

IL PROGRAMMA ENEA SULL'ENERGIA SOLARE A CONCENTRAZIONE AD ALTA TEMPERATURA

SOMMARIO

La tecnologia solare a concentrazione potrà giocare nei prossimi decenni un ruolo fondamentale nella produzione energetica mondiale, sfruttando calore ad alta temperatura da fonte solare per produrre quantità significative di elettricità – tramite conversione termodinamica - o di idrogeno – tramite scissione dell'acqua per via termochimica - con cicli completamente rinnovabili e senza emissione di gas serra, a costi competitivi.

Il potenziale teorico disponibile nei paesi della “fascia solare” (sun belt) è ampiamente sufficiente per assicurare un contributo significativo alla copertura del fabbisogno mondiale prevedibile; fra questi, i Paesi che si affacciano sulla sponda sud del Mediterraneo e del vicino Oriente dispongono di potenzialità notevolissime, con costi di produzione dell'energia sensibilmente inferiori rispetto a quanto conseguibile in Europa.

Nell'immediato la tecnologia solare a concentrazione si può integrare - anche in aree dell'Europa meridionale e quindi anche in Italia - alle altre tecnologie rinnovabili (eolica e solare fotovoltaica) che dovranno contribuire alla crescente domanda europea di “elettricità verde”.

L'ENEA è quindi impegnato a sviluppare questa tecnologia solare, ponendosi come principale attore nella attuale fase iniziale, ma ricercando fin da subito applicazioni industriali per consentire all'industria italiana di partecipare a pieno titolo e da subito al nascente mercato globale di queste tecnologie energetiche.

Il programma ENEA copre le fasi che vanno dalla ricerca di laboratorio fino all'industrializzazione in compartecipazione con soggetti industriali, proponendo soluzioni potenzialmente all'avanguardia nel settore.

Fra i punti di forza attuali, la realizzazione di un prototipo di collettore solare adatto all'impiego in centrali solari di potenza, la brevettazione di un rivestimento selettivo con tecnologia CERMET di elevate caratteristiche fototermiche e in grado di operare fino a 550 °C, l'esperienza acquisita nell'impiego di sali fusi come mezzo di trasporto e accumulo del calore a basso costo, che consente di realizzare centrali solari in grado di produrre energia elettrica con caratteristiche di migliore dispacciabilità e quindi con maggior valore di mercato.

a cura di M. FALCHETTA

con i contributi di:

A.Antonaia, M.Caffarelli, T.Crescenzi, A.De Luca, A.Fontanella, F.Fabrizi, M.G.Giannuzzi, A.Maccari,
D.Mazzei, E.Metelli, P.Monaci, M.Montecchi, D.Prischich, L.Rinaldi, P.Tarquini, M.Vignolini

INDICE

SOMMARIO	1
LA MOTIVAZIONE DI UN IMPEGNO ITALIANO NELLE TECNOLOGIE SOLARI A CONCENTRAZIONE	5
LA TECNOLOGIA SOLARE A CONCENTRAZIONE: ENERGIA PULITA PER LA SOSTENIBILITÀ ENERGETICA	5
PROSPETTIVE DELLE TECNOLOGIE CSP	8
IL POSIZIONAMENTO E L'INTERESSE DELL'ITALIA NELLE TECNOLOGIE CSP	8
LA TECNOLOGIA CSP PER LA PRODUZIONE DI ELETTRICITA' E IDROGENO	9
PRINCIPI DI BASE DEI SISTEMI CSP	9
LA TECNOLOGIA CSP PER LA PRODUZIONE ELETTRICA	10
I DUE PRINCIPALI PROBLEMI SUL TAPPETO: LA TEMPERATURA E LA CONTINUITÀ DI ESERCIZIO	11
IL FUTURO: LA PRODUZIONE DIRETTA DI IDROGENO SOLARE	12
I PRINCIPALI PROGRAMMI E INIZIATIVE INTERNAZIONALI.....	13
IL PROGRAMMA SOLARPACES	13
IL PROGRAMMA DELLA GLOBAL ENVIRONMENT FACILITY (GEF) SUL SOLARE A CONCENTRAZIONE	13
L'INIZIATIVA CSP-GMI	14
IL PROGRAMMA DI SVILUPPO SPAGNOLO	14
IL PROGRAMMA ENEA SULLE TECNOLOGIE SOLARI A CONCENTRAZIONE	15
UN PROGRAMMA ARTICOLATO	15
LA PROPOSTA TECNOLOGICA ENEA PER L'ELETTRICITÀ SOLARE: L'UTILIZZO DI SALI FUSI IN SISTEMI A COLLETTORI PARABOLICI	15
I vantaggi dei sali fusi	16
La sfida tecnologica dell'impiego di sali fusi	17
LE PRINCIPALI REALIZZAZIONI.....	18
R&S SUI COMPONENTI	18
Collettori solari	18
OBIETTIVI E PRESTAZIONI CONSEGUITI	23
Prove di laboratorio	24
Prove in campo	25
REALIZZAZIONE DI IMPIANTI DI PROVA	27
L'impianto PCS	27
<i>Esperienza operativa sull'impianto PCS</i>	28
Altri impianti sperimentali	29
LA TECNOLOGIA ENEA PER CENTRALI DI POTENZA.....	31
IL PROGETTO ARCHIMEDE	31
PROSPETTIVA DELL'IMPIEGO DELLA TECNOLOGIA ENEA PER IMPIANTI DI POTENZA	34

QUADRO SINTETICO DELLE COLLABORAZIONI ATTIVATE.....	37
IL PROGRAMMA ENEA PER LA PRODUZIONE DI IDROGENO CON SISTEMI SOLARI A CONCENTRAZIONE	38
R&S PER LA PRODUZIONE DIRETTA DI IDROGENO	38
COLLABORAZIONI.....	40
CONCLUSIONI	41
BIBLIOGRAFIA.....	42

LA MOTIVAZIONE DI UN IMPEGNO ITALIANO NELLE TECNOLOGIE SOLARI A CONCENTRAZIONE

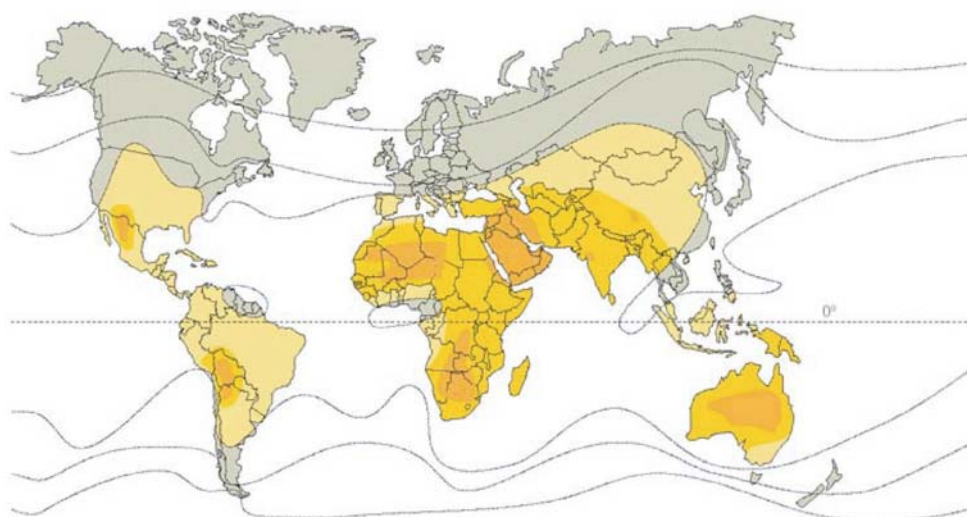
La tecnologia solare a concentrazione: energia pulita per la sostenibilità energetica

La disponibilità energetica è stata sempre una componente essenziale della civiltà umana. Negli ultimi 150 anni il consumo energetico planetario è cresciuto stabilmente ad un tasso annuo medio intorno al 2,3%. Il fabbisogno energetico dell'uomo, soddisfatto principalmente mediante i combustibili fossili, è aumentato fino a superare la somma dell'energia termica, proveniente dal nucleo terrestre, e di quella relativa alle maree indotte dal sole e dalla luna.

Le attività umane hanno quindi più che raddoppiato l'energia "endogena" del pianeta Terra. Il consumo complessivo legato alle attività dell'uomo è comunque ancora solo 1/10.000 dell'energia incidente sulla superficie terrestre proveniente dal sole.

Questo dato di fatto, connesso al progressivo esaurimento delle riserve di combustibili fossili e al rischio di danni ambientali crescenti - fra i quali il rischio, ancora da dimostrare scientificamente ma plausibile, di cambiamenti climatici di ampie proporzioni - porta a considerare l'energia solare fra i principali candidati per la sostenibilità energetica del pianeta. Ciò nell'ambito di uno sviluppo del mercato delle fonti rinnovabili che ha ormai assunto proporzioni significative; un recente rapporto della McIlvaine Company, prevede un quasi raddoppio del mercato mondiale dell'energia rinnovabile dai 27 Miliardi di \$ attuali a 46 Miliardi di \$ del 2008 [1].

Il grosso del potenziale della fonte solare si trova nella cosiddetta "sun belt" (fascia del sole) ovvero l'area a maggiore irraggiamento solare del pianeta, illustrata in fig. 1. 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. Come ordine di grandezza, in queste aree ogni metro quadro di collettore solare può produrre in un anno un'energia termica equivalente a circa un barile di petrolio [2]. Questi Paesi sono quindi candidati naturali a uno sviluppo intensivo dell'energia solare.



Fonte: "Solar thermal power"
European Commission DG XVII (Energy)

Idoneità alla realizzazione di impianti solari a concentrazione
■ eccellente ■ buono ■ idoneo ■ non idoneo

Fig. 1- Mappa mondiale dell'irraggiamento solare diretto che evidenzia la "sun belt"

Dal recente studio MED-CSP, commissionato dal Ministero dell'Ambiente Tedesco al Centro Aerospaziale DLR [3], 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). Allo studio hanno contribuito, oltre al DLR e ad altri organismi di ricerca tedeschi, i centri di ricerca energetica di Giordania (NERC), Marocco (CNRST), Egitto (NREA), Algeria (NEAL), a significare un interesse comune che può legare i Paesi europei – importatori di energia ed esportatori di tecnologia – ai Paesi del Nord Africa – possessori di risorse sia fossili che solari e che vedranno comunque una crescita notevole dei propri consumi energetici.

Per lo sfruttamento massiccio di questo potenziale si presta in modo particolare la tecnologia solare termica a concentrazione (CSP, dall'inglese Concentrating Solar Power) .

Questa tecnologia, che finora ha avuto applicazione principalmente negli Stati Uniti e che verrà descritta nel dettaglio più avanti, potrebbe essere vista come in competizione rispetto alla tecnologia fotovoltaica, già relativamente diffusa e in forte espansione in Europa; in realtà ciò è vero solo in parte. Due aspetti sono da considerare al riguardo: la tecnologia fotovoltaica sfrutta sia la radiazione diretta che la radiazione diffusa, quindi è adatta anche a zone, quali l'Europa settentrionale, con scarso irraggiamento diretto; inoltre si presta ad applicazioni molto diversificate – dai pochi W, necessari a un caricabatterie solare per il telefono cellulare, ai MW di impianti solari dedicati, passando per i pochi kW o le decine di kW di applicazioni distribuite nel settore residenziale o civile –. La tecnologia CSP invece sfrutta solo la radiazione diretta e mal si presta, a parte casi particolari o applicazioni eminentemente termiche, alla realizzazione di impianti di piccole dimensioni. Per impianti di taglia attorno o superiori al MW e in zone a forte irraggiamento diretto, consente però costi di produzione dell'energia elettrica inferiori rispetto alla tecnologia fotovoltaica, e il vantaggio, in questo caso specifico, è destinato a permanere [3] abbastanza a lungo a meno di radicali progressi tecnologici nel settore fotovoltaico.

Limitandosi all'area euro-mediterranea si può quindi intravedere una sorta di integrazione fra le due tecnologie: la tecnologia fotovoltaica nelle aree, principalmente europee, meno dotate di radiazione diretta, e in generale in tutta una serie di applicazioni distribuite con potenze da pochi kW alle centinaia di kW; il solare termico a concentrazione nelle aree con più forte intensità di radiazione e per impianti di media-grande potenza (dal MW in su).

Si può anche prefigurare una situazione nella quale l'Europa aumenti la propria quota di “elettricità verde” sia attingendo al proprio potenziale delle varie fonti rinnovabili disponibili nel territorio che importando energia da fonte solare prodotta nelle zone più vocate.

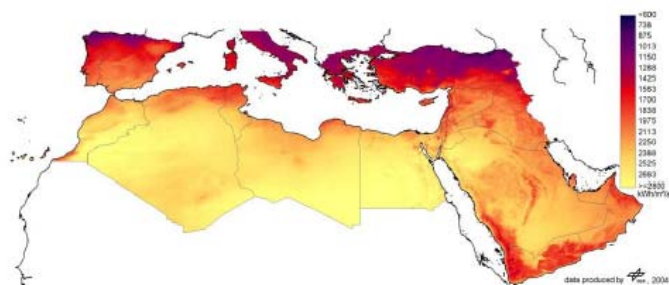


Fig. 2 - Mappa dell'irraggiamento solare diretto nella zona mediterranea (fonte [3]); in chiaro le zone a più forte irraggiamento

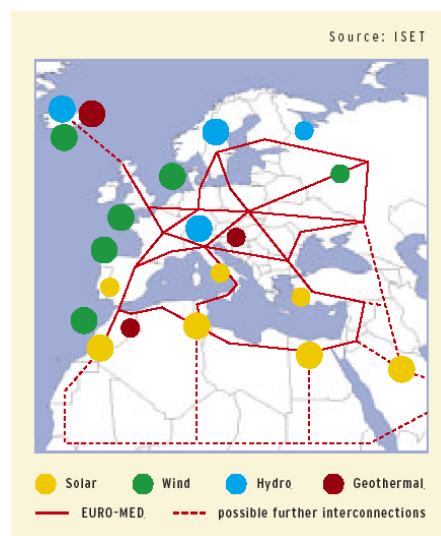


Fig. 3- Schema esemplificativo dell'interconnessione elettrica euro-mediterranea (fonte ISET)

Per cogliere appieno i fondamenti di questa proposta di “grande prospettiva”, occorre notare che la densità di energia solare incidente e le caratteristiche territoriali presenti sulla sponda sud del Mediterraneo comportano costi di produzione dell’elettricità solare quasi dimezzati rispetto alle aree più favorevoli dell’Europa meridionale; inoltre vi è una disponibilità notevolissima di superfici non utilizzabili per fini agricoli. Dato che il costo della trasmissione elettrica ad alta tensione in corrente continua è valutabile, per una distanza dell’ordine di 1.000 km di cui 100 in cavo sottomarino, intorno a 0,7 – 1,5 US¢/kWh [5], non è affatto illogico pensare di realizzare in queste regioni, in un quadro di integrazione economica e sociale, una produzione solare destinata, oltre che ai crescenti consumi elettrici e idrici dell’area nord africana e medio orientale, anche a parte dei consumi elettrici europei.

