

IL SOLARE TERMODINAMICO

Introduzione

Con il termine “solare termico a concentrazione” si identifica ciascuna tecnologia che concentri la radiazione solare e la diriga verso un ricevitore allo scopo di incrementare la temperatura e fornire calore ad un processo. Quando lo scopo del processo è la generazione di potenza elettrica, come nel caso del presente lavoro, la tecnologia prende tipicamente il nome di *Solare Termodinamico o Concentrating Solar Power (CSP)* oppure *Solar Thermal Electricity (STE)*.

L’invenzione della concentrazione della radiazione solare per la produzione di calore ad alta temperatura è attribuita ad Archimede da Siracusa. Infatti, si narra che, durante l’assedio di Siracusa del 212 a.C. da parte della flotta romana del console Marcello, Archimede riuscì a bruciare alcune navi raccogliendo, mediante degli specchi concavi, i raggi solari e facendoli convergere dall’alto delle mura su di esse. L’azione ebbe successo, ma non impedì che le legioni romani prendessero Siracusa ed uccidessero lo stesso Archimede. Da allora gli specchi concavi per la concentrazione della luce solare sono chiamati anche “specchi ustori”.

La maggior parte dell’energia solare sfruttabile si trova nella cosiddetta “*sun belt*” (fascia del sole), come è possibile vedere in figura 1.1. Dallo studio MED-CSP, commissionato dal Ministero dell’ambiente Tedesco al Centro Aerospaziale DLR emerge infatti come i potenziali solari disponibili nei Paesi che si affacciano sulla sponda sud del Mediterraneo siano largamente superiori ai consumi attuali di energia elettrica dell’area che comprende l’Europa meridionale, il Medio Oriente e il Nord Africa (EU-ME-NA). In particolare il Nord Africa e il Medio Oriente dispongono di vaste aree con irraggiamento solare particolarmente elevato, adatte all’installazione di grandi quantità di impianti solari in quanto poco, o per nulla, utilizzabili per altri impieghi. Per fare un esempio numerico, si può dire che all’interno di questa fascia, per ogni metro quadrato collettore si può produrre in un anno un’energia termica equivalente a circa un barile di petrolio.

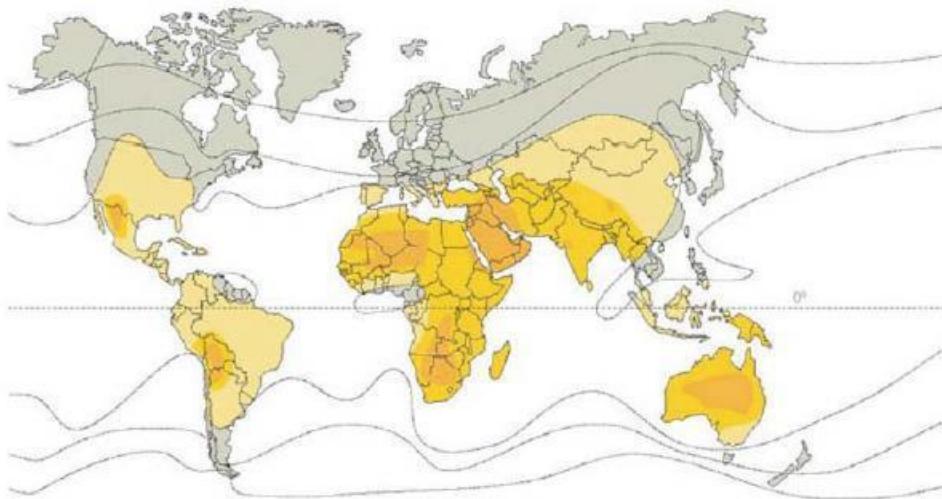


Figura 1.1

Mappa mondiale

Fonte: "Solar thermal power"

European Commission DG XVII (Energy)

Idoneità alla realizzazione di impianti solari a concentrazione

■ eccellente ■ buono ■ idoneo ■ non idoneo

dell'irraggiamento solare diretto che evidenzia la "sun belt".

L'impiego degli impianti basati su energia solare a concentrazione consente di ottenere i seguenti benefici:

- I. Possibilità di costruire impianti da decine di MW: l'energia solare a concentrazione ha ormai sviluppato tecnologie e sistemi per la produzione di energia collaudati e affidabili quanto quelle delle fonti fossili;
- II. Energia pulita: praticamente esente da emissioni di gas serra e da emissioni inquinanti. L'energia solare a concentrazione ha la capacità reale di fornire energia pulita in quantità consistenti, tanto da portare un effettivo contributo alla soluzione dei problemi ambientali, anche nelle soluzioni ibride; la quantità di CO₂ associata all'unità di energia prodotta dalla fonte rinnovabile è molto inferiore a quella associata alle fonti fossili. Ogni m² di impianto è in grado di evitare una produzione di CO₂ pari a 200-300 kg;
- III. Capacità di controllare la potenza erogata;
- IV. Opportunità di sviluppo per più settori: gli impianti basati sull'energia solare a concentrazione producono sia energia termica che elettrica e, quindi, possono essere impiegati in diverse applicazioni che necessitano di entrambe le fonti di energia;
- V. Gli impianti sono modulari, cioè sono composti da moduli che possono essere collocati in modo distribuito in prossimità dell'utenza. È quindi adeguato anche in

contesti tecnico-culturali non particolarmente specializzati, come per i paesi in via di sviluppo.

