbatoio caldo	550	°C
Temperatura serbatoio freddo	290	°C
Rendimento medio annuo di raccolta	53,3	%
Capacità accumulo	80	MWh
Potenza termica massima del generatore di vapore	12	MWth
Potenza elettrica nominale	4,96	MWe
Energia elettrica netta prodotta	9,16	GWhe/anno
Ore annue di funzionamento previste	5.110	h/anno
Fattore di utilizzazione dell'impianto	36,2	%
Rendimento medio annuo elettrico netto sul DNI	14,7	%
Risparmio di energia primaria	2.015	tep / anno
Emissione CO <sub>2</sub> evitata	6.291	t / anno

Fonte: ENEA - Progetto Archimede

**Figura 3 – Collettori parabolici lineari**



Fonte: ENEA – Impianto Prova Collettori Solari presso il Centro Ricerche ENEA della Casaccia

I principali elementi dello schema funzionale dell'impianto integrato Archimede quindi sono il campo solare, il sistema di accumulo ed il generatore di vapore.

Il campo solare ha la funzione di **captare l'energia solare, rifletterla e concentrarla**, mediante specchi parabolici lineari, sui tubi ricevitori posti sulla linea focale dei collettori. **L'energia solare viene trasferita al fluido termovettore che scorre all'interno dei tubi ricevitori, si riscalda e viene infine immagazzinata in un apposito serbatoio.**

Il fluido termovettore è costituito da una miscela di sali fusi (60% di nitrato di sodio e 40% di nitrato di potassio) comunemente impiegati in agricoltura come fertilizzante e in alcune lavorazioni industriali.

Tale miscela è liquida al di sopra dei 230 °C e rimane stabile fino a 600 °C; ha buone caratteristiche termiche e risulta particolarmente vantaggiosa per il trasporto e per **l'immagazzinamento del calore**. I nitrati di sodio e di potassio hanno un costo sensibilmente inferiore rispetto agli oli diatermici utilizzati in altri impianti solari e possono **essere facilmente smaltiti al termine della vita utile dell'impianto solare, prevista in circa 30 anni**.

Il sistema di accumulo ha il compito di immagazzinare l'energia termica assorbita dal campo solare quando è in eccesso rispetto alle esigenze momentanee di produzione elettrica e renderla disponibile in funzione della richiesta, in forma differita nel tempo. Tale sistema è costituito da due serbatoi che operano a diverse temperature: 290° C il serbatoio "freddo" e 550° C il serbatoio "caldo".

L'accumulo è collegato al campo solare e al generatore di vapore con tubazioni isolate termicamente. In presenza di radiazione solare il fluido termico è prelevato dal serbatoio freddo e circola attraverso i tubi ricevitori posti sulla linea focale dei collettori parabolici, dove si riscalda fino a 550 °C per raggiungere il serbatoio caldo (accumulo di energia termica). La portata dei sali fusi nei tubi ricevitori viene regolata in funzione dell'intensità della radiazione solare, in modo da mantenere costante la temperatura finale. Il generatore di vapore (costituito da tre scambiatori di calore separati, economizzatore, evaporatore e surriscaldatore) consente di trasformare l'energia termica accumulata nei sali fusi del serbatoio caldo in vapore surriscaldato idoneo all'utilizzo nelle turbine della centrale per la generazione di energia elettrica. I sali fusi, cedendo energia termica al vapore, si raffreddano fino a 290 °C e ritornano al serbatoio freddo per il successivo ciclo.

### **Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione**

Aree dove è auspicabile lo sfruttamento della fonte solare mediante impianti a concentrazione si trovano in gran parte nei Paesi emergenti o in via di sviluppo, regioni in cui, utilizzando le tecnologie solari a concentrazione, ogni chilometro quadrato di terreno può produrre mediamente da 200 a 300 GWh/anno di energia elettrica, equivalenti alla produzione annua di un impianto termoelettrico convenzionale da 50 MWe, alimentato a carbone o a gas. La distribuzione sul territorio nazionale del numero medio annuo di ore d'irraggiamento diretto identifica le aree ottimali per questa destinazione d'uso come appartenenti di fatto alle zone costiere dell'Italia meridionale, in una fascia di circa 5-10 km ed in fasce generalmente più ampie nell'entroterra delle isole maggiori, per una superficie complessiva pari a circa 65.000 km<sup>2</sup>. Anche in questo caso, vincoli geologici, orografici, ambientali e paesaggistici determinano l'estensione delle aree destinabili al solare termodinamico, non presentandosi un limite fisico della fonte in sé.

