

Scheda sulle energia rinnovabili: Energia Solare a Concentrazione

- La tecnologia CSP ("Concentrating Solar Thermal Power" - CSP) consente di trasformare la radiazione solare in energia elettrica.
- Gli impianti CSP richiedono assenza di nuvolosità e forte insolazione, condizioni che abbondano negli USA sud-occidentali, in Messico, Nordafrica, Medio Oriente, Asia Centrale, Sudafrica ed Australia. Anche in Europa meridionale ed in alcune parti della Cina e dell'India, possono esservi risorse solari idonee per questa tecnologia
- Gli impianti CSP con accumulo termico e/o integrazione con combustibili possono assicurare la potenza elettrica necessaria per la copertura del carico di base, medio e di punta..
- La tecnologia CSP ha avuto una crescita particolarmente sostenuta in Spagna e negli USA a partire dal 2006. Nel mondo, la potenza installata è di quasi 1 GW, mentre quella relativa ai progetti in corso è pari 15 GW
- I costi di investimento oscillano fra i 4,2 e gli 8,4 dollari USA per Watt, a seconda della disponibilità della risorsa solare e delle dimensioni del sistema di accumulo. I costi dell'energia elettrica attualizzati variano fra i 17 ed i 25 centesimi di dollaro per kWh e dipendono essenzialmente dalla qualità della risorsa solare.
- E' prevedibile che i costi dell'energia si abbasseranno, grazie all'ingresso sul mercato di un maggior numero di fornitori, alle ricadute delle attività di ricerca e sviluppo ed all'esperienza acquisita. In siti idonei, questi costi potrebbero rompere la soglia dei 10 centesimi di dollaro in meno di un decennio.
- In base allo scenario "BLUE", riportato nella pubblicazione dell'AIE intolata "Energy Technology Perspectives 2008", gli impianti CSP potrebbero assicurare il 5% dell'energia elettrica prodotta in tutto il mondo entro il 2050. I risultati preliminari dell'attività svolta dall'AIE nel quadro della "CSP Roadmap" (in via di pubblicazione) indicano che gli impianti CSP potrebbero contribuire per il 12% alla fornitura di energia elettrica sul pianeta al 2050.

Il mercato Andamento recente

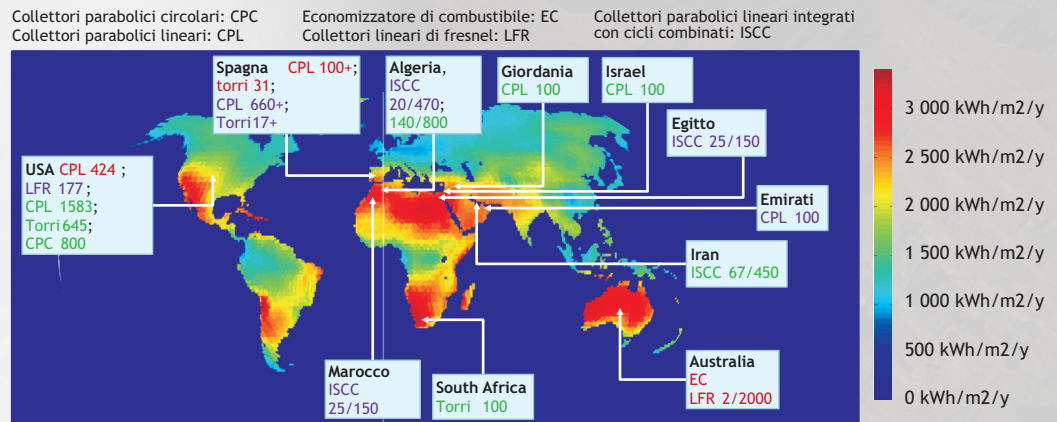
Il solare a concentrazione è un mercato riemergente. In California, fra il 1984 ed il 1991, la Luz Company ha costruito 354 MWe di impianti commerciali che sono ancora in servizio. L'attività nel settore è ripartita con la costruzione di un impianto da 11 MW in Spagna ed uno da 60 MW in Nevada nel 2006. Attualmente, impianti per centinaia e migliaia di MW sono rispettivamente in fase di costruzione e di sviluppo in tutto il mondo. Spagna e USA rappresentano insieme il 90% del mercato. Algeria, Egitto e Marocco stanno realizzando impianti solari integrati con cicli combinati, mentre Australia, Cina, India, Israele, Italia, Giordania, Messico, Sudafrica ed Emirati Arabi Uniti hanno progetti in fase di studio o ultimazione.