Accanto ai numerosi aspetti positivi, però, l'energia solare a concentrazione mostra i seguenti svantaggi:

- I. Bassa densità superficiale di energia e quindi alto costo unitario dell'energia: la quantità prodotta per unità di superficie è molto inferiore a quella tipica delle centrali convenzionali. Ciò significa che lo sfruttamento delle fonti rinnovabili richiede grandi superfici degli impianti di captazione con notevole impiego di territorio. Pur non esistendo grosse preoccupazioni riguardo la disponibilità di aree a basso costo da reperire, le grandi superfici degli impianti determinano in partenza un elevato costo dell'energia prodotta (Tabella 1). Per illustrare questo concetto si consideri che 1 kg di olio combustibile contiene 10'000 kcal, cioè 11,6kWh di energia che può essere liberata in pochi secondi. Per produrre una tale quantità, un m^2 di collettore di un impianto solare termoelettrico con collettori parabolici lineari necessita di 2-3 giorni di funzionamento;
- II. La produzione di energia è in generale intermittente nel tempo a causa della variabilità giornaliera e stagionale della fonte solare primaria. Come conseguenza di ciò, il valore economico dell'energia prodotta è più basso rispetto a quello delle fonti fossili. Il fattore di capacità è, quindi, molto basso rispetto a quello degli impianti impieganti le fonti fossili, nonostante i miglioramenti nel dispacciamento dell'energia raggiunti con i sistemi di accumulo e con l'impiego di modalità ibride;
- III. Occupazione di aree territoriali molto estese: la bassa densità superficiale dell'energia comporta la necessità di occupare vaste aree di territorio per gli impianti (anche dell'ordine di 100 km^2 rispetto alle aree degli impianti tradizionali dell'ordine del km^2). Questa esigenza (valida in generale anche per le altre tecnologie rinnovabili) desta perplessità da parte dell'opinione pubblica, come se non si riconoscesse alle fonti rinnovabili una capacità industriale come per l'attività agricola e turistica. Una soluzione si può trovare dall'impiego di territori marginali meno popolati;
- IV. Mutamento del paesaggio: gli impianti basati sull'energia solare a concentrazione hanno un aspetto poco naturale, sia per la forma degli elementi che li compongono,

che per il colore. Non vi è dubbio che l'aspetto paesaggistico venga alterato, però una linea di compromesso può essere facilmente trovata dato che l'installazione di impianti di fonti rinnovabili permette la possibilità di ripristinare la situazione originaria del sito. Infatti, non vengono lasciati effluenti sul terreno e le apparecchiature possono essere facilmente smantellate con una spesa modesta.

Tabella 1.1 Densità superficiale d'energia rinnovabile su un territorio tipo del sud Europa (DNI 1700 kWh/m²·anno) [6].

Fonte rinnovabile	Tipo di energia	Densità superficiale dell'energia	Densità superficiale di energia ktep ⁽¹⁾ /km ² ·anno
Elico	Elettrica	20-47 GWh/km ² ·anno	4,5-10,4
Solare fotovoltaico	Elettrica	65-70 GWh/km ² ·anno	14-15
Solare termico	Termica	468-756 TJ/km ² ·anno	13-21
Solare termodinamico: • Paraboloide Trough • Parabolide Dish • Central Tower	Elettrica	33-39 GWh/km ² ·anno 33-39 GWh/km ² ·anno 49-59 GWh/km ² ·anno	7,0-8,6 11-13
Biomasse	Termica	16-41 TJ/km ² ·anno	0,38-0,98
Biomasse (biocombustibili)	Chimica	2,6-3,2 TJ/km ² ·anno	0,062-0,076
Idraulica	Elettrica	0,02-0,06 GWh/km ² ·anno	0,004-0,013

(1) tep: *tonnellata equivalente di petrolio* è un'unità di misura di energia.