In proposito vale la pena ricordare che, a prescindere da obiettivi strettamente energetici, è già allo studio la realizzazione del cosiddetto “anello elettrico mediterraneo” (medring), che dovrebbe permettere fra breve la completa interconnessione elettrica dei Paesi che si affacciano sul Mediterraneo alla rete elettrica europea. I progetti già avviati o di cui è stata definita la fattibilità [4] sono: il completamento delle connessioni est-ovest fra i vari Paesi sulla sponda sud, a partire dalla Spagna fino alla Grecia; la connessione fra Terga (Algeria) e Litoral de Almeria (Spagna) da 2.000 MW; la connessione Algeria – Sardegna, da 1.000 MW; il rinforzo della linea Sardegna – Italia, 500 + 500 MW; la connessione Tunisia – Italia, 1.000 MW; la connessione Libia – Italia, 600 + 1.000 MW. Su un ulteriore e notevole potenziamento dell’interconnessione Nord-Sud puntano invece recenti studi “di grande prospettiva solare” [6], che prevedono l’introduzione di linee ad alta tensione e in corrente continua (HVDC: High Voltage Direct Current) con capacità di trasmissione totale dell’ordine di 60 GW al 2050, in grado di trasferire 450 TWh/anno di energia di origine solare. In attesa di un approfondimento, sul piano tecnico-economico e politico, di simili prospettive è evidente che lo sfruttamento significativo della risorsa solare presente nel Mediterraneo è una questione di notevole portata economica e politica e potrebbe avere notevoli implicazioni in termini di integrazione Nord-Sud e quindi di sviluppo di relazioni pacifiche.

In una prospettiva ancora più futuribile, la produzione diretta di idrogeno, sempre con tecnologia CSP, potrebbe permettere di aumentare notevolmente la produzione energetica della “sun belt”.

Nell’immediato, alcune zone dell’Europa meridionale, in particolare della Spagna, ma anche dell’Italia meridionale, dispongono di una discreta potenzialità per sfruttare le tecnologie CSP ai fini di aumentare la quota rinnovabile di produzione elettrica.

La Spagna in particolare si trova in una situazione favorevole, sia per la presenza di un potenziale significativo sia per la notevole esperienza acquisita con le attività sperimentali compiute, a partire dal 1981, presso la Plataforma Solar de Almeria, in forte sinergia con la Germania.

Nel caso dell’Italia, non esistono attualmente studi accurati sul potenziale energetico sfruttabile con tecnologia CSP. In merito lo studio [3] stima un potenziale “tecnicamente sfruttabile” dell’ordine di 88 TWh/anno (88 miliardi di kWh/anno) ed uno “economicamente sfruttabile” dell’ordine di 5 TWh/anno; in realtà tali cifre sono stime di larga massima. A prescindere da ciò è evidente come, ancor più della Germania, che sta perseguendo lo sviluppo di questa tecnologia da diversi anni pur disponendo di un potenziale “economicamente” sfruttabile praticamente nullo, l’obiettivo principale da conseguire tramite lo sviluppo della tecnologia CSP è quello di ottenere vantaggi, anche economici, dallo sfruttamento del suo potenziale nelle zone più favorite dal punto di vista della risorsa solare.

Al riguardo occorre osservare che, essendo la fonte primaria gratuita, la totalità del fatturato connesso alla produzione energetica da fonte solare va a beneficio di chi realizza e cura la manutenzione degli impianti di produzione; chi ne detiene il know-how è destinato quindi a sfruttare la maggior parte del giro d’affari connesso.

Prospettive delle tecnologie CSP

Lo sviluppo previsto per le applicazioni CSP segue di circa 20 anni lo sviluppo delle applicazioni eoliche; un possibile trend, corrispondente all'obiettivo dell'iniziativa CSP-GMI [7], [19] di raggiungere i 5.000 MW nel 2015, è illustrato nel grafico di fig. 4, tratto da [8].

Il "portafoglio" di impianti CSP programmati a vario livello nel mondo assomma [8] a 1.562 MW; aggiungendo i 28 MW previsti per il progetto italiano Archimede, che verrà descritto più avanti, e il portafoglio di progetti della Global Environment Facility (GEF) [8] attualmente previsti, pari a 130 MWe, si arriva a un portafoglio potenziale mondiale nel breve-medio termine di oltre 1.700 MW. Di questi, 300 MW sono considerati sufficientemente "sicuri" dal punto di vista della realizzazione.

Gli obiettivi di riduzione del costo "livellato" dell'energia elettrica prodotta da questi impianti, valutati dalla GEF, sono illustrati in fig. 4, tratta sempre da [8]; si prevede una riduzione del costo "livellato" (LEC) 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. Altre fonti ([17], [18]) prevedono costi inferiori, fino a 3,5 US¢/kWh.

L'avverarsi delle previsioni di sviluppo dipenderà molto dalla situazione politica ed economica dei prossimi anni. E' comunque chiaro che oggi la diffusione della tecnologia CSP è al livello in cui si trovava la tecnologia eolica a metà degli anni '80; all'epoca pochi ci scommettevano, eppure ormai si è arrivati a una potenza eolica installata nella sola Europa pari a più di 34.000 MW a fine 2004 [9]; la potenza totale mondiale nel 2005 ha superato i 50.000 MWe e ormai le principali società realizzatrici di impianti eolici vengono a far parte dei principali gruppi mondiali nel settore della generazione elettrica, quali Siemens, ABB, General Electric.

Il vantaggio della tecnologia eolica è stato quello di venire sviluppata principalmente nei paesi (Nord Europa e USA) dove era concentrata sia la tecnologia che la fonte; in seguito questa tecnologia è stata "esportata" a livello globale. La tecnologia solare CSP, a parte il caso degli Stati Uniti, si trova in una situazione diversa, in cui la tecnologia dovrà, con ogni probabilità, essere sviluppata in Paesi ad alta tecnologia ma in qualche modo "esportata" fin da subito.

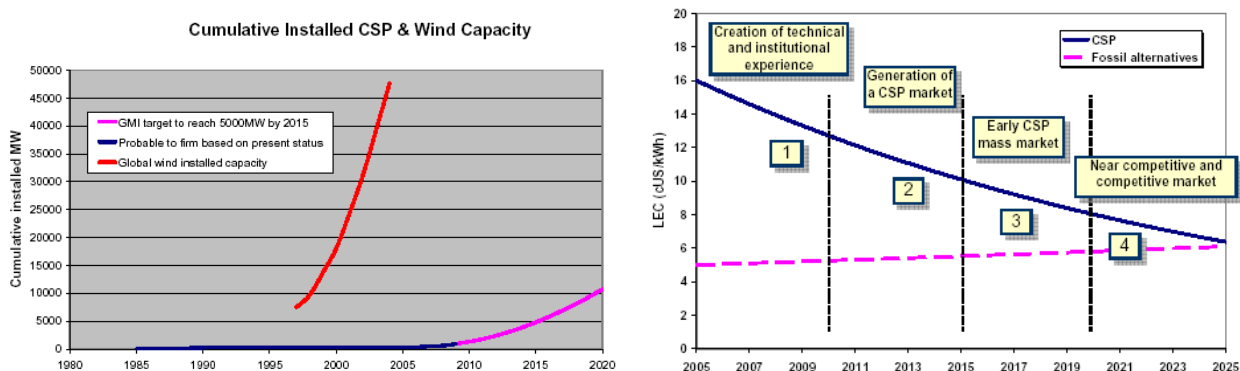


Fig. 4 - Sviluppo delle installazioni eoliche e solari CSP e andamento dei costi previsti entro il 2020-2025 [8]

Il posizionamento e l'interesse dell'Italia nelle tecnologie CSP

Da quanto argomentato finora dovrebbe essere evidente quale può essere il posizionamento e l'interesse dell'Italia nel settore delle tecnologie CSP:

1. perseguire lo sviluppo tecnico e industriale di questa tecnologia allo scopo di garantirsi, in un'ottica di integrazione euromediterranea e di globalizzazione della problematica ambientale, un flusso di "energia verde" a costi vantaggiosi;

2. assicurarsi in tempo una quota sostanziale del futuro fatturato globale connesso, in termini di R&S, di imprenditorialità e di commesse industriali ad aziende italiane.

Da queste premesse nasce l'impegno dell'ENEA nelle tecnologie CSP; i principali aspetti tecnici coinvolti e i dati principali delle attività ENEA nel settore sono l'oggetto del presente lavoro.

LA TECNOLOGIA CSP PER LA PRODUZIONE DI ELETTRICITA' E IDROGENO

Principi di base dei sistemi CSP

Le tecnologie solari a concentrazione utilizzano la radiazione "diretta" del sole, concentrandola tramite specchi. Le loro applicazioni riguardano soprattutto la produzione di elettricità e la realizzazione di processi chimici ad alta temperatura, fra cui la produzione di idrogeno tramite dissociazione dell'acqua. Attualmente tre sono le principali tipologie di impianti a concentrazione, che di seguito vengono brevemente descritte.

Impianti con collettori parabolici lineari, in cui specchi di forma parabolica - che ruotano su un solo asse - riflettono e concentrano i raggi del sole su un tubo (tubo ricevitore) al cui interno scorre un opportuno fluido "termovettore"; questo fluido, generalmente costituito da oli sintetici, trasferisce il calore a un generatore di vapore per la successiva produzione di elettricità tramite un turboalternatore. Attualmente questa tipologia presenta la maggiore diffusione commerciale, dimostrata dall'esperienza di esercizio degli impianti SEGS (Solar Electric Generating Systems), in funzione da metà degli anni ottanta a Kramer Junction nel deserto del Mojave (California), con nove unità per una potenza complessiva di 354 MWe. Questi impianti hanno complessivamente prodotto e immesso in rete ad oggi più di 13 TWh (miliardi di kWh).

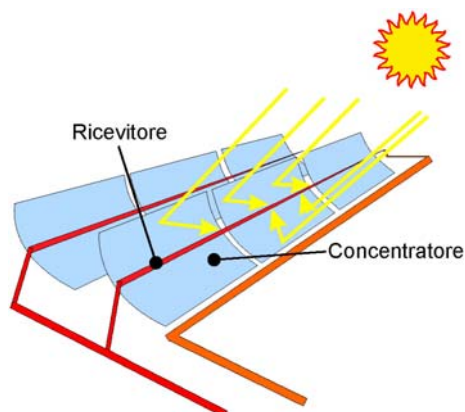


Fig. 5 -Schema di sistema a collettori lineari



Fig. 6 -Vista di parte di un impianto SEGS a Kramer Junction (fonte: [19])

Impianti a torre centrale, in cui un sistema di specchi indipendenti (eliostati) insegue il sole e concentra i suoi raggi su un "ricevitore" fisso posto alla sommità di una struttura a torre. Dal ricevitore un fluido opportuno trasferisce il calore a un generatore di vapore, che alimenta un turboalternatore. Con questo sistema si possono raggiungere fattori di concentrazione, e quindi temperature, superiori rispetto ai collettori parabolici lineari. Uno dei principali impianti realizzati con questa tipologia è il Solar Two negli Usa, da 10 MWe, che ha operato come impianto sperimentale dal 1996 al 1999 a Daggett, California. L'impianto Solar Two è stato il primo a impiegare come fluido termovettore una miscela di "sali fusi", costituita da un 60% di nitrato di sodio (NaNO_3) e un 40% di nitrato di potassio (KNO_3).

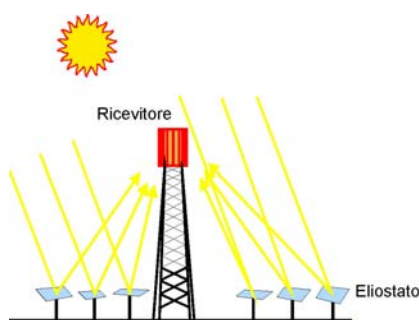


Fig. 7 - Schema di sistema a Torre solare



Fig. 8 - Vista dell'impianto Solar Two

Impianti con collettori a disco parabolico, costituiti da un pannello riflettente di forma parabolica che insegue il sole, con un movimento di rotazione attorno a due assi ortogonali, e concentra la radiazione solare su un "ricevitore" montato nel suo punto focale. Il calore ad alta temperatura viene normalmente trasferito ad un fluido ed utilizzato in un motore, posizionato al di sopra del ricevitore, dove viene prodotta direttamente energia meccanica o elettrica.

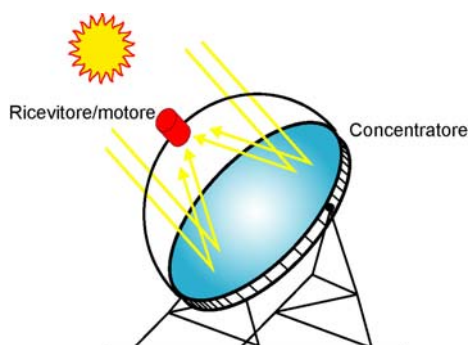


Fig. 9 - Schema di sistema a disco parabolico



Fig. 10 - Sistema a disco parabolico Eurodish (CESI)

La Tecnologia CSP per la produzione elettrica

Gli impianti CSP trovano attualmente un'applicazione concreta solo nella produzione di elettricità; anche nel breve-medio termine questa sarà con ogni probabilità la loro principale applicazione.

Come per le altre forme di energia rinnovabile di recente introduzione (escludendo quindi gli impianti idroelettrici e geotermoelettrici), gli impianti CSP per affermarsi 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 economica basati, per esempio, sul meccanismo dei "certificati verdi", consente di superare, nei casi favorevoli e in considerazione del costo crescente dell'energia da fonti fossili, il gap di competitività rispetto a produzioni convenzionali.

In ogni caso il problema di ridurre il costo di produzione e di aumentare il valore di mercato dell'energia prodotta rimangono gli aspetti principali per acquisire quote di mercato. Per diminuire il costo di generazione si può agire sostanzialmente su due aspetti:

- ridurre i costi specifici di investimento;
- aumentare l'efficienza di produzione.

Per aumentare il valore di mercato dell'energia prodotta si può invece aumentare la "dispacciabilità" della produzione, rendendola cioè meno dipendente dalla variabilità della fonte solare; ciò comporta l'introduzione di un sistema di accumulo, o l'utilizzazione di un sistema integrato solare/combustibile fossile.

Nella realtà i tre aspetti (riduzione dei costi d'investimento, aumento dell'efficienza, aumento della "dispacciabilità") sono conflittuali e va quindi trovato un compromesso; il fatto che non sia ancora stato trovato il "compromesso vincente" porta al fatto che esistono ancora varie linee tecnologiche in lizza.

Anche quando si sarà trovato un "compromesso vincente" rimarrà pur sempre spazio per vari produttori e per innovazioni specifiche (un po' come accade per la tecnologia automobilistica o, in modo più calzante, per la tecnologia eolica).