Anche se la tecnologia del collettore o concentratore parabolico lineare ("parabolic trough") resta quella dominante, vi sono state fra il 2007 ed il 2009 numerose e importanti innovazioni, come l'entrata in servizio delle prime torri di taglia commerciale, dei primi impianti commerciali con produzione multitoria e di quelli con collettori lineari di Fresnel ("Linear Fresnel Reflectors" - LFR).

La risorsa solare: DNI

La concentrazione dei raggi solari richiede cieli tersi, quali quelli che caratterizzano le regioni calde e semiaride. La risorsa è misurata in Radiazione Diretta Normale (DNI - "Direct Normal Insolation"), che è l'energia che incide su una superficie (di inseguimento) perpendicolare ai raggi solari. Siti idonei per la tecnologia CSP sono ubicati fra il 15° ed il 40° parallelo, più raramente a maggiori latitudini. Le aree più favorevoli (Figura 1) si trovano in Nordafrica, Medio Oriente, Africa australe, India occidentale, nella parte sud-occidentale degli USA, in Messico, Sudamerica ed Australia; altri aree adatte esistono nell'estremo sud dell'Europa ed in Turchia, nei paesi dell'Asia centrale ed nella Cina occidentale. Dati satellitari e cartografie climatiche regionali devono essere confermati dal monitoraggio al suolo della DNI.

Figura 1: DNI in kWh/m²/anno e progetti in corso
Breyer & Kniess 2009, dati DLR-ISIS e IEA .



Legenda: potenze impianti esistenti; potenze impianti in costruzione; potenze annunciate; xx: potenza in MWe; + indica grandi capacità di accumulo (la potenza dell'impianto è maggiore della potenza elettrica indicata); xx/yy per impianti integrati con cicli combinati (ISCC) o sistemi economizzatori di combustibile; xx indica la potenza solare; yy indica la potenza complessiva

Fabbricazione di componenti solari a concentrazione e relativa occupazione

La produzione di componenti per la costruzione di un impianto CSP crea da 8 a 10 posti di lavoro per ogni MW di potenza elettrica solare equivalente.

Aspetti Economici
Costi di investimento

Per gli impianti avanzati di grande taglia con collettori parabolici lineari, si richiede un investimento variabile fra i 4,2 e gli 8,4 \$/W, a seconda dei costi per la manodopera ed i terreni, delle tecnologie adottate, della qualità della risorsa solare (DNI) e delle dimensioni del sistema di accumulo e del campo solare..

Costi di produzione

I costi attualizzati dell'energia elettrica prodotta oscillano fra i 170 ed i 250 \$/MWh per i grandi impianti con collettori parabolici lineari. Questi costi dipendono soprattutto dalla disponibilità della risorsa solare (ipotizzando una durata di vita utile di 30 anni ed un tasso di attualizzazione dell'8%).

Quando vi è notevole capacità di accumulo, i costi di investimento crescono notevolmente con le dimensioni del campo solare, ma cresce anche la produzione di energia elettrica; di conseguenza, il costo dell'energia varia soltanto marginalmente. Se l'accumulo viene utilizzato per prolungare la produzione, i costi dell'energia diminuiscono leggermente, in quanto possono essere utilizzate turbine più piccole.