Un impianto solare termodinamico per la produzione di energia elettrica è centralizzato principalmente dai seguenti componenti:

- a) Il concentratore (o riflettore): una schiera di superfici riflettenti che raccolgono la radiazione solare diretta e la concentra nel ricevitore solare;
- b) Il ricevitore solare: riceve la radiazione solare, minimizzando le perdite;

- c) Il fluido termovettore primario: trasferisce il calore dal ricevitore all'impianto di carico. Ne esistono di diversi tipi, dall'acqua ai più moderni sali fusi (che raggiungono temperature più elevate e sono economici e non tossici). È detto primario per distinguerlo da eventuali altri fluidi, detti secondari, a cui potrebbe cedere calore attraverso degli scambiatori di calore;
- d) Il fluido termoconvettore secondario: è il fluido di lavoro a cui viene trasferito il calore raccolto dal fluido primario e che compie il ciclo nella turbina. Fluido primario e secondario possono coincidere;
- e) La macchina termica: tipicamente una turbina a vapore, ma può essere una turbina a fluido organico (per basse temperature di lavoro), a gas (per elevate temperature) o un motore Stirling (nel caso particolare dei concentratori a disco parabolici);
- f) L'accumulatore termico: è tipicamente un doppio serbatoio di sali fusi, uno tipicamente alla temperatura di 550°C detto caldo, l'altro alla temperatura di 290°C, detto freddo. Il sistema di stoccaggio è un supporto poroso, composta da più particelle solide che immagazzinano l'energia termica fornita dal fluido caldo e la ripristinano in caso di bisogno. La porosità permette la circolazione del fluido all'interno del letto, in modo che quando si carica, il calore trasferito al fluido proveniente dal campo solare, entra dalla parte superiore del letto e trasferisce energia alle particelle solide. Nella fase di recupero, il flusso è invertito ed il fluido freddo viene pompato dal fondo per essere riscaldato dalle particelle solide.

Classificazione degli impianti CSP

I sistemi di concentrazione possono essere lineari quando il fuoco della concentrazione è una retta, oppure puntuali, quando invece è un punto. I primi, a differenza dei secondi, sono più semplici ma raggiungono temperature minori. In base alla geometria e alla disposizione del concentratore rispetto al ricevitore si possono distinguere tre tipologie di impianto:

- Impianti con collettori parabolici lineari;
- Impianti con collettori a disco parabolico;
- Impianti a torre centrale.

Impianti con collettori parabolici lineari (Parabolic trough)

La tecnologia CSP più matura che attualmente è impegnata nella produzione di energia elettrica da solare termodinamico è quella che utilizza collettori parabolici lineari. Lo schema costruttivo è riportato in figura 1.2.

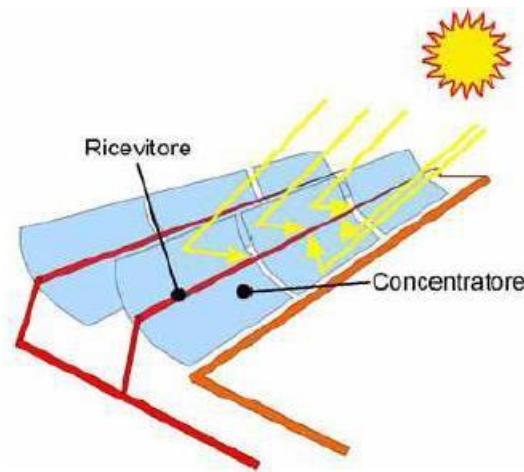


Figura 1.2 Schema di un pannello parabolico lineare

I concentratori sono ottenuti piegando un foglio di materiale riflettente a forma di parabola. Un tubo metallico nero, coperto da un tubo di vetro in modo da ridurre le perdite di calore, è posizionato lungo la linea focale del ricevitore e funziona da assorbitore. Quando la parabola è puntata verso il sole, i raggi del sole entranti nell'apertura della parabola, sono riflessi dal ricevitore verso l'assorbitore. Questo converte l'energia in calore e la trasferisce al fluido termovettore che scorre al suo interno [9]. Il fluido termovettore entra a temperatura minima, percorre il ricevitore lungo la linea dello specchio ed esce alla massima temperatura.

Affinché il fluido possa raggiungere la temperatura massima di esercizio, le serie di collettori sono disposte su due file parallele, formando una stringa che rappresenta il modulo unitario dell'impianto. Le file dei collettori vanno distanziate per evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco.

Ogni collettore è movimentato da un attuatore (collocato nel suo centro) in base alla posizione del sole individuata da un apposito sensore. Inoltre è visionato da un controllore il quale assicura che al suo interno entri la massima quantità di raggi solari (tutto controllato da logica

informatica). I collettori sono fissati rigidamente a strutture di supporto in acciaio che, a loro volta, sono sorretti poi da piloni; questi ultimi ne consentono la rotazione per l'inseguimento del sole e ne garantiscono la resistenza alla forza del vento.

Il ricevitore, posizionato nel fuoco del collettore, è costituito da tubi in acciaio saldati in opera per formare una linea tale che, nella posizione di riferimento in esercizio, si trovi in asse con la retta focale dei collettori. La linea di tubi è mantenuta in posizione da bracci di sostegno che permettono la dilatazione termica dei tubi quando l'impianto è in esercizio. La funzione dei tubi è quella di trasferire al fluido termovettore che scorre al suo interno, la massima quantità di energia solare concentrata dagli specchi riflettenti, riducendo al minimo le perdite di energia per irraggiamento verso l'ambiente.