I due principali problemi sul tappeto: la temperatura e la continuità di esercizio

Due sono i principali aspetti limitanti l'attuale tecnologia CSP: la temperatura raggiungibile e la continuità di servizio. Per quanto riguarda **la temperatura raggiungibile**, come già detto gran parte degli impianti commerciali attuali usano collettori parabolici lineari e utilizzano come fluido termovettore un olio sintetico. Questo tipo di fluido consente temperature operative non superiori a 400 °C; ciò limita il rendimento termodinamico del gruppo di generazione a vapore.

Per quanto riguarda invece la **continuità di esercizio**, per rendere la produzione elettrica meno dipendente dalla variabilità intrinseca della fonte solare la tecnologia attuale prevede di realizzare impianti "ibridi", in cui al campo solare si affianca un bruciatore a gas che fornisce energia quando la radiazione solare è insufficiente. In alternativa si può utilizzare il calore solare per produrre vapore integrativo da utilizzare in un impianto termoelettrico convenzionale; in questo caso però la quota di produzione solare in rapporto al totale è, per motivi tecnici, relativamente bassa, generalmente da pochi percento a valori dell'ordine del 15%.

Volendo realizzare impianti solari "puri", la soluzione è invece l'introduzione di un sistema di accumulo termico, che consente di eliminare gli effetti dei transitori di breve durata dovuti a irregolarità nell'irraggiamento solare e di svincolare in parte il diagramma di produzione dal diagramma di irraggiamento solare, come mostrato in fig. 11 ove si assume nei due casi la stessa potenza elettrica installata; il risultato è che la presenza dell'accumulo porta a campi solari più ampi a parità di potenza elettrica, con una maggiore produzione e un maggior numero di "ore equivalenti annue" di funzionamento, che possono passare dalle 1.500 ore tipiche di un impianto senza accumulo alle 2.000-4.000 o più di un impianto con accumulo. Un accumulo di grandissime dimensioni consentirebbe di produrre energia virtualmente in modo continuo; in realtà è più opportuno limitarsi ad accumuli di entità pari a 5-10 ore di funzionamento a potenza nominale, che consentono comunque di programmare al meglio la produzione elettrica concentrandola nei periodi di richiesta più elevata (aumentandone quindi il valore di mercato).

Infatti, come si può notare dai diagrammi illustrati in fig. 12, il picco di richiesta elettrica in Italia è generalmente spostato nelle ore pomeridiane-serali, quindi ritardato di circa 6 ore rispetto al picco di irraggiamento solare. Questo aspetto è spesso ancora più marcato nei Paesi in via di sviluppo. In generale, sulla base di sistemi di previsione meteo fino a 2-3 giorni – che stanno iniziando a essere introdotti nei sistemi di gestione del parco di generazione elettrica – è addirittura possibile ottimizzare la produzione per renderla disponibile solo o principalmente nelle ore in cui l'energia viene pagata di più.

Un sistema di accumulo consente anche di produrre su richiesta, contribuendo al margine richiesto per la potenza di riserva della rete.

Volendo quindi dotare un impianto solare di sistema di accumulo, la scelta più naturale è quella di utilizzare un serbatoio dove immagazzinare l'energia termica del fluido termovettore in uscita dai collettori solari; l'olio sintetico normalmente utilizzato in questi ultimi ha però un costo

relativamente elevato e, presentando sia rischi di impatto ambientale in caso di fuoriuscita che rischi di incendio, non è il fluido più idoneo per l'impiego in un sistema d'accumulo.

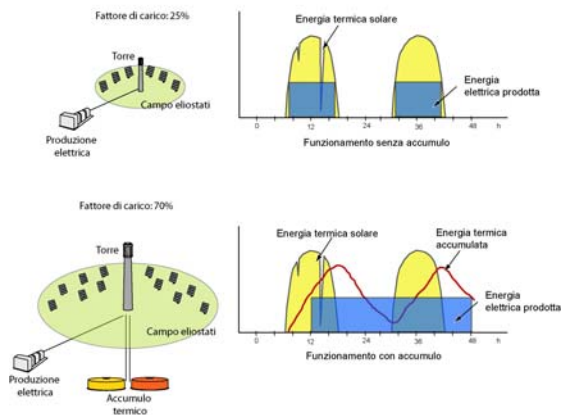


Fig. 11 - Schema della produzione senza e con sistema di accumulo

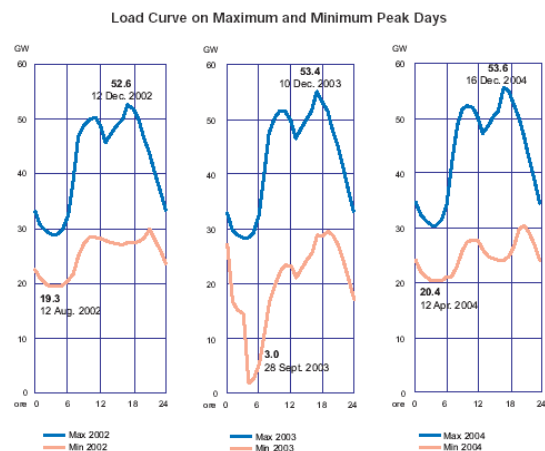


Fig. 12 - Diagrammi di carico della rete italiana nel 2003 [10] (nota: il 28 sett. 2003 avvenne il black-out generale)

Si sta quindi sperimentando nel mondo l'utilizzo di fluidi alternativi agli oli sintetici, quali l'acqua, con produzione diretta del vapore, e le miscele di sali fusi. Mentre l'acqua consente in linea di principio alte temperature (in impianti a torre), ma non consente di realizzare significativi sistemi di accumulo termico, i sali fusi consentono sia un notevole aumento della temperatura massima di esercizio (da 390 a 550°C) che la realizzazione di un accumulo termico a costo competitivo.

Il Futuro: la produzione diretta di idrogeno solare

Uno dei problemi fondamentali in un futuro scenario energetico sostenibile sarà la produzione di energia su larga scala a costi competitivi e senza produzione di gas serra, servita da vettori di trasmissione quali energia elettrica ed idrogeno. Una volta esaurita la potenzialità di "trasferimento di energia" tramite l'interconnessione elettrica, il nuovo vettore idrogeno potrà consentire di trasferire, su grandi distanze, il potenziale delle fonti primarie dalle zone di produzione alle zone di consumo, come attualmente avviene per i combustibili fossili. Ottenere grandi quantità di energia da vettori sotto forma di idrogeno, senza emissioni di gas serra, significa usare l'acqua come materia prima e una fonte energetica primaria che non produca gas serra. La cattura e il confinamento della CO₂, derivante da processi produttivi che abbiano come fonte primaria i combustibili fossili, sarà verosimilmente solo una tappa intermedia nella transizione ad un modello energetico di scala planetaria basato sul vettore idrogeno e su processi di produzione di energia senza emissioni di gas serra.

In questa prospettiva, la produzione di idrogeno ottenuta a partire da sistemi solari a concentrazione, tramite processi termochimici ad alta temperatura, promette di arrivare agli elevati rendimenti di conversione necessari per una produzione competitiva dell'idrogeno.

Infatti, se attualmente la produzione di idrogeno tramite elettrolisi è il processo più maturo per ottenere idrogeno dalla fonte solare, questo processo è caratterizzato da un rendimento globale - da energia radiante a contenuto energetico dell'idrogeno, passando per la raccolta e concentrazione della radiazione, la conversione in elettricità e l'elettrolisi - al più dell'ordine del 27%. Utilizzando la conversione fotovoltaica per produrre elettricità, seguita da elettrolisi dell'acqua, non si

ottengono rendimenti superiori, bensì tipicamente si raggiunge un rendimento globale dell'ordine del 12%.

A parte i costi, attualmente difficili da valutare, da un punto di vista energetico risultano sicuramente più vantaggiosi quei metodi nei quali la conversione del calore solare in idrogeno avviene in maniera diretta, secondo lo schema rappresentato in fig. 13; per questa via è teoricamente possibile ottenere rendimenti globali di conversione dell'ordine del 46 % [2].

I cicli termochimici, costituiti da una serie di reazioni ossidoriduttive che coinvolgono sostanze intermedie di natura diversa, consentono di operare la scissione dell'acqua in idrogeno e ossigeno a partire da calore a temperature relativamente elevate (800-1.500°C) ma comunque raggiungibili impiegando sistemi a elevata concentrazione, quali sistemi a torre o a disco parabolico. Questa tipologia di processi è nota fin dagli anni settanta del secolo scorso, ma solo in questi ultimi anni è oggetto di rinnovato interesse, sulla spinta delle sempre più impellenti problematiche ambientali.

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.

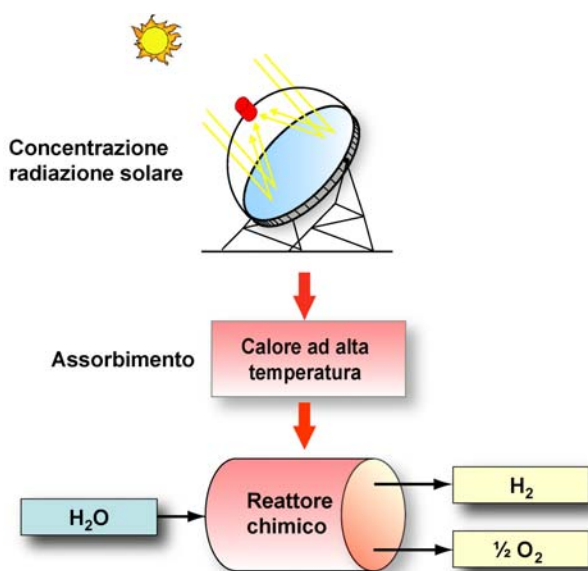


Fig. 13 - Schema della produzione di idrogeno da fonte solare per via termochimica

I PRINCIPALI PROGRAMMI E INIZIATIVE INTERNAZIONALI

Il Programma SolarPACES

Il Programma SolarPACES (www.solarpaces.org) è un programma collaborativo istituito dalla IEA (International Energy Agency) con lo scopo di coordinare le azioni dei vari organismi impegnati nello sviluppo della tecnologia solare a concentrazione. Nell'ambito del SolarPACES sono previste una serie di Task (azioni) relative allo sviluppo delle varie tecnologie solari a concentrazione, dalla produzione di elettricità alla chimica solare.

Il Programma della Global Environment Facility (GEF) sul solare a concentrazione

La GEF è un'organizzazione finanziaria indipendente, collegata alla World Bank e al Programma Ambientale delle Nazioni Unite, istituita nel 1991 allo scopo di aiutare i Paesi in via di sviluppo a

finanziare progetti e programmi per la protezione dell'ambiente globale. Al GEF partecipa anche l'Italia, dal 28/6/1994.

Nel 1996 il Panel tecnico-scientifico (Scientific and Technical Advisory panel - STAP) del GEF ha raccomandato la tecnologia solare ad alta temperatura, tramite l'impiego di sistemi a concentrazione (CSP), come una fra le tecnologie rinnovabili in grado di esibire un significativo potenziale di riduzione dei costi e di elevata domanda da parte dei Paesi situati nella "sun belt". Vari Paesi hanno richiesto il supporto del GEF per iniziative concrete nel campo del solare a concentrazione ad alta temperatura (Egitto, India, Iran, Giordania, Messico, Marocco), anche se finora nessun progetto è entrato nella fase realizzativa.

L'Iniziativa CSP-GMI

La CSP-GMI (Concentrating Solar Power – Global Market Initiative) è una Iniziativa internazionale stabilita al Summit Mondiale di Johannesburg del 2002, coordinata nell'ambito dei Task I del SolarPACES, intrapresa da un insieme di soggetti pubblici e privati con l'obiettivo di facilitare e accelerare la realizzazione di 5.000 MWe di impianti solari a concentrazione, nel mondo, entro i prossimi 10 anni [7]. In questo quadro, durante la Conferenza Mondiale sulle Energie Rinnovabili svoltasi nel 2004 a Bonn, l'Italia ha siglato un accordo con Germania, Spagna, Algeria, Marocco, Israele per lo sviluppo di centrali elettriche ibride a gas con integrazione solare, iniziando con gli impianti in Algeria, Marocco, Egitto previsti nel quadro del GEF e dei meccanismi di flessibilità dell'accordo di Kyoto [11].

Il Programma di sviluppo spagnolo

Con il Decreto Reale n. 436 del 2004 la Spagna ha introdotto un'incentivazione pari a 18 ¢cent/kWh, oltre alla tariffa di vendita commerciale, garantita per 25 anni, all'energia elettrica prodotta dai primi 200 MW di impianti solari a concentrazione (recentemente elevati a 500 MW).

Gli impianti già in avanzata fase di costruzione o definizione sono [12], [13], [14]:

- l'impianto PS10 da 11 MWe, con torre solare per la produzione diretta del vapore, la cui costruzione è iniziata il 28/6/2004; sono previsti due ulteriori impianti (PS20) da 20 MWe ciascuno;
- la torre solare Solar Tres da 15 MWe, con tecnologia a sali fusi;
- l'impianto EuroSEGS, da 15 MWe;
- un'altra dozzina di impianti a collettori parabolici, ognuno da 50 MWe, la cui realizzazione è pianificata da parte di varie utilities elettriche. La sola Iberdrola ha pianificato 9 impianti per un totale di 450 MWe; fra questi, quattro impianti da 50 MWe in due gruppi da 100 MW (AndaSol 1 e 2), con collettori parabolici e accumulo a sali fusi, che verranno realizzati da un consorzio di imprese: ACS Cobra (Spagna - 75%) e Solar Millennium (Germania - 25%). La costruzione di AndaSol-1 dovrebbe iniziare nel gennaio 2006.

IL PROGRAMMA ENEA SULLE TECNOLOGIE SOLARI A CONCENTRAZIONE

Un programma articolato

A partire dal 2000 l'ENEA ha intrapreso un'attività di ricerca, sviluppo e produzione dimostrativa nel campo delle tecnologie solari a concentrazione, finalizzata nella prospettiva di breve-medio termine alla produzione di elettricità e nel lungo termine alla produzione diretta di idrogeno da fonte solare.

Le attività godono di un finanziamento pubblico in base all'articolo 111 della Legge n. 388 del 2000, con una dotazione iniziale di 103 M€ - poi ridotti a 48 M€ per motivi di bilancio - e sono organizzate nell'ambito del Grande Progetto Solare Termodinamico (SOLTERM) appositamente istituito in seno all'ENEA.

Il programma si articola su quattro filoni di attività:

per la produzione di elettricità solare:

- sviluppo e prototipazione di componenti e sistemi innovativi per impianti solari a concentrazione;
- realizzazione di impianti di prova per le attività sperimentali;
- progettazione di centrali solari dimostrative, da realizzare tramite investimenti congiunti con soggetti industriali;

per la produzione di idrogeno solare:

- ricerca e sviluppo sulla produzione diretta di idrogeno solare tramite calore ad alta temperatura.