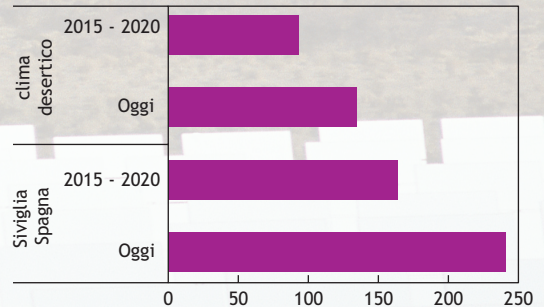


Figura 2. Costo attualizzato dell'energia elettrica prodotta da impianti CSP (fonte: IEA analysis - Ipotesi: 16 GW di potenza CSP nel mondo entro il 2015-2020).

Riduzione dei costi

Si stima che, a mano a mano che aumenteranno le potenze cumulate, i costi di investimento e dell'energia scenderanno a 97-130 \$/MWh entro il 2015-2020, ipotizzando tassi di apprendimento del 12% per investimenti specifici nel solare e del 5% per investimenti nel sistema di generazione elettrica ("power block") ed il resto dell'impianto ("balance-of-plant").

Prospettive
Fattori trainanti la crescita

La diffusione degli impianti CSP è trainata dalle tariffe incentivanti ("feed-in") in Spagna, dal sistema del "Renewable Energy Portfolio Standard" e da contributi in conto capitale negli USA. In Egitto e Marocco, i progetti sono finanziati attraverso i contributi a fondo perduto previsti dalla "Global Environment Facility". Anche l'Algeria, il Sudafrica e lo stato del Gujarat in India hanno adottato tariffe incentivanti per gli impianti CSP.

Anche il Piano Solare per il Mediterraneo, previsto dall'Unione per il Mediterraneo, potrebbe dare impulso ad una serie di nuovi progetti sulla sponda meridionale del Mediterraneo. Su una potenza totale da fonte rinnovabile di 20 GW prevista al 2020, oltre la metà potrebbe essere erogata da impianti CSP.

L'esportazione verso l'Unione Europea di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile potrebbe rappresentare un forte incentivo.

I bassi costi dei combustibili fossili restano un importante ostacolo - soprattutto nei paesi in cui essi vengono mantenuti al di sotto dei livelli internazionali attraverso sovvenzioni pubbliche dirette o indirette. I siti adatti sono spesso localizzati in zone semiaride, dove la scarsità di risorse idriche potrebbe costituire un problema, a meno che non vengano adottati sistemi più costosi di raffreddamento a secco. Altri ostacoli potrebbero essere rappresentati dalle procedure autorizzative per il collegamento alla rete.

Le potenzialità della tecnologia CSP sono praticamente illimitate. Su una superficie di 100 miglia quadrate in Nevada, si potrebbe produrre tanta energia elettrica da soddisfare il fabbisogno di tutta l'economia statunitense. Le potenzialità tecniche esistenti nei paesi del Medio Oriente e del Nordafrica superano di oltre 100 volte gli attuali consumi degli stessi paesi e dell'Europa nel loro insieme. L'energia prodotta da impianti CSP ubicati in siti idonei può essere trasportata verso i centri di consumo attraverso linee di trasmissione ad alta tensione in corrente continua.

Secondo lo "scenario avanzato", riportato nella pubblicazione "CSP Global Outlook 2009" ed elaborato dal programma SolarPACES dell'AIE, dalla "European Solar Thermal Electricity Association" e da Greenpeace, la potenza che potrebbe essere raggiunta dagli impianti CSP nel mondo al 2050 è pari a 1.500 GW. Con sistemi di accumulo e campi solari di grandi dimensioni, la produzione annuale potrebbe essere di 7.800 TWh, pari a 670 milioni di tonnellate di equivalenti petrolio (Mtep).

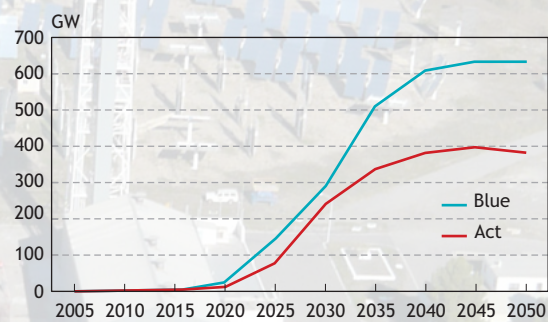


Figura 3: Crescita dell'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile nel mondo in base allo scenario "BLUE" dell'ETP 2008

concentrazione potrebbe contribuire per circa il 5% alla produzione di energia elettrica nel mondo (vedi Figura 3).