Ogni tubo ricevitore è costituito da un tubo assorbitore d'acciaio inossidabile, sulla cui superficie esterna viene depositato un rivestimento spettralmente selettivo di materiale composito metallo-ceramico (*Cermet*), caratterizzato da un'elevata assorbenza della radiazione solare e una bassa emissività di calore nell'infrarosso. Il tubo d'acciaio è incapsulato sotto vuoto in un tubo esterno di vetro borosilicato, coassiale con il tubo assorbitore, che ha la funzione di proteggere il rivestimento dal contatto con l'aria, in modo da ridurre al minimo la dispersione termica verso l'ambiente. Sulla superficie del tubo di vetro viene depositato un trattamento antiriflesso, per aumentare la trasmittanza della radiazione solare, riducendo al minimo l'energia riflessa.

All'uscita, il fluido è convogliato alla centrale di potenza per mezzo di tubazioni e, tramite degli scambiatori di calore, l'energia termica raccolta viene ceduta al fluido operativo che segue un ciclo a vapore di tipo Rankine. Le temperature raggiunte con questa tecnica arrivano fino a 565°C e si utilizzano come fluidi termovettori oli diatermici o sali fusi.

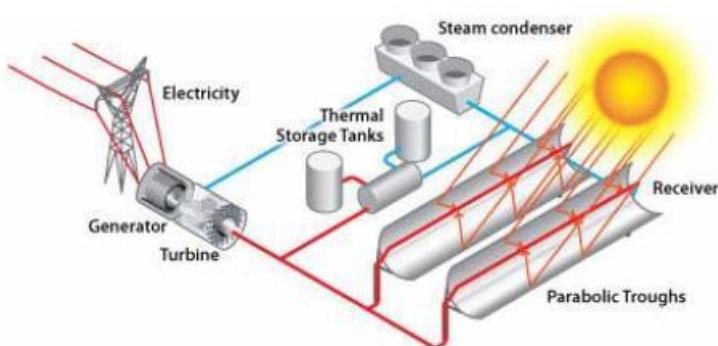


Figura 1.3 Schema di sistema a collettori lineari con tubo ricevitore disposto lungo il collettore [8]

Gli impianti sopra descritti incorporano campi di collettori che hanno un'apertura che va dai 500 ai 5000 m² [10].

Impianti con collettori a disco parabolico (Dish-Engine-Systems)

L'impianto solare con collettori a disco parabolico è un dispositivo la cui superficie riflettente ha la forma di un disco parabolico che ha il compito di concentrare la luce solare su un ricevitore localizzato sul punto focale del disco stesso (figura 1.4).



Figura 1.4 Collettore a disco parabolico Eurodish

Allo stato attuale della tecnologia è possibile una sola configurazione impiantistica di tipo solare e senza sistemi di accumulo. Il disco solare è un collettore a forma di paraboloide a fuoco puntiforme ed è composto da diversi moduli assemblati su cui vengono incollati dei pannelli riflettenti. I pannelli sono analoghi a quelli impiegati nei collettori parabolici lineari.

L'inseguimento della posizione apparante del sole viene effettuato su due assi, in modo da raccogliere tutta la componente diretta della radiazione nell'arco della giornata. Si hanno due possibili modalità:

1. *Inseguimento azimutale*: il disco ruota su un piano parallelo alla terra e su un piano ad esso perpendicolare, consentendo un movimento su/giù e sinistra/destra.
2. *Inseguimento polare*: il disco ruota attorno ad un asse parallelo all'asse della terra (asse polare) con un'angolazione di 15°/h (esattamente come la rotazione compiuta

dalla terra) e attorno ad un asse perpendicolare a quest'ultimo (asse d'inclinazione) con un'angolazione di $0,016^\circ/h$.

Il paraboloide viene azionato da due attuatori, uno per ciascun asse, controllati da un computer, in base alla posizione del sole individuata da un apposito sensore.

La struttura di supporto che sorregge il paraboloide può avere diverse soluzioni:

- I. A pilone o a traliccio centrale;
- II. Sospeso nel baricentro del sistema paraboloide-motore;
- III. Turntable;

Il ricevitore è a cavità ed è posizionata nel punto focale del disco solare (ad una distanza focale di $4\div 5m$) con una piccola apertura all'interno della quale si posiziona il fascio di tubi in cui scorre il fluido termovettore da riscaldare.

il fluido termovettore è un gas, in particolare idrogeno ed elio. Il calore raccolto alimenta, in genere, direttamente il sistema di conversione dell'energia.