La proposta tecnologica ENEA per l'elettricità solare: l'utilizzo di sali fusi in sistemi a collettori parabolici

La tecnologia che l'ENEA sta sviluppando combina alcune caratteristiche dei sistemi a collettori parabolici lineari e di quelli a "torre solare" ad alta temperatura, puntando su innovazioni tecnologiche che permettano di superare i punti critici di entrambi [2].

In particolare:

- l'utilizzo di collettori parabolici lineari, in quanto tecnologia più "matura";
- lo sviluppo di tubi ricevitori in grado di operare ad alta temperatura;
- l'utilizzo, come fluido termovettore, di sali fusi ($\text{KNO}_3 - \text{NaNO}_3$) già utilizzati negli impianti a torre USA;
- la presenza di un sistema di accumulo termico, anche questo già utilizzato negli impianti a torre USA.

Lo schema di funzionamento dell'impianto a collettori parabolici lineari a sali fusi è illustrato nella figura seguente:

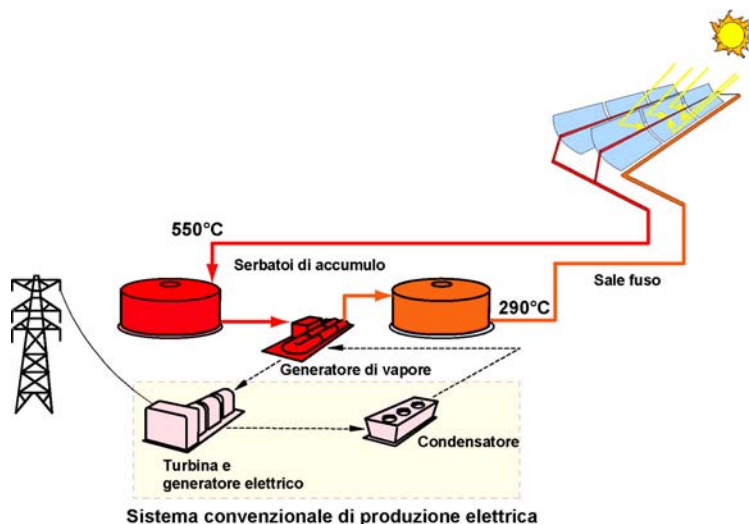


Fig. 14 – Schema della tecnologia ENEA per impianto a sali fusi

Sono presenti due serbatoi (serbatoio “caldo” e serbatoio “freddo”) che contengono la miscela di sali fusi rispettivamente alla temperatura di 550 °C e 290 °C. Dai serbatoi partono due circuiti indipendenti in cui il sale è spinto da opportune pompe di circolazione. Nel circuito del **campo solare**, in presenza di irraggiamento sufficiente il sale, prelevato dal serbatoio freddo, si riscalda fino a 550 °C circolando all’interno dei collettori solari e va a riempire il serbatoio caldo. Nel circuito del **generatore di vapore (GV)** il sale viene prelevato dal serbatoio caldo e, dopo aver prodotto vapore surriscaldato nel GV, ritorna al serbatoio freddo.

Nei limiti della capacità di accumulo, i due cicli – quello relativo alla cattura di energia dal sole e quello relativo alla produzione di vapore per alimentare il sistema di generazione elettrica - sono completamente svincolati, consentendo una produzione elettrica controllabile (con elevata dispacciabilità) a prescindere dalla disponibilità dell’irraggiamento solare.

I vantaggi dei sali fusi

L’impiego di sali fusi come fluido termovettore consente due vantaggi:

- di realizzare un accumulo termico a basso costo, in quanto i sali sono economici, non tossici e a limitato impatto ambientale (si tratta di fertilizzanti naturali) in caso di fuoriuscita accidentale;
- di aumentare la temperatura all’uscita del campo solare fino a 550 °C, con aumento delle prestazioni del ciclo termodinamico di produzione elettrica; nel caso degli oli sintetici la massima temperatura è invece limitata a circa 400 °C.

Relativamente all’accumulo, come già detto il costo del fluido ma soprattutto l’elevato pericolo di incendio e il maggiore impatto ambientale, in caso di fuoriuscita accidentale, rendono poco praticabile la realizzazione di accumuli termici di grandi dimensioni utilizzando olio diatermico.

Al contrario, il sistema di accumulo termico con sali fusi risulta più vantaggioso dal punto di vista dei costi e delle caratteristiche di sicurezza, tanto da essere proposto anche per sistemi a olio – quali ad esempio i due impianti AndaSol con collettori parabolici a olio da 50 MWe in fase di realizzazione in Spagna – tramite l’impiego di opportuni scambiatori di calore. In questo caso non si sfruttano tutte le potenzialità del sale fuso, in quanto la sua temperatura è limitata dalla massima temperatura del circuito a olio. Sfruttando invece la massima temperatura consentita dal sale si possono conseguire densità di accumulo termico dell’ordine di 0,2 MWh/m³, più che doppie rispetto a un serbatoio a sali fusi inserito in un circuito a olio. Ciò, combinato al basso costo e

all'alta densità dei sali fusi, consente, già con la tecnologia attuale, di poter scendere a costi per l'accumulo dell'ordine di 15 €/kWh_t. In termini di produzione elettrica, tenendo conto del rendimento di conversione termodinamica, si ottiene un costo specifico (costo di investimento necessario ad assicurare una capacità di accumulo termico in grado di generare 1 kWh elettrico) pari a 36 €/kWh_e. In prospettiva si può arrivare a costi dell'ordine di 30 \$/kWh_e [2], ovvero a circa 25 €/kWh_e.

Questa tecnologia di accumulo risulta vantaggiosa rispetto ad altre forme di accumulo utilizzate nel campo della produzione elettrica, quali l'accumulo in bacini idraulici (impianti di pompaggio/turbinaggio) e l'accumulo elettrico con batterie, avendo un costo di investimento molto più contenuto: infatti i sistemi citati presentano costi (per tecnologie già commerciali) rispettivamente dell'ordine di 100 €/kWh_e e di 100 – 1.000 €/kWh_e a seconda dei casi [15]. Una ulteriore prerogativa dell'accumulo a sali fusi è che il rendimento di ciclo (carica-scarica) è elevatissimo, dell'ordine del 99%, dato che le perdite di calore da un serbatoio ben coibentato di grandi dimensioni sono contenute; viceversa gli altri sistemi citati hanno rendimenti di ciclo inferiori al 75%.

Relativamente alla temperatura, l'impiego di sali fusi consente di produrre vapore ad alta temperatura, dell'ordine di 530 °C, in grado di alimentare cicli a vapore con rendimenti di conversione termodinamica elevati (42-44% contro il 37,6% di un ciclo alimentato con vapore a 370 °C, tipico di un impianto a olio) senza l'impiego di un risurriscaldatore a combustibile fossile. Questo vantaggio va commisurato con le maggiori perdite termiche dei collettori e con la necessità di sviluppare una tecnologia più "spinta", in particolare per i tubi ricevitori. Anche a parità di rendimenti o costi globali, poter produrre vapore a 530 °C consente comunque di alimentare direttamente cicli a vapore in impianti di tipo commerciale. Come già citato, un'alta temperatura rende inoltre più compatto il sistema di accumulo.

La sfida tecnologica dell'impiego di sali fusi

Nel campo dell'energia solare i sali fusi sono stati utilizzati per la prima volta nell'impianto sperimentale USA Solar Two. L'impiego di sali fusi pone indubbiamente problemi tecnologici maggiori rispetto all'impiego di oli sintetici; il principale problema è il fatto che queste miscele solidificano ad alta temperatura (da 142 a 238 °C a seconda dei componenti) per cui è necessario mantenerle sempre liquide con opportuni accorgimenti tecnologici; in particolare è necessario prevedere un sistema di fusione del sale e sistemi di preriscaldamento elettrico delle tubazioni nelle fasi di "primo avviamento" dell'impianto – quando le tubazioni vanno riempite di sale - nonché assicurare poi una continua circolazione dei sali nelle tubazioni – anche di notte – per prevenire solidificazioni della miscela. Un'alternativa alla circolazione continua può essere quella di riempire e svuotare il circuito giornalmente, ma questa operazione è praticabile solo in impianti con limitata estensione delle tubazioni, quali le torri solari; fra l'altro questa modalità "ciclica" è quella che comporta i maggiori rischi di solidificazione nel caso in cui non si assicuri un adeguato drenaggio del sale in tutte le tubazioni, come si è verificato nel Solar Two.

La circolazione continua di fluido termovettore è comunque una pratica comune anche negli impianti a collettori parabolici a olio sintetico tipo VP-1, sia perché tali oli solidificano a 15 °C (notoriamente nelle zone desertiche la temperatura notturna scende spesso sotto lo zero) sia per evitare stress termici eccessivi alle tubazioni.

Un'altro aspetto che caratterizza i sali fusi è la necessità di adottare per le tubazioni e la componentistica (in particolare pompe e valvole) materiali e tecnologie costruttive adeguati, in particolare per il comportamento alla corrosione. A tale riguardo una notevole esperienza è stata compiuta con l'esercizio del Solar Two; a partire dai dati e dalle raccomandazioni pubblicate, è necessario comunque condurre esperienze specifiche per qualificare la componentistica, attività che

l'ENEA sta attuando mediante i suoi circuiti sperimentali PCS e MOSE e con altre attività di laboratorio.

Ciò detto, l'impiego di sali fusi è attualmente una delle principali opzioni considerate per gli impianti solari di prossima realizzazione, in particolare in Spagna con i già citati Solar Tres, da 15 MWe interamente a sali fusi, e ANDASOL-1 e 2, da 50 MWe con collettori parabolici a olio sintetico e accumulo a sali fusi.

LE PRINCIPALI REALIZZAZIONI

R&S sui componenti

Le attività sui componenti hanno riguardato principalmente da un lato lo sviluppo e prototipazione dei collettori solari e di componenti critici del circuito, quali i collegamenti fra collettori e tubazioni di distribuzione, dall'altro la specifica e qualificazione, nell'impiego con sali fusi, di componenti essenziali del circuito, in particolare pompa di circolazione, valvole, strumentazione di processo.

Tali attività, tuttora in corso, hanno già permesso di conseguire risultati significativi, di seguito descritti per sommi capi.

Collettori solari

Il collettore solare rappresenta la voce principale nell'analisi economica che viene fatta per decidere la realizzazione di una centrale solare, quindi il suo costo e la sua efficienza rivestono particolare importanza per la diffusione della tecnologia solare a concentrazione. Per questo ENEA ha progettato e realizzato, insieme all'industria, un prototipo originale di collettore solare con la duplice finalità di migliorare i parametri tecnico economici del componente e di mettere l'industria nazionale in condizione di produrlo in serie, sia per il Progetto Archimede che per potersi proporre in maniera competitiva sul mercato internazionale.

Il collettore, illustrato nelle figure 15 e 16, è composto da:

- una struttura che supporta gli specchi, realizzando la geometria parabolica, e permette di orientarli in modo da inseguire il moto del sole;
- una serie di specchi di opportuno disegno geometrico;
- un sistema di movimentazione in grado di far ruotare la struttura con la precisione di puntamento richiesta;
- una serie di tubi ricevitori, su cui vengono concentrati i raggi solari, all'interno dei quali l'energia termica viene conferita al fluido vettore.

Il collettore è stato sviluppato nella sua interezza e sperimentato in varie versioni tramite il circuito di prova PCS; l'attuale lunghezza del collettore prototipale è pari a 50 m, ma le unità di serie saranno lunghe 100 m.

La **struttura**, che deve assicurare contemporaneamente rigidità, precisione geometrica elevata e basso costo, è stata interamente disegnata e calcolata con metodologie FEM in ENEA dall'unità SOLTERM e realizzata dalla società S.I.F.A. I carichi aerodinamici dovuti all'azione del vento, di gran lunga quelli più importanti nel dimensionamento della struttura, sono stati determinati con precisione attraverso modelli matematici specifici e prove nella galleria del vento del Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Università di Perugia. Oltre a raggiungere gli obiettivi di resistenza strutturale prefissi, il nuovo progetto ha conseguito notevoli risultati quanto ad economia costruttiva e semplicità di montaggio. La soluzione adottata, basata su un tubo centrale portante e supporti laterali a profilo variabile, pur a prezzo di un peso leggermente superiore ad analoghe realizzazioni concorrenti, presenta nella razionalità costruttiva e nella scelta dei materiali le sue carte vincenti, che la rendono di fabbricazione poco costosa, di facile trasportabilità, di rapida installazione e di

semplice registrazione, entro le tolleranze richieste dal sistema ottico concentratore. Nonostante le dimensioni considerevoli (lunghezza di circa 100 m, ampiezza di circa 6 m ed altezza di 3,5 m all'asse di rotazione), possono essere facilmente rispettate tolleranze finali sul montaggio dell'ordine del millimetro.



Fig. 15 - Immagine dei collettori solari in prova



Fig. 16 - Montaggio degli specchi di prima generazione (Powerwall)



Fig. 17 - Prova in galleria del vento del modello di collettore

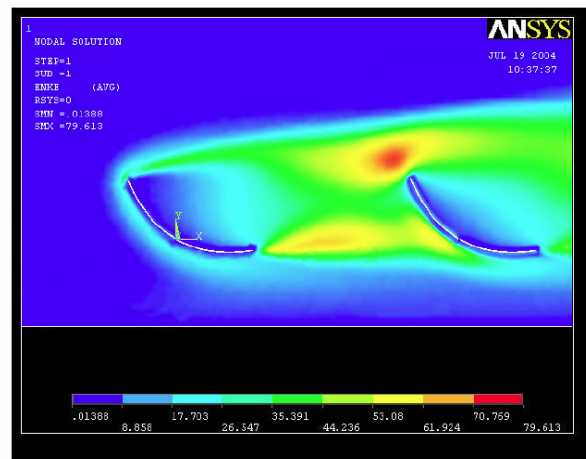


Fig. 18 - Distribuzione dell'energia associata ai moti turbolenti per due file di collettori

Gli **specchi** sono stati realizzati con varie tecnologie, coinvolgendo settori diversi dell'industria nazionale, con l'obiettivo di esplorare tutta una serie di alternative per conseguire un minor costo finale e migliori caratteristiche meccaniche rispetto alla soluzione tradizionale (FLABEG) che impiega uno specchio in vetro spesso, curvato a caldo.

Comun denominatore di tutte le soluzioni prese in esame è l'idea di impiegare uno specchio in vetro sufficientemente sottile (850 µm) da poter essere piegato a freddo, fino ad assumere la forma parabolica richiesta, e di applicarlo ad un pannello di supporto, con funzione strutturale, opportunamente sagomato.

Le soluzioni sviluppate finora sono:

- pannello di supporto basato su sandwich di materiale composito con anima in honeycomb di alluminio (soluzione sviluppata in due successive versioni con Powerwall ed Arca Compositi, entrambe installate sui prototipi di collettore provati nel PCS); su questa tecnologia è stata eseguita la caratterizzazione termomeccanica presso il Dipartimento di Scienza e Tecnologia dei Materiali dell'Università di Perugia-sede di Terni;
- pannello di supporto in composito interamente autoportante (soluzione sviluppata con FAINI Antenne e provata sul Modulo di Prova a Bassa Temperatura (MPBT));
- pannello di supporto basato su sandwich interamente metallico (soluzione sviluppata da DONATI Group, prossimamente verrà installata e provata su MPBT).

