

NuOve frOntie

Le tecnologie per produrre energia da fonti rinnovabili crescono e si differenziano: è il caso del solare, che sta vivendo il passaggio dalla fase sperimentale all'applicazione pratica sempre più diffusa e perfezionata.

ere del sOlare

■ Franco Pecchio

Ormai ogni mese sulle riviste specializzate vengono pubblicati report e lavori che indicano nuove frontiere per l'efficienza delle celle fotovoltaiche, ogni volta basate su una tecnologia differente e più innovativa della precedente. Ma ci si muove anche su altri fronti, diversi dalla semplice conversione dell'onda elettromagnetica del sole direttamente in energia elettrica.

Infatti gli usi termodinamici sono solo agli inizi dello sfruttamento industriale. Si parla di Concentrated Solar Power (Csp), praticamente di mezzi (specchi) che concentrano la luce solare in un punto per ottenere temperature elevate e sfruttare il calore prodotto. Gli specchi possiedono un meccanismo di tracciamento del sole in modo da poter sempre seguire il suo spostamento e catturare la quantità massima di energia. Il sistema non va confuso con le celle fotovoltaiche selettive a concentrazione selettiva; si tratta di celle fotovoltaiche che convertono la parte visibile dello spettro elettromagnetico in energia elettrica agendo solo su determinati range di lunghezze d'onda, quindi in modo più efficiente rispetto alle normali celle al silicio.

Per quanto riguarda lo sfruttamento del calore generato dalla luce solare, in Italia, anni or sono, si parlava di progetto patrocinato da Carlo Rubbia all'Enea e in breve lasciato perire a poco a poco dopo la sua "cacciata". Fu così che il progetto venne "adottato" e ulteriormente sviluppato presso il centro studi spagnolo nella piana di Almeria.

Progetto Archimede

Negli ultimi anni un nuovo progetto è nato dalle ceneri del precedente: si chiama "Archimede". Consiste in un campo di specchi parabolici che concentrano la luce su dei collettori riscaldando un fluido termovettore che produce vapore a 300-400 gradi. Il vapore così generato si integra con il gas di scarico uscente dalla vicina centrale a ciclo combinato (Priolo Gargallo) permettendo di alimentare una turbina e produrre energia elettrica. Frutto della collaborazione tra Enel ed Enea il progetto dovrebbe avvalersi degli incentivi approvati per l'elettricità prodotta da solare termodinamico. Infatti il prossimo decreto attuativo dell'art. 7 del DLgs. 387/2003 prevede un incentivo dai 0,22 ai 0,28 €/kWh per la produzione di energia elettrica da impianti ibridi nei quali il calore prodotto dalla fonte solare integra il calore prodotto da fonti diverse. Gli incentivi previsti sono cumulabili (un'eccezione rispetto alla normativa del settore) con finanziamenti in conto capitale che rientrano nelle soglie del 10% del costo dell'investimento e con capitalizzazione anticipata eccedente il 25% del costo dell'investimento. Qualora ci siano investimenti superiori a queste percentuali, le tariffe incentivanti verranno ridotte in rapporto al finanziamento ricevuto. La conferenza unificata Stato-Regioni ha, infatti, approvato una tariffa incentivante riconosciuta per un periodo di 25 anni riconosciuta grazie ad un fondo di 20 M€ ammessi in finanziaria 2008. I calcoli del Ministero si basano su

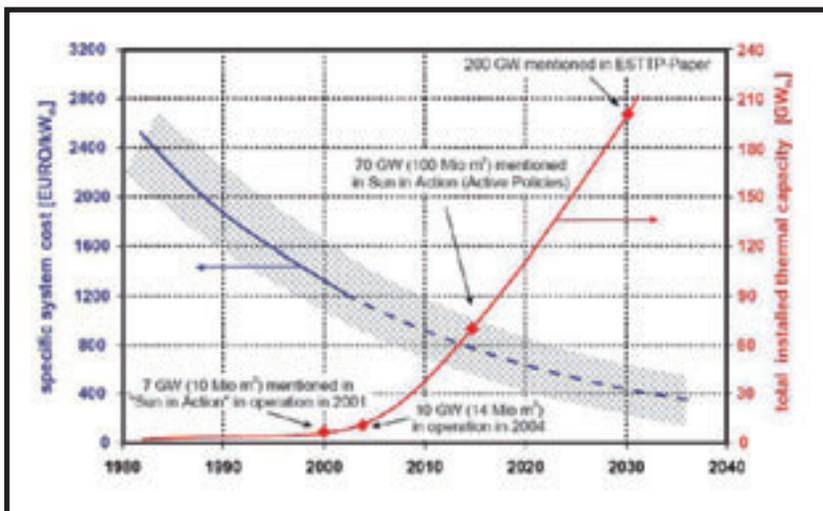


Figura 1 - Costi per sviluppo e installazione di sistemi solari termodinamici in Europa

con dei pro e dei contro: tuttavia si spera che si inneschi un meccanismo virtuoso per arrivare a tecnologie più affidabili e commerciali in pochi anni.