Ci sono due tipi di ricevitore:

1. A scambio diretto (directly illuminated tube receiver): la superficie assorbente esposta alla radiazione solare è costituita da una parete di piccoli tubi nei quali circola direttamente il gas del motore da risaldare;
2. A fluido intermedio (indirectly illuminated tube receiver): la superficie esposta alla radiazione solare trasmette il calore per conduzione ad un fluido intermedio, tipicamente sodio liquido, che evapora e ricondensa su una mesh di tubi nei quali circola il gas da riscaldare. Se il sodio liquido bagna completamente la superficie illuminata ed evapora per ebollizione, il ricevitore è detto *reflex-pool-boiler-receiver*. Nel caso in cui il sodio evapi direttamente sul retro della superficie illuminata, adeguatamente provvista di alette di dispersione di calore, viene detto *reflux heat-pipe receiver*. Oltre ai due ricevitori sopra descritti è stato anche sviluppato un terzo ricevitore adatto a soluzioni ibride, in grado di assorbire contemporaneamente o alternativamente sia l'energia termica prodotta dal collettore che quella prodotta dalla combustione di gas; questi ricevitori usano tipicamente sodio liquido al loro interno per permettere un elevato scambio termico.

Impianti a torre centrale (CRS – Central Receiver System)

Un impianto solare con ricevitore centrale CRS (Central Receiver System) è caratterizzato da un campo di pannelli riflettenti piani, chiamati eliostati, posti intorno ad una torre sulla cui sommità è posto un ricevitore verso cui viene concertata la radiazione solare riflessa dagli eliostati (figura 1.5). Il fluido termovettore, circolando nel ricevitore centrale, converte la radiazione solare in energia termica.

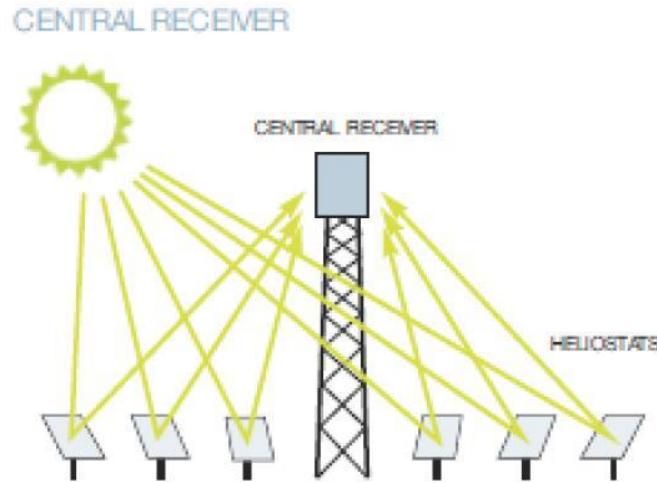


Figura 1.5 Sistema che capta la radiazione solare con eliostati e torre centrale [13]

Al momento, le sostanze impiegate come fluido termovettore primario sono: il vapore, i sali fusi, il sodio liquido, l'aria e l'olio combustibile.

Gli eliostati sono costituiti da moduli, ricoperti di pannelli riflettenti (solitamente vetro o materiali alternativi quali membrane riflettenti o fogli metallici, del tutto analoghi a quelli impiegati nei collettori parabolici lineari), assemblati su una struttura in metallo (avente un'area di $40 \div 17 \text{ m}^2$), sorretta a sua volta da un albero (alto $5 \div 6\text{m}$) in metallo fissato a terra. Gli eliostati possono essere collocati in modo da circondare completamente la torre dove vi è il ricevitore. Esso può essere collocato in una o più file circolari oppure essere posto ad emiciclo verso nord (o sud nel caso di emisfero australe). I concentratori devono essere opportunamente distanziati tra loro per evitare fenomeni di ombreggiamento, con una distanza che aumenta allontanandosi dalla torre. La necessità di puntare il ricevitore, in ciascuna ora del giorno e in tutte le stagioni, richiede un meccanismo di inseguimento a due assi in modo da far ruotare ciascuno specchio autonomamente da nord a sud e da est a ovest. La movimentazione degli eliostati viene solitamente effettuata da due attuatori, uno per la rotazione azimutale e uno per l'elevazione lineare, in funzione del percorso del sole individuato dal sensore.

Gli azionatori, controllati elettronicamente, sono la parte più costosa del sistema. Per questo gli specchi vengono costruiti il più grande possibile.

Il ricevitore è una piccola area collocata in modo fisso sulla sommità di una torre in cui scorre il fluido termovettore da riscaldare.