I risultati preliminari dell' "IEA Roadmap" indicano un contributo del solare a concentrazione del 12% alla fornitura di energia elettrica nel mondo al 2050.

Nelle regioni che dispongono di risorse solari idonee, dove i picchi del carico elettrico sono sempre più dovuti agli impianti di condizionamento, esiste una buona corrispondenza fra carichi e disponibilità della risorsa. Inoltre, gli impianti CSP possono essere accoppiati con sistemi di accumulo termico e di integrazione con combustibili.

L'accumulo termico e l'integrazione con combustibili valorizzano l'impianto, in quanto ne facilitano la dispacciabilità. L'accumulo consente, infatti, di prolungare la produzione di energia elettrica dopo il tramonto, quando i carichi elettrici rimangono elevati. L'accumulo può anche essere utilizzato per la copertura del carico elettrico di base, 24 ore su 24, rimpiazzando, ad esempio, impianti a carbone con alte emissioni di CO₂.

In uno studio dettagliato sulle potenzialità delle energie rinnovabili nella regione del Medio Oriente e del Nordafrica, il centro aerospaziale tedesco DLR ha stimato che gli impianti CSP potrebbero fornire, entro il 2050, circa la metà della produzione elettrica della regione, con una potenza totale di 390 GW.

In base allo scenario "BLUE" del documento dell'AIE "Energy Technology Perspectives (ETP 2008)", dove le emissioni planetarie di CO₂ legate all'energia sono dimezzate al 2050 rispetto ai livelli del 2005, gli impianti CSP potrebbero erogare per tale data 2.200 TWh, con una potenza di 630 GW. Quindi, il solare a

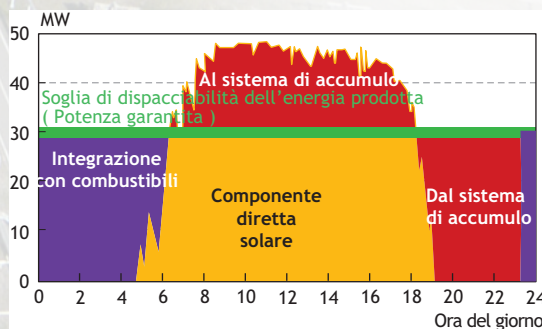


Figura 4: Funzionamento 24 ore su 24 di un impianto CSP con accumulo e integrazione.

(Fonte: Geyer, SolarPACES Annual Report 2007)

Ostacoli

Potenzialità tecniche

Scenari a lungo termine

Aspetti di sistema

L'integrazione con combustibili permette – a costi contenuti – di prolungare la funzionalità dell'impianto al periodo invernale, evitando maggiori investimenti nel campo solare. Ciò può risultare particolarmente utile a livello di sistema, in quanto le altre tecnologie rinnovabili (ad esempio, i generatori eolici) non sono in grado di offrire potenza garantita.

Impatti ambientali

Emissioni durante il ciclo di vita dell'impianto

Le emissioni di CO₂ in tutto il ciclo di vita di un impianto CSP "tutto solare" sono valutate in 17 g/kWh rispetto, ad esempio, ai 776 g/kWh degli impianti a carbone e ai 396 g/kWh degli impianti al ciclo combinato a gas¹. Tuttavia, poiché per l'integrazione vengono utilizzati combustibili fossili, un impianto CSP o integrato con ciclo combinato (ISCC) non può essere considerato come un impianto ad emissioni zero. Il documento "Energy Technology Perspectives 2008" riporta, per gli impianti CSP, emissioni evitate pari a circa 1,260 milioni di tonnellate di CO₂ (MtCO₂) all'anno secondo lo scenario "BLUE" (7% su un totale di 18 Gt di emissioni di CO₂ evitate nella produzione di energia elettrica secondo lo scenario di riferimento). Si eviterebbero anche emissioni inquinanti di SO_x, NO_x, metalli e polveri sottili.