In Spagna e Usa

Le tecnologie per la concentrazione e lo sfruttamento della luce solare non mancano; il progetto Archimede dell'Enel è solo uno dei tanti che sfruttano gli specchi parabolici a livello mondiale. Ad esempio, negli Stati Uniti il Department of Energy (Doe) ha promosso un sistema di incentivazione del solare a concentrazione con l'obiettivo dichiarato di arrivare a 7-10

un obiettivo di potenza nominale intorno ai 200 MW installati entro il 2016. Al momento si prevedono impianti sperimentali in accordo con alcune regioni del Sud: Lazio, Sardegna, Puglia e Calabria che hanno fornito il proprio assenso alla costruzione di centrali con questo nuovo tipo di tecnologia. La tariffa riconosciuta è inversamente proporzionale alla decrescente in rapporto al decrescere della percentuale della frazione solare utilizzata nell'impianto:

- 0,28 €/kWh per gli impianti in cui la frazione solare sia superiore all'85%;
- 0,25 €/kWh per gli impianti in cui la frazione solare sia tra l'85% e il 50%;
- 0,22 €/kWh per gli impianti in cui la frazione solare sia al di sotto del 50%.

All'incentivo va ovviamente aggiunto il prezzo di vendita dell'energia prodotta.

La soluzione di incentivare gli impianti solari termodinamici ma ibridi (accoppiati ad altre tecnologie di produzione a fonte convenzionale) è stata scelta, in primo luogo, in quanto tecnologicamente più promettente rispetto agli impianti solari termodinamici puri (curva di apprendimento a medio termine più favorevole) e, in secondo luogo, perché l'impianto sfruttrebbe il generatore di energia elettrica dell'impianto convenzionale riducendo i costi iniziali. A questo punto le alternative tecniche per usufruire di una tariffa incentivata che dura 1/4 di secolo sono molte e ciascuna



centesimo/kWh al 2015 e a 5-7 centesimo/kWh nel 2020. Il Doe prevede tra i 16 ed i 35 TW di nuova capacità con questa tecnologia entro il 2030. Il sistema di fondi incentivanti americano si sviluppa in tre linee differenti: stoccaggio termico, produzione di componentistica specifica per il Csp e sistemi di produzione avanzati. Per gli Stati del Sud del Paese (Nevada, New Mexico, California, Arizona, Utah e Texas) si parla di siti potenzialmente per 6.800 MW installati, pari a sette volte la capacità elettrica installata. Altri Paesi stanno sviluppando il solare termodinamico, quali Spagna, Israele e alcuni Paesi

dell'Africa mediterranea. Ad esempio, la Spagna, sempre all'avanguardia nella promozione delle fonti rinnovabili, ha proposto, alcuni anni prima dell'Italia, una tariffa incentivante ("feed in tariff") della stessa entità: 0,18 euro/kWh con 0,21 euro/kWh per i primi 20 MW installati senza le distinzioni tecnologiche date dal Doe americano. Al momento in Spagna ci sono sia impianti a torre (sul modello del primo progetto Rubbia) sia a specchi parabolici (oppure Fresnel) per un totale di 180 MW in fase di sviluppo/costruzione. A Siviglia si trovano le tre torri solari sviluppate da

Abengoa: per rispettivi 20 MW di potenza ciascuna; si trovano anche due impianti da 50 MW ciascuno a specchi parabolici chiamati "Solnova": altri tre sono in progetto. In Andalusia, invece, si trovano due impianti, rispettivamente da 17 e da 50 MW ciascuno, che utilizzano la tecnologia a Sali fusi per lo stoccaggio dell'energia (sul modello del primo progetto Rubbia). I tre impianti a specchi parabolici hanno anche tecnologie per l'immagazzinamento della potenza termica per tempi che variano dalle 6 alle 16 ore: l'impianto riuscirebbe quindi a coprire quasi l'intera durata della giornata. Per ora si tratta di impianti pilota a sostegno delle varie ipotesi tecnologiche ma è già forte, in Spagna, la discussione sull'estensione del premio di 0,03 euro/kWh in tariffa ai primi 500 MW (anziché ai primi 20) in modo da favorire lo sviluppo di una dozzina di impianti da 50 MW che sarebbero costruiti da alcune utilities iberiche.