Ci sono 4 tipi di ricevitore:

1. Ricevitore esterno: il ricevitore è costituito da 20-24 pannelli piani assorbitori su cui ci sono montati delle serpentine di tubi di acciaio (lunghi 10-15 m con un diametro di 12-70 mm) disposti a formare un cilindro (di diametro 6-8 m); all'interno dei tubi scorre il fluido termovettore da scaldare. Il problema di questo ricevitore è che il fluido può congelare (110-220 °C per i sali fusi e 95°C per il sodio) e che la superficie esterna deve essere mantenuta minima per ridurre le dispersioni termiche. Tale soluzione consente di produrre calore a 600°C.
2. Ricevitore a cavità: al fine di ridurre le dispersioni termiche, l'irraggiamento solare viene concentrato su superfici assorbenti collocate all'interno di una cavità, la quale può essere chiusa quando non c'è luce solare. Le superfici assorbenti sono formate da 4-5 pannelli verticali (altri 12-15 m e larghi 5-6 m) disposti a formare un semicilindro (di diametro 7-9 m). Possono essere presenti più cavità a formare il ricevitore.
3. Ricevitore volumetrico: la superficie è fatta di un materiale in grado di resistere alle alte temperature, come la ceramica o il metallo, con una struttura a nido d'ape. Al suo interno viene fatta passare l'aria che, una volta riscaldata, trasferisce il calore ad un secondo fluido termovettore.
4. Ricevitore a diretto assorbimento: è la tecnologia più recente in cui il calore concentrato viene trasferito direttamente alle particelle d'aria che circola al suo interno. Può consentire di raggiungere un calore anche fino a 2000°C.

Lo stadio di accumulo prevede il sistema a doppio serbatoio (two-tanks), in cui il sale fuso, prelevato dal fondo del serbatoio freddo (290°C), viene inviato verso il ricevitore posto alla sommità della torre solare dove raggiunge la temperatura di 565°C per poi essere inviato al serbatoio caldo. Il sale ad alta temperatura viene indirizzato verso il generatore di vapore al quale viene ceduto il calore necessario per la produzione del vapore surriscaldato, che poi espande in una turbina a vapore. Occorre sottolineare che il campo solare è solitamente sovradimensionato rispetto alla potenza nominale della turbina. Questo perché esso deve essere in grado di alimentare l'impianto e contemporaneamente accumulare energia termica

nel serbatoio nei diversi momenti della giornata, in modo da poterla utilizzare anche durante la notte. Inoltre, tra i punti di forza, va considerata la rapidità di risposta del ricevitore. In seguito alla riduzione di radiazione causata dal passaggio di una nuvola, il tempo impiegato per riportare la temperatura dei sali da 290°C a 565°C è di un solo minuto.

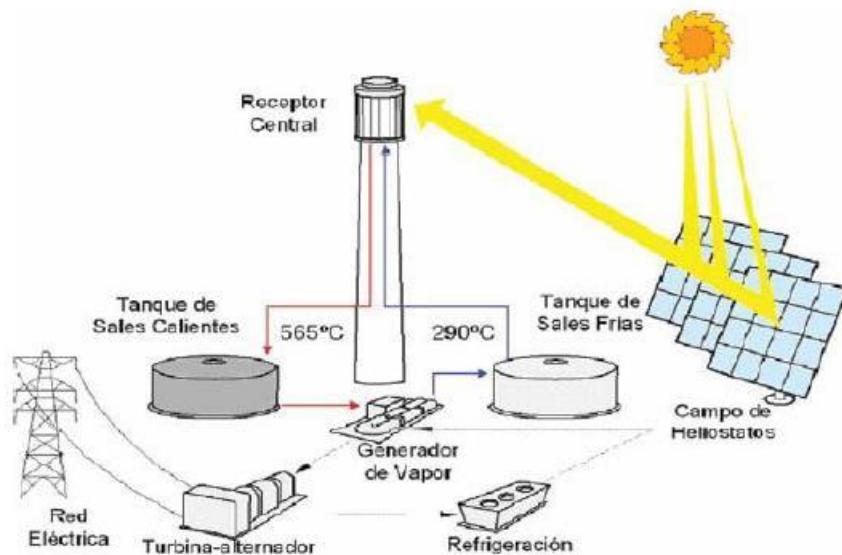


Figura 1.6 Impianto a torre centrale per la produzione di energia elettrica

Nonostante le torri solari siano una tecnologia meno matura, negli ultimi 15 anni sono stati testati diversi sistemi sperimentali in varie località, dimostrando la fattibilità ingegneristica e il potenziale commerciale.