Altre soluzioni sono in fase di sviluppo, in particolare:

- pannello di supporto in vetro spesso, sagomato con processo di curvatura e tempera (soluzione in sviluppo con NUOVA PROTEX e GLASSIENA).

Inoltre, in alternativa allo specchio in vetro sottile è in corso di sviluppo, in collaborazione con ALMECO, un nuovo materiale riflettente basato su lamiera di alluminio per impieghi in campo solare.

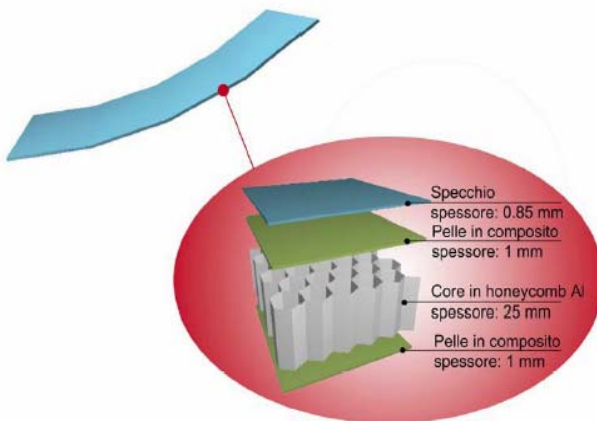


Fig. 19 - Schema della tecnologia honeycomb (Powerwall e Arca Compositi)



Fig. 20 - Specchi con supporto autoportante (Faini) in prova su MPBT

Il **sistema di movimentazione** è stato realizzato dalla Duplomatic Oleodinamica ed è costituito da una unità oleodinamica autonoma, realizzata su specifica ENEA con caratteristiche industriali, in grado di movimentare l'intero collettore da 100 m sulla base dei comandi inviati dal sistema di supervisione di centrale, assicurando l'inseguimento del sole con una precisione di 0,8 mrad.

Il sistema è in grado di portare il collettore nella posizione di sicurezza (in previsione di eventi atmosferici avversi, quali forte vento o grandine) in presenza di vento con velocità fino a 14 m/s; una volta posto in sicurezza il collettore è progettato per resistere a venti fino a 28 m/s.



Fig. 21 - Sistema di movimentazione dei collettori



Fig. 22 - Dettaglio del sistema di movimentazione

I **tubi ricevitori** sono elementi lunghi circa 4 m, saldati in opera per formare una linea che, nella posizione di riferimento durante l'esercizio, deve essere in asse con la retta focale degli specchi parabolici. La linea di tubi ricevitori è mantenuta in posizione da bracci di sostegno, dotati alle estremità di cerniere cilindriche, che permettono la dilatazione termica dei tubi quando l'impianto è in esercizio.

La funzione dei tubi ricevitori è quella di trasformare in calore ad alta temperatura e trasferire al fluido termovettore la massima quantità di energia solare concentrata dagli specchi riflettenti, riducendo al minimo le perdite di energia per irraggiamento verso l'ambiente esterno.

Ogni tubo ricevitore (fig. 23) è costituito da un tubo assorbitore d'acciaio inossidabile, sulla cui superficie esterna viene depositato, con tecnologia di sputtering, un rivestimento spettralmente selettivo (coating) di materiale composito metallo-ceramico (CERMET), caratterizzato da una elevata assorbanza della radiazione solare e una bassa emissività di calore nell'infrarosso. Il tubo d'acciaio è incapsulato, sotto vuoto a circa 10^{-2} Pa (circa 10^{-4} torr), in un tubo esterno di vetro borosilicato, coassiale con il tubo assorbitore, che ha la funzione di proteggere il coating dal contatto con l'aria, riducendo al minimo lo scambio termico per convezione tra i due tubi.

Sulla superficie del tubo di vetro viene fatto un trattamento antiriflesso, per aumentare la trasmittanza della radiazione solare, riducendo al minimo l'energia riflessa. I collegamenti fra i tubi di vetro e d'acciaio sono realizzati con due soffiotti d'acciaio inossidabile (posti alle estremità del tubo di vetro) in grado di compensare le dilatazioni termiche differenziali tra i due materiali.

Per garantire il vuoto di progetto è necessario inserire nell'intercapedine tra i due tubi un quantitativo opportuno di materiale getter, capace di assorbire la miscela di gas che si potrebbe formare durante il funzionamento del tubo ricevitore.

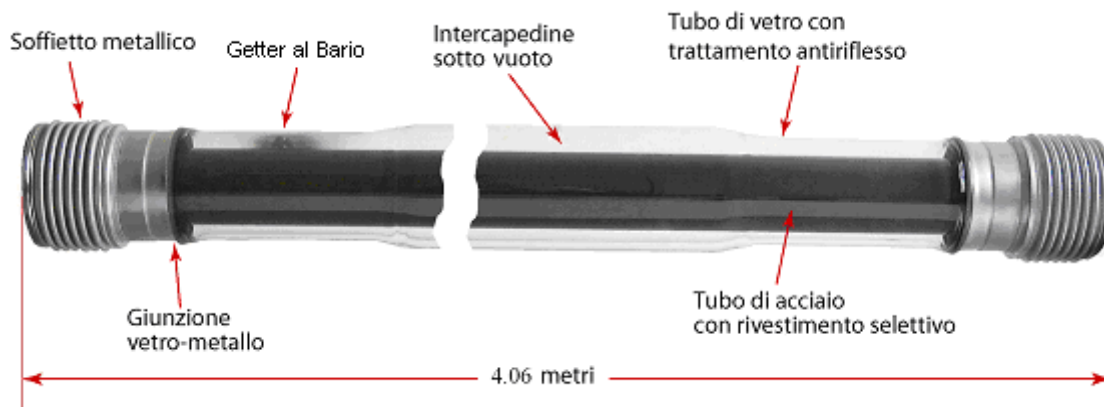


Fig. 23 - Immagine di un tubo ricevitore

Un secondo materiale assorbitore, molto reattivo con l'aria (getter al Bario), viene depositato sulla superficie interna del tubo di vetro, formando una macchia di colore metallico di qualche cm². Quando il tubo perde il vuoto e il getter di mantenimento si satura, la macchia diviene di colore bianco, indicando visivamente la perdita dell'efficienza di trasmissione del calore al fluido termovettore.

Il tubo ricevitore è l'elemento più delicato della tecnologia solare, perché deve garantire nel tempo un alto coefficiente di assorbimento dell'energia concentrata dagli specchi parabolici (il fattore di concentrazione previsto nelle normali condizioni di esercizio è pari a circa 46), limitando al massimo le perdite per irraggiamento verso l'ambiente. Per raggiungere un'elevata affidabilità, sono quindi importanti due caratteristiche:

- capacità del CERMET di mantenere pressoché inalterate nel tempo le caratteristiche foto-termiche alla massima temperatura di esercizio del coating (580 °C);
- capacità delle giunzioni vetro-metallo di resistere alle sollecitazioni di fatica termo-meccanica, originate dalla variabilità dell'irraggiamento solare (la temperatura massima di riferimento nelle prove di caratterizzazione meccanica delle giunzioni è di 400 °C).

Queste caratteristiche, peculiari del progetto ENEA, hanno richiesto lo sviluppo di nuove soluzioni tecnologiche, in quanto i tubi ricevitori disponibili sul mercato sono progettati per operare fino ad una temperatura massima del coating di 400 °C.

Nei laboratori ENEA di Portici sono stati progettati, realizzati e caratterizzati diversi CERMET spettralmente selettivi, costituiti da strati di materiale metallico e ceramico, fino alla determinazione della composizione chimica e delle proprietà fisiche ottimali per avere le caratteristiche foto-termiche richieste dal progetto ENEA.

Nella Fig. 24, a titolo di esempio, è schematicamente rappresentata la stratificazione di un coating CERMET spettralmente selettivo.

I parametri del coating di riferimento sviluppato a Portici, determinati da analisi di caratterizzazione foto-termica presso gli stessi laboratori, sono i seguenti:

- alta efficienza foto-termica, ossia alta assorbanza solare (> 94 %) e bassa emissività (< 14 %), fino alla temperatura di 580 °C;
- alta stabilità chimica e strutturale fino alla temperatura di 580 °C.

Per mostrare la fattibilità del processo di deposizione del coating su tubi assorbitori, di lunghezza pari a circa 4 m, l'ENEA, in collaborazione con un partner industriale italiano, ha costruito l'impianto pilota di sputtering mostrato in Fig. 25.

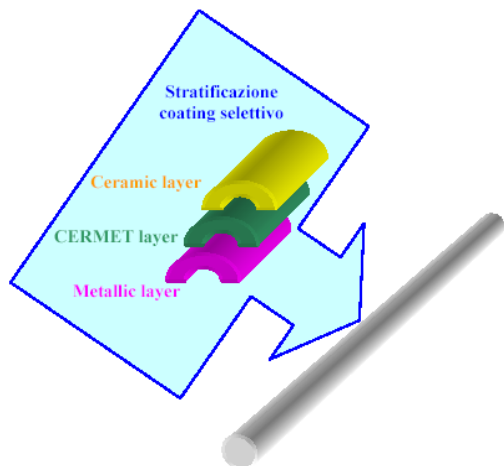


Fig. 24 - Schema del rivestimento selettivo a base di CERMET

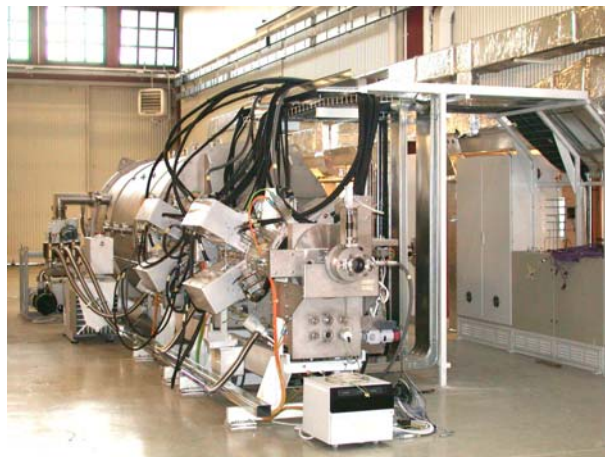


Fig. 25 - Impianto Pilota di sputtering presso il C.R. ENEA di Portici

Nella fase iniziale di esercizio l'impianto sarà utilizzato per la messa a punto dei parametri di processo previsti per la produzione dei tubi su scala industriale, cui seguirà la fase di fabbricazione di una prima serie di 24 tubi ricevitori, da sperimentare sull'impianto PCS della Casaccia, per la verifica delle caratteristiche foto-termiche nelle condizioni reali di funzionamento.

Dopo la verifica sperimentale di affidabilità del tubo ricevitore, seguirà la fase di fabbricazione su scala industriale, che coinvolgerà i partner che in questi anni hanno collaborato allo sviluppo delle tecnologie di assemblaggio e di trattamento termico dei tubi ricevitori.

Oltre al processo di deposizione del coating, tra le tecnologie di fabbricazione, sviluppate in collaborazione con l'industria, la più importante è quella relativa alla realizzazione della giunzione vetro-metallo, elemento strutturalmente critico, perchè è una saldatura a tenuta di vuoto tra due materiali che hanno coefficienti di dilatazione termica molto diversi tra loro.

La tecnologia di giunzione è stata messa a punto da un'industria italiana che per circa un anno ha svolto ricerca tecnologica solo su questo processo (in Europa soltanto la SCHOTT è in grado di produrre su scala industriale questo tipo di giunzione).

Obiettivi e Prestazioni conseguiti

L'obiettivo tecnologico finale è quello di sviluppare collettori solari in grado di operare con sali fusi a temperature di 550 °C, con rendimento globale massimo, nell'arco di una giornata (energia termica prodotta/energia incidente), superiore al 70 %.

Gli obiettivi di costo per una produzione in serie di collettori solari da 100 m (circa 580 m² di superficie nominale), in quantitativi sufficienti a realizzare un campo solare dotato di alcune centinaia di collettori, sono evidenziati nella tabella seguente.

Componente	Costo unitario €	N° unità	Costo totale k€	Costo specifico €/m ²
Tubo ricevitore	1.000	24	24,0	41,4
Struttura	31.700	1	31,7	54,6
Specchi	74	320	23,7	40,9
Movimentazione	12.680	1	12,7	21,9
Totale collettore			92,1	158,8

Nel corso dell'attività di ricerca sono state effettuate varie verifiche e controlli sperimentali delle prestazioni dei componenti e sistemi in fase di sviluppo. Le prove sono state effettuate sia a livello di laboratorio sui singoli componenti, sia sul circuito PCS per la prova del collettore completo con circolazione di sali fusi.

Prove di laboratorio

Per quanto riguarda il rivestimento selettivo CERMET, le prove di laboratorio effettuate su spezzoni di tubo campione hanno riportato i risultati illustrati in fig. 26, ove sono mostrati dati relativi al CERMET ENEA e al CERMET di due competitori commerciali operanti nel settore.

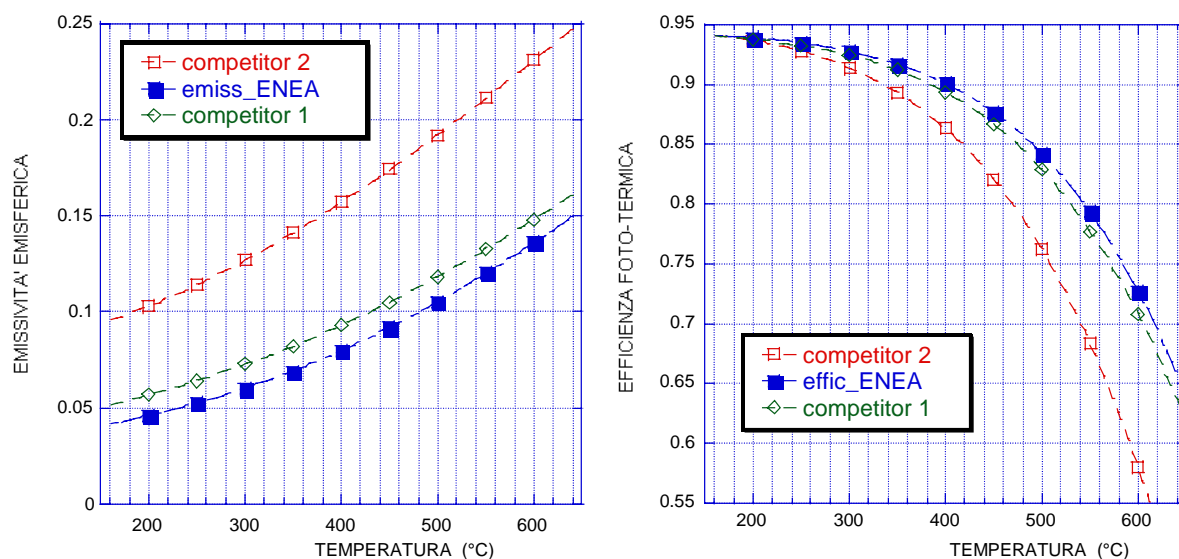


Fig. 26 – Emissività emisferica ed efficienza foto-termica misurate in laboratorio sui coating CERMET realizzati da ENEA e di 2 competitori commerciali.