Un indubbio vantaggio degli impianti a concentrazione è l'estrema velocità di costruzione anche in confronto alle fonti convenzionali. Infatti, sono tutti basati su tecnologie modulari, materie prime disponibili e, soprattutto, privi delle opposizioni ambientaliste che frenano altre tipologie di impianto. Il fotovoltaico ha le medesime caratteristiche con il grave limite che, al momento, la capacità produttiva mondiale di moduli non è in grado di soddisfare la domanda (soprattutto per grandi impianti) allungandone il periodo di costruzione. Ma la lavorazione degli specchi parabolici non è appannaggio di molte società ed è particolarmente delicata per la precisione richiesta nella determinazione esatta del punto di fuoco. Per questo sono stati ultimamente sviluppati nuovi metodi come gli specchi Fresnel che permettono di raggiungere il medesimo risultato. La tecnologia a specchi di Fresnel si sta imponendo; pur avendo, in media, un rendimento inferiore rispetto ai collettori parabolici lineari, presenta tuttavia una serie di rilevanti vantaggi industriali: specchi piani, più semplici da costruire; ricevitore meno



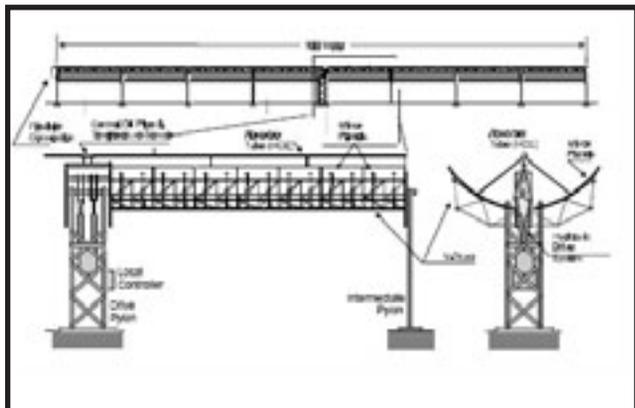


Figura 2 - Schema di un collettore con specchi Fresnel

complesso per la ricezione della luce; semplicità strutturale (ridotto numero di componenti sollecitate dal vento); più facile installazione del sistema di inseguimento solare. Tutto si traduce in costo capitale inferiore e maggiore prezzo finale del kWh prodotto. Nell'impianto sperimentale ad Almeria, lungo 100 metri, si raggiungono temperature di 450°C e, fino ad ora sembra possibile ipotizzare impianti commerciabili con questa tecnologia. Al momento negli Stati Uniti e in

Spagna è stata provata la banchibilità di progetti a tecnologia specchi parabolici, mentre per quella a lenti Fresnel si aspettano positivi risultati dopo i test dell'impianto di Almeria. Sul fronte industriale stanno nascendo società competitive e innovative che stringono alleanze per impianti pilota (e anche per versioni commerciali degli stessi); queste società si dimostrano anche molto aggressive rispetto al mercato: ad esempio, l'americana Ausra, che inizialmente ha installato un impianto da 177 MW in California, ha in programma 1.500 MW in partnership con due distributori californiani. Dall'altro lato dell'Atlantico, oltre alla citata Abengoa in Spagna, esiste la innovativa Solel: società israeliana che ha in sviluppo un impianto da 553 MW nel deserto del Mojave in California.

Motori Stirling

Ma il calore prodotto dal sole può anche essere sfruttato da altri sistemi meccanici, diversi dalle turbine, ad esempio, dei

motori Stirling, in grado di lavorare anche a temperature non elevate. Una società americana, la Ses con base in Arizona è all'avanguardia in questo tipo di tecnologia e da anni sviluppa un sistema in collaborazione con i famosi Sandia National Laboratories. Dal 1996, anno di fondazione, è stato via via perfezionato e messo a punto un sistema che mediante specchi parabolici concentratori utilizza la luce per fornire calore ad un motore Stirling che usa l'acqua come fluido termovettore.

Il sistema è composto di tre parti: una superficie a specchi parabolici captante la luce; un sistema di inseguimento solare; un motore Stirling con una superficie riscaldata dai raggi concentrati.