Tipologie di applicazione

È possibile individuare tre principali ambiti applicativi degli impianti CSP installati a seconda della temperatura ambiente e, quindi, a seconda della radiazione elettromagnetica raccolta:

1. Media temperatura (120-205 °C): l'obiettivo è la produzione di freddo tramite l'utilizzo di macchine ad assorbimento. Quest'ultime, già piuttosto diffuse a livello commerciale, permettono di trasferire calore da una sorgente a bassa temperatura ad una temperatura più alta tramite un apporto di calore. Quando si propone di utilizzare il sole come fonte di calore primaria per produrre freddo, si parla di *solar cooling*. Inoltre, la richiesta di freddo è maggiore nelle regioni e nei periodi di maggiore insolazione. Dunque, il solar cooling, sembra essere una soluzione ideale per ridurre i costi energetici dei sistemi di condizionamento. In questo ambito, le biomasse costituiscono l'unica fonte energetica rinnovabile che possa competere con il solare termodinamico a concentrazione [3].
2. Alta temperatura (250-1200 °C): l'obiettivo è fornire calore a cicli termodinamici per la produzione di potenza elettrica. È il principale mercato del solare a concentrazione, con centinaia di MW di potenza installata nel mondo. In questo mercato il solare termodinamico compete direttamente con la tecnologia fotovoltaica e con quella eolica, ma presenta grossi limiti in termini di disponibilità di accumulo dell'energia prodotta e del dispacciamento.
3. Altissima temperatura (>1200°C): l'obiettivo è fornire calore a processi termochimici. Si tratta di un settore molto specialistico, dove si opera ancora a livello esclusivamente di ricerca e, dove il solare termodinamico, non ha rivali tra le tecnologie alimentate di fonti rinnovabili.

Tra questi processi quello maggiormente sviluppato è, senza dubbi, la produzione di idrogeno solare. A parte i costi (attualmente difficili da valutare), da un punto di vista energetico risultano sicuramente più vantaggiosi i metodi nel quale la conversione del calore solare in idrogeno avviene in maniera diretta.

I cicli termochimici, costituiti da una serie di reazione ossidoriduttive che coinvolgono sostante intermedie di diversa natura, consentono di operare la scissione dell'acqua in idrogeno ed ossigeno a partire da calore a temperature relativamente elevate (800-1500 °C). La possibilità di alimentare termicamente tali cicli mediante energia solare rende questi

processi produttivi completamente rinnovabili e quindi perfettamente compatibili con una strategia di sviluppo sostenibile.

Attualmente, la tecnologia CSP trova un'applicazione concreta solo nella produzione di potenza elettrica e, nel breve periodo, questa sarà con ogni probabilità la sua principale applicazione. Come per le altre forme di energia rinnovabile di recente introduzione, per potersi affermare, gli impianti CSP devono fronteggiare un'agguerrita competizione sul piano dei costi di generazione dell'energia. La presenza di un crescente mercato dell'energia verde, che prevede forme di incentivazione basati su diversi certificati verdi, consente di superare il gap di competitività rispetto a produzioni convenzionali.

Per ridurre il costo di generazione, si può agire sostanzialmente su due aspetti:

- Ridurre i costi specifici d'investimento;
- Aumentare l'efficienza di produzione.

Per aumentare il valore di mercato dell'energia prodotta, si può diminuire la variabilità di produzione, rendendola meno dipendente dalla fonte solare. Il tutto comporta l'introduzione di un sistema di accumulo o l'utilizzazione di un sistema integrato solare.

Per rendere la produzione meno dipendente dalla variabilità intrinseca della fonte solare, l'attuale tecnologia prevede la possibilità di realizzare impianti ibridi. In tali impianti ibridi si va ad affiancare al campo solare, un ciclo di potenza che fornisce energia quando la radiazione solare è insufficiente.

CSP in Italia e nel mondo

In Italia il potenziale energetico solare è molto elevato, soprattutto nelle regioni del sud, dove si hanno livelli medi annui di radiazione solare su piano orizzontale di circa 1500 kWh/m²anno. I progetti più importanti risultano essere:

- *Eurelios*, nato negli anni '80 nella terra degli specchi leggendari di Archimede. Tale impianto, finanziato dalla comunità europea, permetteva di fornire una potenza nominale di 1 MW. L'assenza di un accumulatore termico, consentiva la possibilità di funzionamento in assenza della radiazione solare per poco più di 30 minuti. Nel 2011, per questi deficit di utilità, fu smantellato dall'ENEL.
- *Progetto Archimede*, nato nel 2007, permette la possibilità di integrare all'impianto a ciclo combinato esistente un impianto solare a concentrazione. Il già presente impianto a

ciclo combinato consente una produzione di 380 MW, con la possibilità di sfruttare il terreno intorno e, quindi, un ulteriore incremento di potenza di ulteriori 30 MW.

Nel mondo, invece, la maggior parte degli impianti solari costruiti si trovano in Spagna. Sono circa 50 le centrali solare ad alta temperatura installate, consentendo una produzione di energia complessiva di 2,3 GW. In figura 1.7 è possibile osservare la mappa delle centrali site in Spagna.



Figura 1.7 Mappa dei progetti realizzati in Spagna

Oltre la Spagna, la maggior parte degli impianti più rappresentativi sono localizzati negli Stati Uniti (California). In futuro, però, è prevista una elevata diffusione in tutta la Sun Belt. Si trovano molte centrali in Nord Africa e Medio Oriente. Nel programma della Cina, paese sempre all'avanguardia sul rinnovabile, è previsto per i prossimi 20 anni l'installazione di nuove centrali termodinamiche. Il più alto potenziale di crescita, però, è detenuto dall'Arabia Saudita, che prevede di installare 25 GW di potenza entro il 2032.