Ulteriori possibilità di applicazione della tecnologia CSP è nella diffusione di impianti cogenerativi multifunzionali (energia elettrica, caldo, freddo, dissalazione, vapore per processi industriale, reforming vapore-metano) di media/piccola taglia (filiera "TR.E.BIO.S."), ibridizzati con combustibili fossili o rinnovabili (per sopperire alla mancanza del sole in certi periodi), che aumentano le possibilità di installazione sul territorio, specialmente nel caso dell'ibridazione con biomasse da terreni destinabili a coltivazioni solo per uso agro-energetico, largamente previste nei vari piani energetici regionali.

Il potenziale tecnico di penetrazione della tecnologia solare termodinamica in Italia, oscilla tra i 2.500 ed i 3.500 MW (pari a circa 50-70 km<sup>2</sup>, corrispondente allo 0,1% della superficie utile nazionale) corrispondenti ad una produzione annua di energia elettrica pari a circa 6-9 TWh. Questo dato appare in linea con le previsioni ESTELA al 2050, anno in cui in Italia potrebbero essere prodotti 5 TWh annui di energia elettrica ricorrendo a questa tecnologia, a fronte di un potenziale stimato in 7 TWh. Secondo il programma MED CSP (Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region), le stime del potenziale di penetrazione in Italia della tecnologia solare a concentrazione esprimono un potenziale dell'ordine di 88 TWh/anno come tecnicamente sfruttabile ed uno economicamente sfruttabile dell'ordine di 5 TWh/anno.

La potenza solare programmata a livello mondiale ammonta a 1.562 MW, ai quali si aggiungono 5 MW previsti per il progetto italiano Archimede e il portafoglio di progetti della Global Environment Facility (GEF) attualmente previsti, pari a 130 MWe.

**Per le previsioni di sviluppo, un possibile trend, corrispondente all'obiettivo dell'iniziativa CSP GMI (Fred Morse - The Global Market Initiative for Concentrating Solar Power)** è quello di raggiungere i 5.000 MW nel 2015, obiettivo che sarebbe evidentemente sottostimato se i programmi di sviluppo, recentemente varati negli Stati Uniti e nella Repubblica Popolare Cinese e che ammontano a diverse migliaia di MW, dovessero parzialmente concretizzarsi.

Per contro, è da considerare che in scenari di penetrazioni di rilievo delle tecnologie solari, il fotovoltaico ed il termodinamico sarebbero forme concorrenti di generazione elettrica almeno per quanto riguarda l'impegno del territorio, mentre l'introduzione dell'accumulo termico negli impianti CSP favorisce l'integrazione delle due tecnologie in termini di ottimizzazione della rete.

### Dati tecnico economici

Le prospettive di sviluppo della tecnologia solare termodinamica, a livello mondiale, sono interessanti: nel medio periodo si prevede la costruzione di nuovi impianti solari per la produzione di energia elettrica, per una potenza complessiva fino a 8000 MW, con un giro di affari valutabile in circa 44 miliardi di euro (calcolati sulla base degli investimenti per il progetto Andasol), ma già nel breve termine si stima un mercato potenziale di 1.700 MW, pari a oltre 9 miliardi di euro.

Attualmente il costo di produzione da solare termodinamico varia da 140 a 290 euro/MWh a seconda del livello di irraggiamento e di quota solare. I costi sono stimati sulla base di esperienze USA dove sono in esercizio dagli anni 80 diversi impianti a parabole lineari. È evidente quindi che, come per le altre fonti rinnovabili, senza un'opportuna forma d'incentivazione in grado di compensare i costi d'investimento elevati, il costo dell'energia prodotta risulta non competitivo con quello delle altre tecnologie di generazione fossile.

Nel caso della Spagna, la normativa, che riconosce un incentivo di 180 euro/MWh, ha determinato una richiesta di installazioni superiore a 500 MW. Ad oggi o nel breve termine i costi realizzativi specifici di impianti solari termodinamici oscillano da 2.500-3.000 euro/kW per impianti privi di sistemi di accumulo, a 2.700-5.500 euro/kW per centrali con serbatoi di accumulo di diversa taglia [fonte: CESI Ricerca, [tabella 5](#)].