Per quanto riguarda invece gli specchi parabolici, i sistemi di formatura messi a punto sono stati testati mediante specifiche prove di laboratorio che hanno misurato, fra l'altro:

- il fattore di intercettazione (intercept factor) ovvero il rapporto fra l'energia inviata sul tubo ricevitore e quella riflessa dagli specchi: si vede che per errori di puntamento tipici (dell'ordine di 1 mrad) il fattore di intercettazione è pari a 1;
- la riflettività dello specchio, che in condizioni di pulizia è, come dato pesato rispetto allo spettro solare, globalmente pari al 94%.

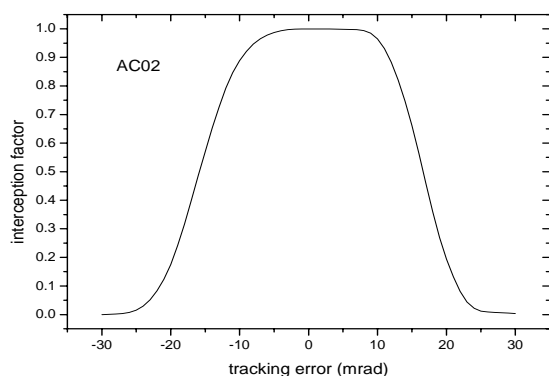


Fig. 27 - Fattore di intercettazione degli specchi misurato (Arca Compositi)

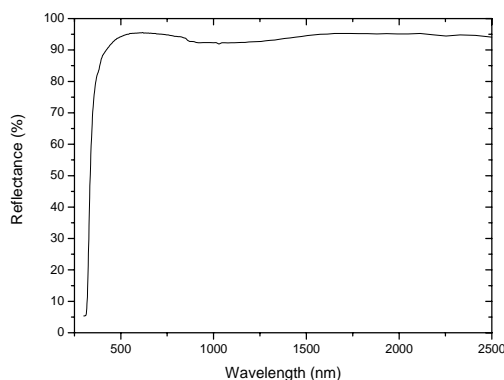


Fig. 28 – Riflettanza misurata in funzione della lunghezza d'onda della radiazione solare.

Prove in campo

Per quanto riguarda le prove in campo, tramite il circuito PCS stati provati i collettori solari in varie configurazioni successive.

In particolare, a partire dal mese di marzo 2004 è stato dapprima provato sul circuito PCS un primo prototipo di collettore solare, in cui sono stati installati specchi di “prima serie” realizzati dalla società Powerwall con tecnologia honeycomb, e una prima versione di tubi ricevitori utilizzando un rivestimento selettivo al nero di cromo (black-chrome). Si sapeva già che tali tubi non sono adatti allo scopo in quanto il rivestimento utilizzato ha rendimenti fototermici inaccettabili, alle temperature oggetto dell’applicazione allo studio, e porta quindi a prestazioni insoddisfacenti; all’epoca non erano però ancora disponibili tubi ricevitori con coating CERMET.

Successivamente, nel febbraio del 2005, mantenendo la struttura di supporto e il sistema di movimentazione originario, sono stati sostituiti i tubi ricevitori con tubi ricevitori “commerciali” prodotti dalla società Schott, dotati di rivestimento CERMET in grado di operare a temperature fino a 400 °C; inoltre su uno dei due collettori in prova sono stati montati specchi di “seconda serie”, realizzati da Arca Compositi utilizzando sempre tecnologia honeycomb; ai primi di novembre del 2005 entrambi i collettori sono stati equipaggiati con specchi di “seconda serie”. Le prove su questa configurazione sono tuttora in corso.

Entro la primavera del 2006 verrà infine approntata, come già detto, la prima serie di tubi ricevitori ENEA realizzati con coating CERMET ENEA ad alte prestazioni, con i quali potrà esser testato il collettore in una configurazione sostanzialmente definitiva, almeno dal punto di vista funzionale. E’ anche programmata l’installazione di una nuova versione del sistema di movimentazione oleodinamico, semplificata e quindi di minor costo complessivo, nell’ottica di costruire una centrale dimostrativa di potenza.

I risultati sperimentali ad oggi disponibili (Ottobre 2005) mettono in evidenza la progressione delle prestazioni misurate verso l’obiettivo prefissato, come illustrato nelle figure seguenti, che mostrano i target e i dati sperimentali ottenuti relativamente alle configurazioni finora implementate, oltre al target finale preso a riferimento per il progetto Archimede.

In particolare si nota un netto miglioramento del “rendimento ottico” del collettore (rapporto fra energia assorbita dal ricevitore ed energia solare incidente) con l’installazione della nuova serie di pannelli riflettenti; i risultati ottenuti sono molto vicini al valore di target previsto nella realizzazione degli impianti commerciali. Per quanto riguarda il “rendimento termico” del tubo ricevitore (rapporto fra energia termica effettivamente ceduta al fluido ed energia assorbita dal ricevitore) si nota un forte incremento delle prestazioni con il passaggio dal rivestimento “nero di cromo” iniziale – come già detto, inadatto per operare alle temperature previste - al rivestimento CERMET “commerciale” Schott. In ogni caso anche quest’ultimo non è adatto ad operare alle temperature previste dal progetto ENEA.

Il raggiungimento del target finale è quindi principalmente connesso al previsto miglioramento delle caratteristiche del coating con la tecnologia CERMET ENEA e alla realizzazione dei tubi ricevitori ENEA, i cui primi prototipi, come già ricordato, saranno realizzati entro la primavera del 2006, utilizzando la macchina di sputtering installata presso il centro di Portici, e verranno poi provati sull’impianto PCS.

I collettori sviluppati sono ovviamente in grado di operare sia con sali fusi che con altri tipi di fluido, quali olio o vapore (in quest’ultimo caso occorrono però modifiche al tubo ricevitore a causa dell’alta pressione) e hanno quindi prospettive di mercato indipendenti dalla specifica tecnologia a sali fusi. In particolare la società produttrice dei sistemi di movimentazione, a valle della realizzazione di quattro prototipi forniti all’ENEA, ha iniziato a partecipare a gare di fornitura per i mercati esteri.

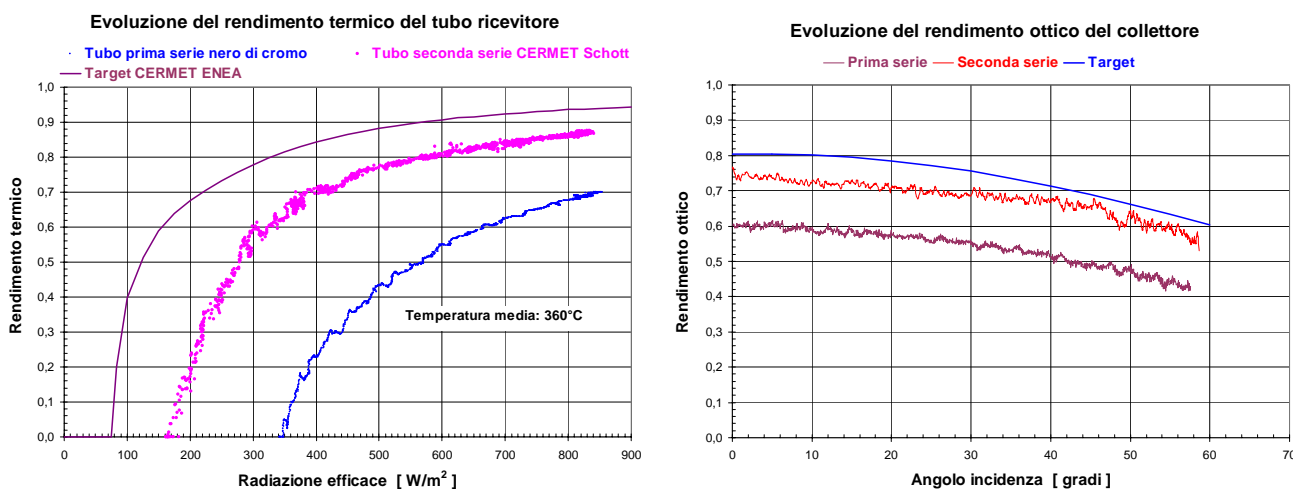


Fig. 29 –Rendimenti (target e valori misurati in campo) dei collettori di prima e seconda serie.

Sui collettori e i ricevitori sviluppati sono stati finora depositati i seguenti brevetti:

- Rubbia C., Vignolini M., Prischich D., Miliozzi A., Giannuzzi G.M - *Modulo di Concentratore Solare Parabolico* - RM2001A000350, 18/6/2001;
- *A parabolic solar concentrator module* - EU Patent no. 02743626.0-2301-IT0200360;
- Rubbia C., Antonaia A., Esposito S. – *Rivestimento superficiale del tubo collettore di un concentratore solare parabolico lineare* – RM/2001A000349;
- Antonaia A., Addonizio M.L., Aprea S., Esposito S., Nobile G. - *Rivestimento superficiale spettralmente selettivo del tubo ricevitore di un concentratore solare e metodo per la sua fabbricazione* – RM/2004A000279.

Sono inoltre in fase di brevettazione:

- il sistema per le misure di emissometria emisferica ad alta temperatura per coating spettralmente selettivi;
- il processo produttivo per la realizzazione della giunzione vetro-metallo del ricevitore.

Nel quinquennio 2001-2005 sono anche stati prodotti oltre 130 rapporti tecnici relativi alle specifiche attività di ricerca e sviluppo.

Realizzazione di Impianti di prova

A supporto dello sviluppo della tecnologia ENEA sono stati realizzati una serie di impianti di prova e di installazioni sperimentali:

- l'impianto prova collettori solari PCS;
- l'impianto prove termfluidodinamiche MOSE;
- il Modulo di Prova a Bassa Temperatura (MPBT);
- vari apparati sperimentali per lo studio del comportamento dei sali fusi nelle tubazioni.

L'impianto PCS

L'impianto PCS è il principale impianto di prova, realizzato presso l'area sperimentale Capanna del C.R. Casaccia.



Fig. 30 - Foto panoramica del circuito PCS con 2 collettori in prova

Questo impianto è in grado di testare, in condizioni reali di esercizio, prototipi di collettore solare di lunghezza compresa fra 50 e 100 m; nel contempo, essendo un circuito funzionante a sali fusi, consente di acquisire esperienza di esercizio su tutta una serie di componenti necessari a qualsiasi circuito a sali fusi, quali tubazioni - complete di sistemi di riscaldamento ausiliario - pompe di circolazione, valvole di intercettazione e controllo, strumentazione di misura di processo.

L'impianto è costituito (fig. 29) da: un circuito chiuso dotato di un serbatoio di accumulo dei sali, seguito da una caldaia elettrica in grado di impostare rapidamente la temperatura di ingresso dei sali ai collettori in prova; una sezione di prova che attualmente ospita due collettori da 50 m in serie; un aerotermo per smaltire il calore solare, trasferito dai tubi ricevitori ai sali, prima di reimmetterli nel serbatoio - non essendo obiettivo del PCS quello di produrre energia elettrica.

Sono anche presenti un sistema di frammentazione e fusione dei sali, per eseguire la prima carica, e un sistema di estrazione e ri-solidificazione per smaltire i sali alla fine del ciclo sperimentale, oltre ai sistemi di pre-riscaldamento elettrico delle tubazioni.

Esperienza operativa sull'impianto PCS

Tramite il circuito PCS sono state eseguite gran parte delle prove e delle verifiche sperimentali sui collettori finora sviluppati; inoltre si è acquisita una notevole esperienza, sia progettuale che gestionale, per quanto riguarda l'impiego di sali fusi come fluido termovettore.

Occorre considerare che l'esperienza di realizzazione e gestione di circuiti a sali fusi è stata finora di esclusivo appannaggio delle società USA, quali Nexant e Boeing, che hanno realizzato l'impianto Solar Two, e consente quindi di candidare l'Italia e l'ENEA in particolare a livelli di leadership nel campo specifico degli impianti a sali fusi.

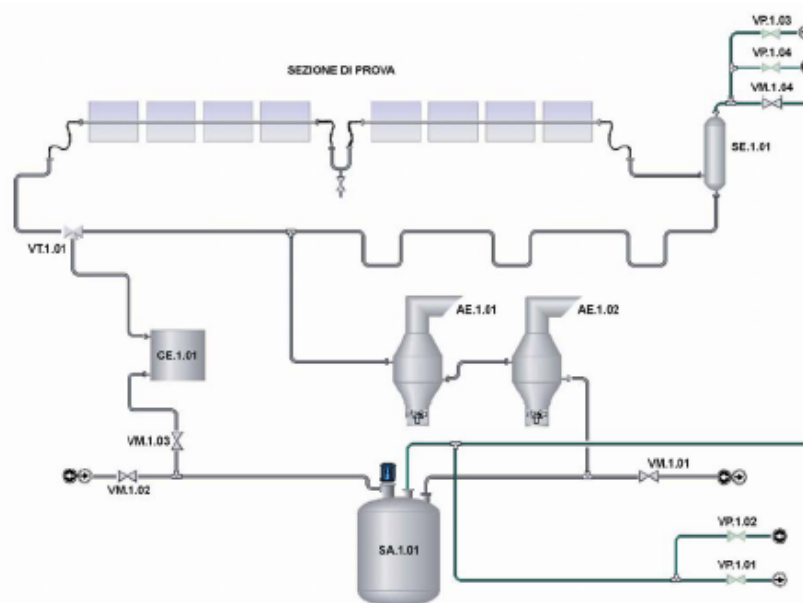


Fig. 31 - Schema del circuito PCS

La realizzazione e soprattutto l'esercizio del circuito hanno consentito di "toccare con mano" la problematica dell'impiego di sali fusi. L'esperienza è stata positiva in quanto, dopo un periodo di apprendimento, l'impianto viene gestito senza particolari difficoltà.

Relativamente alle prestazioni ottenute in termini di operatività dell'impianto, occorre considerare prima di tutto che il circuito PCS non è stato concepito né progettato per conseguire i livelli di affidabilità tipici di un impianto termoelettrico solare, quanto piuttosto per servire da "banco prova" per lo sviluppo dei collettori e la verifica reale del comportamento dei componenti di processo; in particolare, contrariamente a quanto dovrebbe avvenire in una centrale di produzione, è previsto lo svuotamento notturno poiché l'impianto non è normalmente presidiato sulle 24 ore.

Proprio tali manovre di svuotamento serale e riempimento mattutino sono, come già detto, fra le operazioni più critiche dal punto di vista della gestione dei sali, con possibilità di solidificazioni locali che comportano ritardi nella rimessa in servizio; nell'impianto commerciale queste verranno eseguite solo all'avviamento iniziale e alla fermata finale dell'impianto, o durante particolari operazioni di manutenzione.