Bibliografia

1. Fonti Energetiche Rinnovabili, Inzoli, 2014
2. Le fonti di energia rinnovabili: energia eolica, energia solare fotovoltaica, energia solare termodinamica, energia da biomasse, energia idroelettrica, Bartolazzi, 2006
3. F.J. Collado, J. Gullar, “Two-stages optimised design of the collector field of solar power tower plants”, International Journal of Solar Energy 135, Jun. 2016

4. G. Srilakshmi, N.S. Suresh, N.C. Thirumalai, M.A. Ramaswamy, "A novel approach to determine the non-dimensional heliostat field boundary for solar tower plants", International Journal of Sustainable Energy Technologies and Assessments, Vol.17, Oct. 2016
5. M. Saghabifard, M. Gadalla, "Thermo-economic analysis of air bottoming cycle hybridization using heliostat field collector: A comparative analysis", International Journal of Energy, Vol.112, Oct. 2016
6. S.S.M. Therani, R.A. Taylor, "Off-design simulation and performance of molten salt cavity receivers in solar tower plants under realistic operational modes and control strategies", International Journal of Applied Energy, Vol.179, Oct. 2016
7. Z. Erregueragui, N. Boutammachte, A. Bouatem, O. Merroun, M. Zemmouri, "Packed-bed Thermal Energy Storage Analysis: Quartzite and palm-oil performance", International Journal of Energy Procedia , Vol.99, Nov. 2016
8. T. Ren, Y. Sun, J. Zhang, H. Mu, G. Yan, S. Liu, "Optimal energy use of the collector tube in solar power tower plant", International Journal of Renewable Energy, Vol.93, Aug. 2016
9. L. Marocco, L. Cammi, G. Flesch, T. Wetzel, "Numerical analysis of a solar tower receiver tube operated with liquid metals", International Journal of Thermal Sciences, Vol.105, Jul. 2016
10. W. Gaggioli, P. Di Ascenzi, L. Rinaldi, P. Tarquini, F. Fabrizi, "Effects assessment of 10 functioning years on the main components of the molten salt PCS experimental facility of ENEA", AIP Conference Proceedings, Vol.1734, Oct. 2016
11. S. Can Gulen, "Second Law Analysis of Integrated Solar Combined Cycle Power Plants", Conference of International Gas Turbine Institute, Vol.3A, Jun. 2014
12. E. Mokheimer, Y. Dabwan, M. Habib, "Performance Comparative Analysis of Three Different CSP Technologies Integrated with Gas Turbine Cogeneration Systems in Saudi Arabia", International Journal Of Energy Procedia, Vol.75, Jan. 2015
13. G. Barigozzi, G. Franchini, A. Perdichizzi, S. Ravelli, "Simulation of Solarized Combined Cycles: Comparison between Hybrid Gas Turbine and ISCC Plants", ASME Turbo Expo 2013: Turbine Technical Conference and Exposition, Vol.4, Jun. 2013
14. G. Manente, S. Rech, A. Lazzaretto, "Optimum choice and placement of concentrating solar power technologies in integrated solar combined cycle system", International Journal of Renewable Energy, Vol.96A, Oct. 2016
15. J. Spelling, B. Laumert, T. Fransson, "Optimal Gas-Turbine Design for Hybrid Solar Power Plant Operation", ASME Turbo Expo 2012: Turbine Technical Conference and Exposition, Vol.6, Jun. 2012

16. L. Aichmayer, J. Spelling, B. Laumert, T. Fransson, "Micro Gas-Turbine Design for Small-Scale Hybrid Solar Power Plants", ASME Turbo Expo 2013: Turbine Technical Conference and Exposition, Vol.4, Jun. 2013
17. R. Braun, K. Kusterer, T. Sugimoto, K. Tanimura, D. Bohn, L. Köllen, "Combined Solar Thermal Gas Turbine and Organic Rankine Cycle Application for Improved Cycle Efficiencies", ASME Turbo Expo 2013: Turbine Technical Conference and Exposition, Vol.4, Jun. 2013
18. M.C. Cameretti, G. Langella, S. Sabino, R. Tuccillo, "Modeling of a Hybrid Solar Micro Gas-turbine Power Plant", ATI 2015 – 70th Conference of the ATI Engineering Association, Vol.82, Sep. 2015
19. Solar Thermal Energy Production: Guidelines and Future Programmes of ENEA, C. Rubbia et al. – ENEA/TM/PRES/2001_07 – 1 June 2001
20. L. Rubini, G. Habib, M. Lavra, "Tecnologie solari a concentrazione – Produzione di calore a media temperatura", Sep. 2011