Il motore Stirling utilizzato è a 4 cilindri con 95 centimetri cubici di capacità: la potenza è di 25 kW. Il diametro del concentratore è di 38 piedi pari a 11,5 metri che sostiene 82 specchi parabolici. L'area occupata al suolo è inferiore ai 2 m², si può pertanto



to dire che occupa lo spazio di un albero. Attualmente sono in fase avanzata di sviluppo due progetti che prevedono una potenza iniziale variabile tra i 300 ed i 500 MW installati da incrementare fino a 850-900 MW totali per ciascun progetto (70.000 dischi solari installati a fine programma). La redditività dei progetti è assicurata dalla tariffa incentivante garantita per 20 anni. Un'altra chiave per il successo degli impianti è data dalla capacità di immagazzinare l'energia. Infatti l'energia termica può essere immagazzinata più facilmente di quella elettrica con un fattore di conversione migliore: questo consentirebbe a impianti a fonte rinnovabile variabile, come la luce solare, di estendere il campo di ore di funzionamento. Le alternative finora sperimentate sono i Sali fusi, l'olio diatermico e, da ultimo, la grafite.

Prospettive mondiali

Ma non sono certo solo i sopra citati Paesi in cui il solare a concentrazione viene studiato e sviluppato: decine e centinaia di MW sono installati in altri Paesi a forte soleggiamento. Ad esempio, in Marocco esiste un impianto da 20 MW, in Iran uno da 17 MW, in Egitto uno da 70 MW, in Algeria uno da 20 MW in joint venture con la Germania. Sono inoltre noti esperimenti condotti su impianti in Cina, Australia, Oman e Messico. Il solare a concentrazione può essere una delle chiavi del successo delle rinnovabili nei Paesi che godono di un clima favorevole (poche nubi) e di una latitudine vicina ai tropici. Sul fronte dell'economicità di questo tipo di impianti si hanno prospettive molto rosee di una rapida diminuzione dei costi per kWh. Attualmente la soglia si trova tra 0,11 e 0,08 eurocent/kWh in funzione delle ore di soleggiamento e della latitudine dell'impianto. Se confrontato con il valore dell'eolico (0,06 eurocent/kWh) si comprende come gli impianti siano vicini alla soglia di economicità. Le previsioni basate sulle curve di apprendimento tecnologiche attestano un valore di 0,04 eurocent/kWh al 2020. Tuttavia questi valori potrebbero non essere così van-

taggiosi se paragonati alle previsioni del fotovoltaico che potrebbe raggiungere la soglia di convenienza reale del kWh prodotto con alcuni anni di anticipo. Sul fronte dei costi capitale i numeri parlano di costi compresi tra i 5.000 e i 7.000 dollari/kW secondo la taglia dell'impianto e la localizzazione geografica.

Benché un costo capitale così alto possa scoraggiare i più, bisogna ricordare che le prospettive di miglioramento tecnologico sono sensibili e che la storia dell'eolico partiva da valori anche superiori. Tuttavia ci sono principalmente due vincoli allo sviluppo delle tecnologie solari a concentrazione: dal momento che la taglia minima di un impianto è stimata intorno ai 10 MW, gli investimenti iniziali sono di almeno un ordine di grandezza superiori agli investimenti in conto capitale necessari per altri tipi di fonti rinnovabili; il rischio economico in questo tipo di installazioni è ancora elevato, dal momento che si ha una limitata esperienza (numero di ore di lavoro e quantità di energia prodotta a livello

mondiale). Per questi motivi attualmente gli impianti vengono proposti integrati a quelli convenzionali in modo da ridurre il rischio iniziale ed il capitale, ma allo stesso tempo contribuire sia alla produzione di energia, ad esempio con un pre-riscaldamento solare del fluido, sia ad aumentare l'esperienza e lo studio di questi tipi di impianti.

■

BIBLIOGRAFIA

- M. Muller, *Direct Solar Steam in Parabolic Trough Collectors* (Diss), Plataforma Solar de Almeria (Psa), Ciemat and Dlr, maggio 1994.
- A. Häberle *et al.*, *The Solarmundo line focussing Fresnel collector. Optical and thermal performance and cost calculations*, 2002.
- S. Borenstein, *The Market Value and Cost of Solar Photovoltaic Electricity Production*, <http://www.ucei.berkeley.edu>, gennaio 2008.
- W. Sparber, A. Napolitano, Y. Schmitt, *Solares Kühlen & Heizen - aktueller Stand installierter Systeme großer Leistung und ein Ausblick auf neue Gebäude*. Energy Forum - Solararchitektur & Solares Bauen, Brixen, Dicembre 2007.
- <http://www.stirlingenergy.com/>
- <http://www.ausra.com/>
- <http://www.solel.com/>
- <http://www.abengoasolar.com>
- <http://www.fraunhofer.de>
- <http://www.nrel.gov/csp/troughnet>
- <http://www1.eere.energy.gov>
- <http://www.solarpaces.org/>
- <http://esttp.org>