In circa due anni di esercizio, solo in fase di collaudo iniziale, per un errore di manovra della ditta appaltatrice, è avvenuta una solidificazione nell'aeroterma, peraltro non previsto in un impianto commerciale, che si è risolta con la rottura di una tubazione nel tentativo di rimediare all'ostruzione con eccessiva rapidità.

Essendo essenzialmente un "banco prova", il circuito è stato spesso inattivo per consentire la sostituzione di parti dei collettori in fase di sviluppo e il montaggio di nuovi componenti di processo.

Nonostante le caratteristiche del circuito e le criticità delle operazioni di svuotamento/riempimento giornaliere, durante i periodi delle “prove attive” è stato possibile operare l’impianto per lungo tempo con un fattore di utilizzo superiore al 60%; i problemi tecnici riscontrati non hanno comportato lunghe fermate dell’impianto.

L’esperienza d’esercizio ha comunque permesso di effettuare modifiche impiantistiche ed operative per migliorare l’affidabilità dell’impianto.

Dall’esperienza finora maturata non sono quindi emerse controindicazioni all’impiego di sali fusi in un circuito a collettori parabolici lineari. Si può quindi affermare che, con una corretta progettazione dell’impianto e una definizione dettagliata delle procedure operative, è possibile gestire senza particolari problemi un impianto solare a sali fusi anche di grandi dimensioni.

Altri impianti sperimentali

In appoggio alle attività di sviluppo sono stati realizzati altri impianti e apparati sperimentali, fra i quali si citano:

- il Modulo di Prova a Bassa Temperatura (**MPBT**), installazione sperimentale utilizzata per prove strutturali e di efficienza degli specchi (fig. 32);
- l’impianto **MOSE** per la caratterizzazione fluidodinamica dei sali fusi e prove di corrosione su componenti di processo (fig. 33);



Fig. 32 - Modulo di prova MPBT



Fig. 33 - Impianto MOSE

- l’apparato sperimentale “**Prode**” per lo studio, in condizioni di similitudine, del drenaggio dei sali dalle tubazioni (fig. 34);
- l’apparato sperimentale per lo studio del comportamento dei sali nelle tubazioni e la messa a punto di sistemi di riscaldamento a impedenza elettrica (fig. 35);
- il Profilometro ottico, che consente di verificare le caratteristiche ottiche dei pannelli riflettenti costituenti gli specchi (fig. 36).



Fig. 34 - Allestimento PRODE per prove di deflusso sali



Fig. 35 - Allestimento per prova su tubazioni e messa a punto di sistemi di riscaldamento



Fig. 36 – Vista del profilometro ottico e del castello di fissaggio specchi in prova



Altre attrezzature approntate consentono, fra l'altro:

- di verificare la tenuta idraulica degli snodi sferici per la connessione dei collettori alle tubazioni di distribuzione dei sali;
- di verificare la tenuta al vuoto dei tubi ricevitori.

LA TECNOLOGIA ENEA PER CENTRALI DI POTENZA

Il progetto Archimede

Aspetto fondamentale del programma di sviluppo, previsto dalla legge 388/2000, è la realizzazione di applicazioni dimostrative alla scala industriale, nella fattispecie la realizzazione di centrali solari di potenza.

A tal fine l'articolo di legge, al comma 2, prevede che il contributo statale a tali iniziative può coprire fino al 40% del costo complessivo, dovendosi reperire sul mercato la parte restante, a carico dei soggetti industriali. L'articolo consente comunque ai soggetti partecipanti di beneficiare degli incentivi previsti dalla legislazione vigente per la produzione di energia da fonte rinnovabile: ad esempio la vendita, oltre che dell'energia prodotta, dei "certificati verdi" ad essa associati.

Il "Progetto Archimede", frutto di una collaborazione con ENEL, è la principale proposta di realizzazione dimostrativa della tecnologia ENEA.

Questo progetto prevede la realizzazione di un impianto solare integrato con la centrale termoelettrica ENEL ubicata a Priolo Gargallo (Siracusa), già denominata Archimede in onore del famoso inventore siracusano.

La scelta di Priolo Gargallo nasce dalle seguenti motivazioni tecniche:

- vi è notevole disponibilità di terreno, circa 60 ha attualmente inutilizzati, nell'area della centrale;
- il sito gode di valori elevati di insolazione, con un irraggiamento solare diretto medio annuo misurato pari a 1.748 kWh/m² anno;
- il vapore prodotto verrà immesso direttamente nella turbina a vapore della centrale esistente, consentendo di risparmiare su tutta la parte convenzionale – evitando l'installazione di un gruppo turboalternatore e delle apparecchiature elettriche per la connessione alla rete;
- l'integrazione alla centrale ENEL consentirà di sfruttare tutta una serie di infrastrutture tecniche e faciliterà la gestione sperimentale.

L'attuale centrale termoelettrica a metano, rimodernata introducendo un ciclo combinato, è composta da 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'inaugurazione della centrale rimodernata è avvenuta nel maggio 2004.



Fig. 37 - Vista attuale della Centrale Termoelettrica ENEL di Priolo Gargallo

Con l'installazione del campo solare la centrale potrà fregiarsi, oltre che del nome, anche del titolo di prima centrale termoelettrica integrata da un campo solare realizzato secondo il principio degli "specchi ustori" di Archimede.

Il vapore prodotto consentirà un aumento della potenza elettrica della centrale dell'ordine di 28 MW.

Dal punto di vista operativo, l'attività preliminare condotta nella prima metà del 2003 ha portato alla stipula di un protocollo di intesa fra ENEA ed ENEL, allo scopo di verificare la fattibilità tecnica e la convenienza economica del Progetto e costituire tra le parti una società di capitali per la realizzazione dell'iniziativa.

E' stato in seguito congiuntamente redatto un Progetto Preliminare che raccoglie tutti gli elementi tecnici, ottenuti dalle attività di ricerca e sviluppo e dai calcoli della progettazione di base.

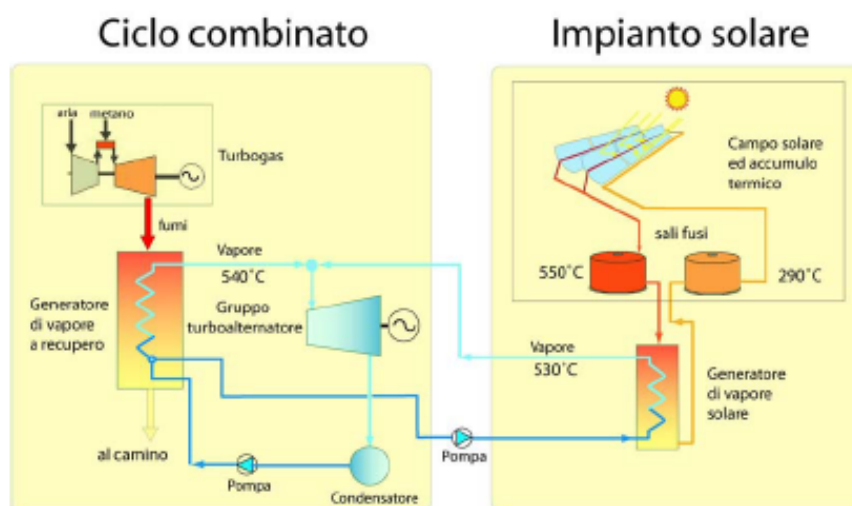


Fig. 38 -Schema dell'integrazione dell'impianto solare con il ciclo combinato prevista nel "Progetto Archimede"

La fase attuativa del progetto comporta ora di:

- costituire una società mista;
- redigere congiuntamente il progetto definitivo;
- indire la gara per la realizzazione dell'impianto.

Da parte ENEA i fondi disponibili per il progetto ammontano a 27,5 milioni di €, questa cifra rappresenta la parte preponderante del finanziamento di 48 milioni di € concesso all'ENEA sulla base della legge 388/2000; di questi sono finora stati spesi 17,5 milioni di € per le attività di Ricerca e Sviluppo.

Il costo totale preventivato per il Progetto Archimede ammonta a 63 milioni di €.



Fig. 39- Schema della disposizione dei collettori solari (in celeste) sull'area disponibile



Fig. 40 - Simulazione fotografica del campo solare per il Progetto Archimede

I dati salienti dell'impianto dimostrativo, come risultano dal Progetto preliminare dove è previsto un campo solare con 318 collettori da 100 m disposti in direzione Nord-Sud, sono illustrati nella seguente tabella:

<i>Superficie riflettente del campo solare (m²)</i>	179.097
<i>Area totale occupata dai collettori (ha)</i>	18,8
<i>Area totale occupata dal campo solare (ha)</i>	37,6
<i>Potenza di picco del campo solare (MWt) ₁</i>	136,1
<i>Capacità di accumulo termico (MWh)</i>	500
<i>Potenza elettrica (equivalente) nominale (MWe)</i>	28
<i>Energia elettrica lorda annua prodotta ₂ (GWhe/a)</i>	55,9
<i>Energia elettrica netta annua prodotta ₂ (GWhe/a)</i>	54,2
<i>Fattore di carico dell'impianto ₃ (%)</i>	22,1
<i>Rendimento medio annuo di raccolta ₄ (%)</i>	61,8
<i>Rendimento medio annuo elettrico (equivalente) netto (%) ₅</i>	17,3
<i>Risparmio annuo di energia primaria ₆ (tep/a)</i>	11.835
<i>Emissione annua di CO₂ evitata ₆ (t/a)</i>	36.306

₁ Con un flusso solare di 1.000 W/m² e un'efficienza di picco dei collettori del 76%.

₂ Per ottenere la produzione netta occorre detrarre l'assorbimento degli ausiliari relativi alla parte solare, stimati al 3% dell'energia prodotta.

₃ Rapporto tra l'energia netta prodotta e quella producibile se l'impianto lavorasse tutto l'anno alla potenza nominale

₄ Calcolato sull'energia solare incidente sul piano dei collettori

₅ Rispetto alla radiazione normale diretta annua e alla superficie riflettente

₆ Si è considerato un consumo specifico termico medio di 2.184 kcal/kWh e un'emissione specifica di 670 g CO₂/kWh, dati medi ENEL 2003 per produzione termoelettrica.

In termini specifici, riferiti a 1 km² di territorio, è quindi previsto di raggiungere le seguenti prestazioni, con i livelli di irraggiamento tipici della Sicilia:

Potenza elettrica:	74,5 MWe/km ²
Produzione elettrica annua (equivalente) specifica:	144 GWh/(km ² anno)
Risparmio annuo di energia primaria	31.500 tep/(km ² anno)
Emissione annua di CO ₂ evitata	96.500 t/(km ² anno)

Prospettiva dell'impiego della tecnologia ENEA per impianti di potenza

Come si è visto in precedenza, per gli impianti solari a concentrazione il grosso del mercato potenziale, più prossimo all'Italia, si trova nei Paesi a sud e a sud-est del Mediterraneo, ovvero il Nord-Africa e il Medio Oriente.

La presenza in questo ambito geografico di vaste aree ad alto irraggiamento diretto e con scarso valore commerciale (non essendovi praticabile economicamente né l'agricoltura né la pastorizia) offre la possibilità di produrvi energia di origine solare a basso costo.

L'aumento della "penetrazione solare", ovvero della quota di energia solare sul totale prodotto può in linea di principio avvenire in due modi:

- realizzando impianti solari che si affianchino a centrali termoelettriche convenzionali;
- realizzando impianti "ibridi", che presentino cioè una parte integrativa alimentata a combustibile fossile, tipicamente gas.

In realtà, stanti gli attuali costi dei combustibili e della tecnologia solare, in assenza di sovvenzioni specifiche – come quelle previste dal sistema italiano dei "certificati verdi" o dal sistema spagnolo del decreto reale n. 436 del 2004 - l'optimum economico si ottiene con impianti "ibridi" solare-gas in cui la "penetrazione solare" in termini energetici è limitata. Ma l'avvio operativo del protocollo di Kyoto, con i relativi costi associati al rispetto della quota massima di emissioni assegnata a ciascun Paese, modificherà già nel breve termine la competitività delle diverse fonti di energia: negli impianti a combustibili fossili più inquinanti la produzione elettrica sarà infatti gravata dal costo dei diritti di emissione. Attualmente, sul mercato europeo, il diritto di emissione della CO₂ costa fino a 25 €/t; gli esperti prevedono che potrà arrivare a circa 40 €/t entro pochi anni.

La situazione è destinata quindi ad evolvere in virtù del probabile aumento dei prezzi dei combustibili fossili, della crescente incidenza che avranno le emissioni inquinanti sul costo unitario dell'energia prodotta, della riduzione dei costi della tecnologia solare e della presenza di incentivazioni verso sistemi che consentano di produrre senza emissione di CO₂. Il programma spagnolo, per esempio, prevede di realizzare centrali "integralmente solari" sulla base di tariffe sovvenzionate di vendita dell'energia.

La tecnologia ENEA, una volta dimostrata sulla Centrale Archimede, consentirà comunque di realizzare:

- impianti analoghi al "Progetto Archimede" – ovvero integrati solare-termoelettrico convenzionale – ovunque vi siano già, o siano in costruzione, impianti a combustibili fossili commerciali, compresi quelli a ciclo combinato;
- impianti ibridi solare-gas con elevata frazione solare;
- impianti "tutto-solare".

Passando dalla prima alla terza categoria, cresce la "frazione solare", ovvero la quota di energia elettrica solare rispetto al totale prodotto, e aumenta l'importanza dell'accumulo termico, che passa da una funzione di livellamento dei transitori a una funzione essenziale dal punto di vista della qualità della produzione, consentendo nel terzo caso di conseguire una notevole "dispacciabilità" della produzione elettrica.

Relativamente agli impianti citati nella prima categoria, occorre considerare che la possibilità di offrire come "optional" un campo solare accoppiato a un impianto di generazione a ciclo combinato

è un aspetto non secondario per il mercato della generazione elettrica indirizzato ai Paesi arabi, in quanto può consentire all'industria nazionale di "valorizzare" in modo vincente la propria offerta di un gruppo combinato standard rispetto alla concorrenza.