Impatti a livello locale

Un impianto a collettori parabolici lineari da 80 MW richiede circa 1,2 milioni di m³ di acqua all'anno, soprattutto per il raffreddamento del ciclo del vapore e per la pulizia degli specchi. Sistemi di raffreddamento ad aria a secco, pur avendo un costo, potrebbero ridurre considerevolmente i consumi di acqua.

L'uso di sali fusi ed olio sintetico in un impianto CSP comporta rischi di fuoriuscite o incendi che, a loro volta, potrebbero ostacolare l'accettazione del progetto da parte della popolazione locale.

Stato e sviluppo della tecnologia

Esistono quattro principali tecnologie, illustrate nella Figura 5. I collettori parabolici lineari ed i collettori lineari di Fresnel inseguono il sole muovendosi su un unico asse, mentre i collettori parabolici circolari o a disco parabolico ("parabolic dishes") e le torri con ricevitore centrale ("Central Receiver Systems" – CRS) inseguono il sole muovendosi su due assi.

I collettori parabolici lineari concentrano la radiazione solare su lunghi tubi riceventi (che si muovono insieme ai collettori stessi). Gli impianti attuali utilizzano olio sintetico come fluido termovettore; altri impianti prevedono la produzione diretta di vapore e l'uso di una miscela di sali fusi come fluido termovettore.

La tecnologia dei collettori parabolici lineari è quella più matura ed è quella adottata nella maggior parte dei progetti attuali. Alcuni impianti, dotati di questi collettori, presentano elevate capacità di accumulo. Il tasso di conversione di energia solare in energia elettrica può arrivare al 15% (valore medio annuale).

I collettori lineari di Fresnel (LFR) hanno degli specchi leggermente incurvati che riflettono la radiazione solare su un lungo ricevitore stazionario. Il costo di investimento per superficie degli specchi è inferiore, ma il rendimento annuale resta al di sotto del 10%. I tubi ricevitori generano direttamente vapore saturo.

I sistemi a torre o a ricevitore centrale (CRS) concentrano i raggi solari su una torre stazionaria, raggiungendo quindi temperature e rendimenti più elevati rispetto ai concentratori lineari. La torre può produrre direttamente vapore saturo o surriscaldato o utilizzare sali fusi, aria o altri mezzi come termovettori. Campi solari formati da migliaia di piccoli eliostati vengono proposti come un'alternativa economica ai campi solari di concezione avanzata.

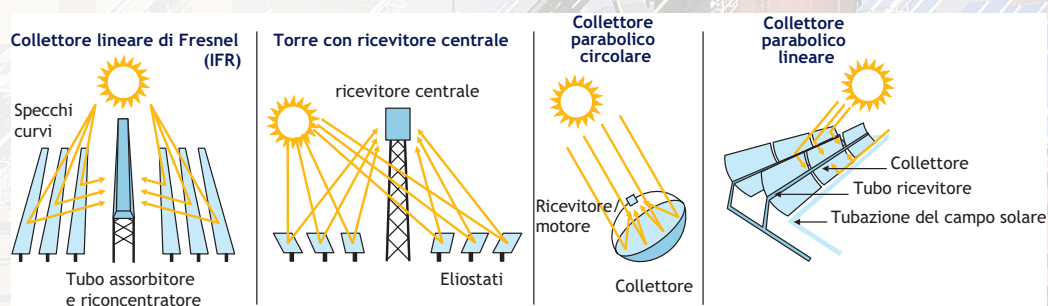


Figura 5. Collettori parabolici lineari, torri con ricevitore centrale, collettori lineari di Fresnel e collettori parabolici circolari (Fonte: CSP Global Outlook 2009)

¹ External Costs from Emerging Electricity Generation Technologies, NEEDS, 2009.

I **collettori parabolici circolari** concentrano i raggi solari su un punto focale, il quale si muove insieme al collettore che insegue il sole. Questi sistemi hanno un'ottima resa ottica anche in presenza di una potenza limitata (in genere qualche decina di kW). La produzione in serie può consentire a questi sistemi di competere con quelli più grandi, che sfruttano le economie di scala. Gli impianti con collettori parabolici circolari si prestano meno all'accumulo termico rispetto ad altre tecnologie CSP, ma non necessitano di acqua per il raffreddamento (Figura 5).