Alcune stime prospettano al 2015 un calo dei costi medi d'investimento a valori rispettivamente di circa 1.750 euro/kW e 2.800 euro/kW per impianti senza e con sistemi di accumulo di grossa taglia, ma esistono previsioni secondo le quali il costo di produzione dell'energia elettrica da solare termodinamico potrà scendere sotto i 100 euro/MWh e diventare competitivo, rispetto ad altre tecnologie di produzione rinnovabili, quando saranno stati installati impianti per una potenza cumulativa complessiva di circa 5.000-10.000 MW.

**Tabella 5 – Caratteristiche e stima dei costi associati alle tecnologie solari termodinamiche**

	Anno	Rend.	Costo capitale	O&M	Vita	Ore/anno	Costo energia
Fonte		%	€/MW	€/MWh	Anni	heq	€/MWh
Solare termodinamico <sup>117</sup>	2007	np	2,5 - 3	40 - 60	20	1800	203-256
	2015	np	1,5 - 2	40 - 60	25	1800	132-182
Solare termodinamico con accumulo <sup>118</sup>	2007	np	2,8 - 5,5	40 - 60	20	3500 - 5000	134-189
	2015	np	2,7 - 2,8	40 - 60	25	5000	99-122

Fonte: CESI Ricerca

<sup>117</sup> Sistemi ibridi privi di sistema termico di accumulo. Il costo capitale riguarda l'intero impianto, termoelettrico incluso. Le ore equivalenti di funzionamento annuo riguardano solo la quota solare.

<sup>118</sup> Accumulo termico variabile da un minimo di 3 a un massimo di 16 ore.



Nella tecnologia solare termodinamica integrata in una centrale termoelettrica il costo di produzione dell'energia elettrica dipende quasi interamente dal costo di costruzione dell'impianto (non essendoci il costo del combustibile), mentre il costo annuale di esercizio e manutenzione incide per circa il 3% dell'investimento complessivo.

Gli obiettivi di riduzione del costo livellato dell'energia elettrica prodotta, valutati dalla GEF, prevedono una riduzione del costo di produzione dell'energia elettrica dagli attuali 16 US¢/kWh a circa 6 US¢/kWh entro il 2025, raggiungendo a tale data il costo previsto per gli impianti a combustibile fossile.

Occorre considerare, infine, che la produzione di energia elettrica è direttamente legata al livello di insolazione della località in cui l'impianto è collocato. Nel caso della tecnologia italiana Archimede, il sito di Priolo ha valori di insolazione elevati rispetto all'Italia, ma lontani, per esempio, da quelli delle aree desertiche del nord Africa.

Occorre distinguere, quindi, tra il costo di produzione dell'energia elettrica dell'impianto Archimede, stimato attualmente intorno ai 0,45 euro/kWh e la potenzialità della tecnologia solare termodinamica sviluppata, per la quale è realistico assumere come obiettivo, per impianti commerciali da 50 MW in zone con alta insolazione, un costo livellato dell'energia da 0,10 a 0,15 euro/kWh.

Questo valore appare elevato se confrontato con quello medio del parco termoelettrico italiano (0,075 euro/kWh) e ancora più rispetto ai moderni impianti a ciclo combinato (0,066 euro/kWh), ma occorre considerare che sui costi di produzione degli impianti termoelettrici incide per oltre il 70% il costo del combustibile, che si prevede in continuo aumento, per cui il divario è destinato a ridursi.

Inoltre, la tecnologia solare Archimede, con una taglia impiantistica inferiore alla soglia minima di convenienza economica (stimata dell'ordine di alcune decine di MW), costituisce la prima realizzazione impiantistica della tecnologia termodinamica ENEA, prevedendo un elevatissimo numero di componenti non oggetto di produzione in serie.

L'ulteriore riduzione del divario economico rispetto ai moderni impianti termoelettrici a ciclo combinato è legata al costo delle esternalità (tassazione sulle emissioni inquinanti, obbligo di acquisto delle quote di emissione di CO<sub>2</sub>) e alle politiche di incentivazione economica delle fonti rinnovabili, per le quali la nuova tecnologia solare termodinamica prevede di avere interessanti prospettive di applicazione commerciale.