Gli impianti con collettori parabolici lineari, con collettori lineari di Fresnel e molti di quelli con ricevitore centrale possono essere abbinati con accumulo termico e/o integrazione con combustibili. L'attuale tecnologia di riferimento per l'accumulo termico è basata sull'utilizzo dei sali fusi.

Un impianto solare integrato con ciclo combinato ("Integrated Solar Combined Cycle" - ISCC) è costituito essenzialmente da un campo solare relativamente ridotto e da un impianto a ciclo combinato a gas. Il calore proveniente dal campo solare è utilizzato per aumentare la produttività del ciclo del vapore dell'impianto termoelettrico.

Finora, le attività di ricerca e sviluppo - la maggior parte delle quali si sono svolte nel quadro dell' "IEA Solar PACES Implement Agreement" - sono state sostenute soprattutto dalla Germania, dalla Commissione Europea e dal Dipartimento dell'Energia statunitense.

Sono previsti miglioramenti per tutta la componentistica degli impianti CSP. Un possibile salto di qualità per i collettori parabolici lineari potrebbe essere la produzione diretta di vapore, con un incremento del rendimento complessivo. Materiali a cambiamento di fase e in calcestruzzo rappresentano nuove alternative per l'accumulo.

I sistemi a torre centrale offrono margini più ampi di miglioramento. Attualmente, vengono proposti modelli innovativi con una o più torri servite da più campi di eliostati ed una vasta gamma di ricevitori centrali, fluidi termovettori e sistemi di accumulo.

Le torri con ricevitori ad aria, che alimentano la turbina a gas di un impianto a ciclo combinato, potrebbero offrire rendimenti record (circa il 35%) in termini di conversione energia solare-energia elettrica.

Altre possibili applicazioni sono la produzione di calore di processo industriale e la dissalazione di acqua salmastra. La produzione di combustibili solari (ad esempio, idrogeno ed altri vettori energetici) può assumere varie forme, in particolare se abbinata all'utilizzo di combustibili fossili, dei quali riduce il contenuto di CO₂ (Figura 6), ma richiede ulteriori e significativi sforzi di ricerca e sviluppo.

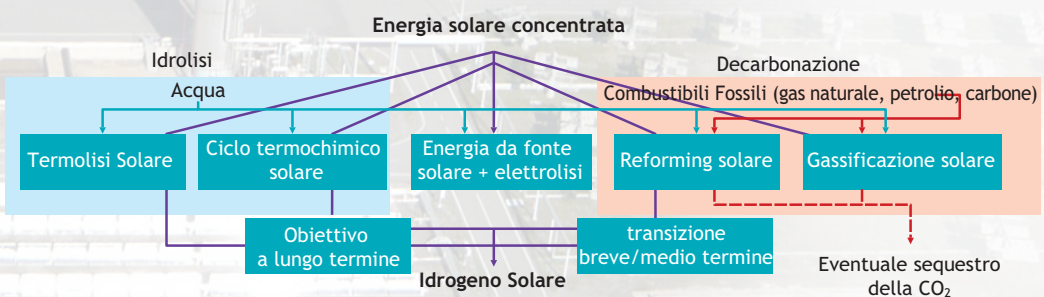


Figura 6. Produzione di idrogeno dall'energia solare Fonte: Steinfeld, 2005.

Italian translation of *Renewable Energy Essentials: Renewable Energy Essentials: Solar Heating and Cooling* © OECD/IEA, 2010.

Sebbene la IEA sia l'autore della pubblicazione nella sua versione originale in inglese, la IEA non si assume nessuna responsabilità circa l'esattezza o la completezza della presente traduzione. Questa pubblicazione è tradotta sotto la sola responsabilità del Gestore dei Servizi Energetici - GSE, Italia

Accumulo ed integrazione

Priorità di ricerca e sviluppo