Per un ipotetico impianto "tutto solare" da 100 MWe posizionato in una zona favorevole dal punto di vista dell'irraggiamento solare – radiazione diretta pari a 2.900 kWh/(m² anno) – si possono estrapolare i dati del Progetto Archimede, assumendo però l'impiego di tecnologia già consolidata a seguito della realizzazione di questo impianto dimostrativo; tenendo conto che il maggiore irraggiamento solare incrementa la resa specifica in termini più che lineari, in quanto aumenta anche il rendimento medio di conversione, si possono stimare i dati presentati nella tabella seguente:

<i>Irraggiamento solare diretto annuo</i>	2.900 kWh/(m ² anno)
<i>Superficie riflettente del campo solare</i>	639.632 m ²
<i>Area totale occupata dai collettori</i>	67 ha
<i>Area totale occupata dal campo solare</i>	134 ha
<i>Potenza di picco del campo solare</i>	485 MW
<i>Capacità di accumulo termico</i>	1.800 MWh
<i>Energia elettrica annua prodotta netta</i>	369 GWh/anno
<i>Fattore di carico dell'impianto</i>	42 %
<i>Risparmio annuo di energia primaria</i>	80.600 tep/a
<i>Emissione annua di CO₂ evitata</i>	247.200 t/a

Le prestazioni specifiche ottenibili in un sito "desertico" sono quindi evidenziate dai seguenti parametri, relativi a 1 km² di territorio:

<i>Energia elettrica annua prodotta</i>	275 GWh/(km ² anno)
<i>Risparmio annuo di energia primaria</i>	60.000 t/(km ² anno)
<i>Emissione annua di CO₂ evitata</i>	184.250 t/(km ² anno).

Variando parametri quali la potenza delle turbine e l'entità dell'accumulo si possono ottenere valori diversi di potenza specifica, che non è comunque il dato principale di questi impianti. Il rendimento globale di impianto (inteso come rapporto fra l'energia elettrica prodotta e l'irraggiamento solare diretto annuo che incide sulla superficie attiva) risulta pari al 19.9%.

Per la valutazione del costo dell'energia prodotta, si stima che il costo dei campi di collettori solari possa scendere dai 210 €/m² dei sistemi attuali, realizzati con i collettori commerciali di tipo EuroTrough, a 110-130 €/m² [17].

Nel caso in esame, assumendo una riduzione nei costi di impianto, ascrivibile alla fase di commercializzazione dei componenti solari e all'assestamento della tecnologia di gestione dei sali fusi, dell'ordine del 30% rispetto ai costi preventivati per l'impianto Archimede, si può ipotizzare quanto segue:

Costo totale:	157 M€
Costo specifico:	1.570 €/kWe
Vita utile:	25 anni
Tasso di interesse reale:	7%
Spese di esercizio (O&M) annue:	2% del costo di investimento
Costo livellato dell'energia (LEC):	4,5 c€/kWh.

Questi dati sono simili a quanto stimato in [17], relativamente ad impianti a collettori parabolici con accumulo realizzabili nel 2015, e in linea con quanto stimato nel corposo studio eseguito per conto del NREL dalla società di consulenza Sargent&Lundy [18]. Si può aggiungere che le valutazioni al 2020 citate da Sargent&Lundy prevedono una forbice compresa fra 4,3 US¢/kWh (stima SunLab) e 6,2 US¢/kWh (stima Sargent&Lundy), che corrisponde a una forbice che va da circa 3,5 a 5 c€/kWh.

Il LEC non è l'unico dato caratteristico da considerare nelle valutazioni economiche. Per il confronto con altre tecnologie energetiche e in particolare solari, occorre ricordare quanto detto a proposito dell'accumulo, ovvero che la sua presenza consente di dimensionare la potenza nominale dei componenti per la produzione elettrica – a partire dal generatore di vapore fino al gruppo turbo-alternatore e alle apparecchiature elettriche di potenza - in modo da ottimizzare sia la resa energetica che economica dell'impianto, col risultato di aumentare, a parità di potenza nominale, l'energia prodotta e le “ore equivalenti” annue di servizio; soprattutto consente di aumentare il “valore di vendita” dell'energia prodotta, in quanto è possibile concentrare la produzione nelle ore di maggiore richiesta elettrica, e questo aspetto è sempre più considerato positivamente dalle compagnie elettriche.

Le caratteristiche peculiari della tecnologia, che comporta l'impiego di collettori solari costruiti in serie, consentono di dire che le prestazioni tecnico-economiche degli impianti rimangono sostanzialmente simili in un intervallo di potenze unitarie che vanno tipicamente dalla decina di MWe alle centinaia di MWe.

QUADRO SINTETICO DELLE COLLABORAZIONI ATTIVATE

Il seguente quadro presenta sinteticamente le principali collaborazioni attivate; per i soggetti industriali sono citati solo i rapporti che hanno comportato attività di sviluppo significative (sono state escluse le forniture o sub-forniture di componenti convenzionali).

Elemento	Aziende	Università
Collettori solari		
Struttura	SIFA	Università di Perugia e Padova
Pannelli riflettenti	Powerwall, Arca compositi, Faini, Donati group, Nuova Protex, Glassiena, Almeco	
Tubi ricevitori	Schott, ITIV, Steroglass, Polo, Advanced Accelerator Applications	
Sistema di movimentazione	Duplomatic Oleodinamica	
Impiantistica		
Impianti sperimentali	Alstom Power, Inox Impianti	
Strumentazione di misura	Krohne Italia	
Componenti meccanici: valvole e pompe	Parcol, Friatec, Gabbioneta	
Accumulo a sali fusi	ENEL-GEM/Ricerca	
Progettazione centrali	ENEL-GEM/Ricerca	
Controllo-automazione-simulazione		Università della Calabria (Arcavacata); laureandi da Università di Trieste, di Pavia, di Napoli, Roma III, Roma Tor Vergata, Roma "La sapienza".

IL PROGRAMMA ENEA PER LA PRODUZIONE DI IDROGENO CON SISTEMI SOLARI A CONCENTRAZIONE

R&S per la produzione diretta di idrogeno

Il programma ENEA di ricerca e sviluppo dei processi per la produzione di idrogeno con sistemi solari a concentrazione è orientato sui seguenti obiettivi:

- elevata efficienza nella conversione da energia solare a idrogeno;
- ciclo che possa essere realizzato in impianti relativamente semplici e con processi affidabili;
- uso di sostanze a basso impatto ambientale, disponibili in abbondanza e a basso costo.

Tra i processi termochimici, l'ENEA ha preso in esame i seguenti quattro cicli, che si trovano a differenti livelli di fattibilità tecnico-scientifica o di sviluppo:

- Ferriti miste ($T_{max} \sim 750 \text{ }^\circ\text{C}$);
- Zolfo-Iodio ($T_{max} \sim 850 \text{ }^\circ\text{C}$);
- Zinco-Zinco ossido ($T_{max} \sim 2000 \text{ }^\circ\text{C}$);
- Processo UT-3 ($T_{max} \sim 760 \text{ }^\circ\text{C}$).

Questi processi si differenziano per vari fattori, quali la temperatura massima del ciclo, il numero e la complessità delle operazioni unitarie coinvolte, le caratteristiche e l'impatto ambientale delle sostanze utilizzate, il rendimento complessivo del ciclo, e, come già detto, per il livello di sviluppo e di fattibilità scientifica e tecnica.

Tra i processi che sono oggetto di attività di ricerca e sviluppo nei laboratori ENEA, oltre a quello delle ferriti miste (interessante per la semplicità del ciclo), va evidenziato il processo zolfo-iodio, proposto negli anni settanta dalla General Atomics, che tra tutti i processi citati si trova ad uno stadio di sviluppo più avanzato. Infatti sono stati già realizzati nel mondo alcuni impianti sperimentali che hanno dimostrato la fattibilità della produzione continua di idrogeno.

Il ciclo si articola principalmente in tre reazioni, due esotermiche ed una endotermica, il cui bilancio complessivo risulta essere la dissociazione dell'acqua in idrogeno e ossigeno, come schematizzato nello schema di fig. 38.

La reazione endotermica ad alta temperatura, di dissociazione dell'acido solforico, si sviluppa all'interno di un reattore-ricevitore, alimentato direttamente dalla radiazione solare. Per effetto del riscaldamento e in presenza di un catalizzatore, il flusso di H_2SO_4 viene dissociato in SO_2 , O_2 e H_2O . La SO_2 così prodotta viene fatta gorgogliare in un reattore contenente iodio e acqua a bassa temperatura in modo da generare acido solforico e acido iodidrico, secondo la stechiometria della reazione. In uscita da tale reattore, denominato di Bunsen, si ottiene una corrente liquida bifasica, costituita da una fase ricca in H_2SO_4 ed una ricca in HI. L'acido solforico, dopo essere stato purificato e concentrato, viene ricircolato al reattore-ricevitore per un nuovo ciclo.

La fase ricca in acido iodidrico, invece, viene inviata alla sezione di decomposizione, in cui idrogeno e iodio vengono prodotti e poi separati. Lo iodio viene infine raccolto e ricircolato.

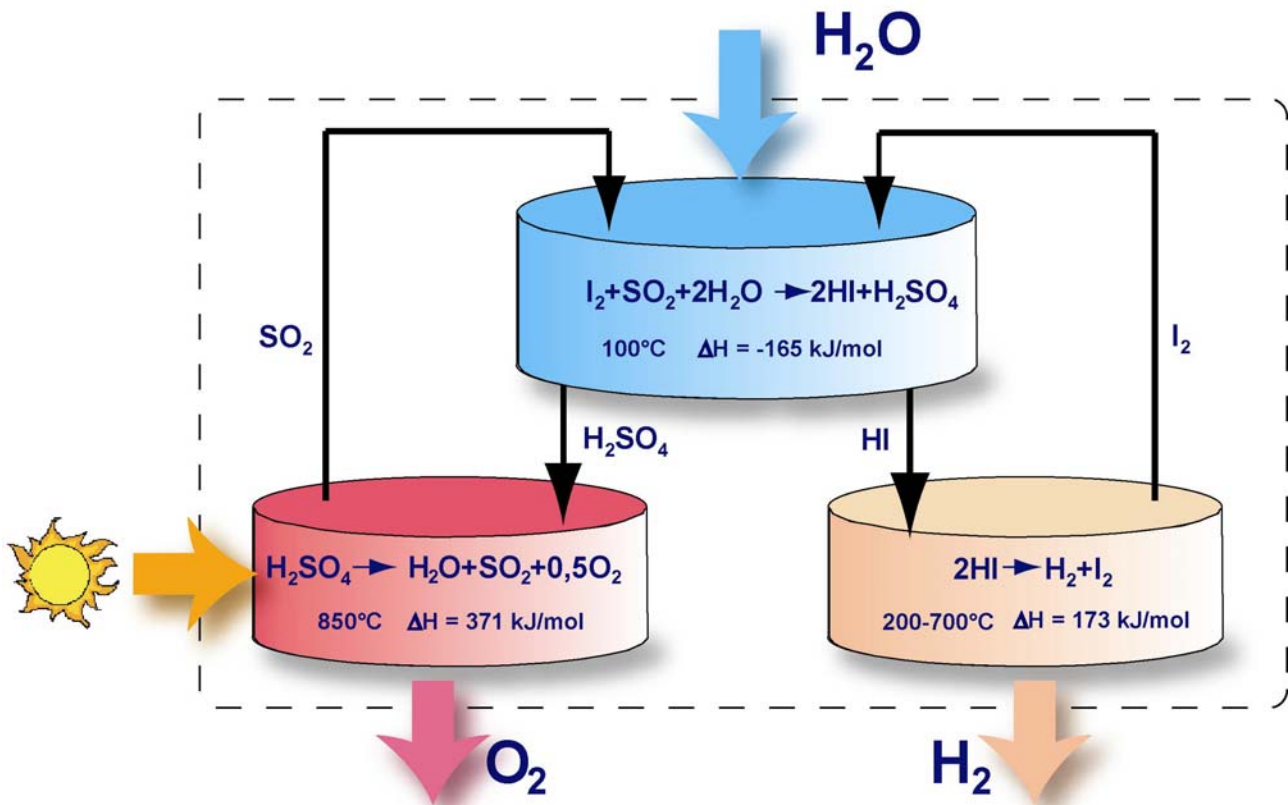


Fig. 41 - Processo Zolfo-Iodio

Le attività di ricerca e sviluppo dell'ENEA su questo processo si sono attualmente focalizzate sulle fasi di concentrazione e dissociazione dell'acido solforico. L'obiettivo delle attività sperimentali e teoriche consiste nella definizione e valutazione della parte del processo e del relativo impianto chimico che realizza l'interfaccia con l'impianto solare a concentrazione, fornitore del calore ad alta temperatura.

Un altro aspetto su cui verte l'attività ENEA, di notevole importanza per una versione solare del processo, riguarda la possibilità di stoccaggio dell'anidride solforosa prodotta nella dissociazione dell'acido solforico. Un tale accumulo infatti consentirebbe di svincolare il resto del processo – produzione acidi e fase iodidrica – dalle intermittenze della fonte solare, riducendo il dimensionamento di una parte considerevole dell'intero impianto chimico, la cui gestione potrebbe divenire praticamente continua per più di due terzi, alla stregua di un impianto chimico tradizionale.

Collaborazioni

Relativamente alla produzione di idrogeno solare, l'ENEA ha attivato una serie di iniziative di collaborazione con partner italiani e internazionali:

- la partecipazione al programma comunitario **Innohip** nel quadro del VI P.Q., a partire dal dicembre 2004, con un budget ENEA pari a 60,5 k€
- l'attivazione del **Progetto TEPSI** (Tecnologie E Processi innovativi per affrontare la transizione e preparare il futuro del Sistema Idrogeno), di cui l'ENEA è capofila, che coinvolge il Centro Interuniversitario di Ricerca per lo Sviluppo Sostenibile (CIRPS), l'Università degli studi di Trento e l'Ansaldo Ricerche; le linee di attività riguardano: la produzione di idrogeno con processi termochimici alimentati da energia solare, lo sviluppo di materiali innovativi per l'accumulo di idrogeno, la produzione di idrogeno mediante idrogassificazione del carbone con generazione di energia a emissioni zero (Processo Innovativo ZECOMIX). Il budget totale è pari a 15,4 M€ Le attività sulla produzione di idrogeno solare sono focalizzate sul processo Zolfo-Iodio, sul processo a ferriti miste, sui reattori solari, e prevedono la realizzazione di impianti a scala di laboratorio per la produzione continua di idrogeno e dei relativi reattori solari.

Relativamente ai sistemi per la produzione diretta di idrogeno tramite concentratori solari sono stati finora depositati i seguenti brevetti:

- Pezzilli M., Falzetti L. - *Concentratore di energia solare a riflessione e rifrazione* - RM/2003A000407;
- Alvani C., Ennas G., La Barbera A., Padella F., Petrucci L. Colella C. - *Metodo di preparazione meccanochimica di ferriti miste nanostrutturate da utilizzare per la produzione di idrogeno da acqua* - RM/2003A00032;
- Alvani C., Ennas G., La Barbera A., Padella F., Varsano F. - *Procedimento termolitico per la produzione di idrogeno dall'acqua mediante miscele reagenti di ferriti miste e carbonati* - RM/2004A000440;
- Tarquini P., Lanchi M., Liberatore R., Sau G. S. - *Processo Zolfo-Iodio ad alimentazione mista metano-energia solare per la produzione combinata di metanolo ed idrogeno.* - RM/2005A000122.

CONCLUSIONI

La tecnologia solare a concentrazione può giocare un ruolo fondamentale nella futura produzione energetica mondiale, permettendo di produrre quantità significative di elettricità e idrogeno con cicli completamente rinnovabili e senza emissione di gas serra, a costi competitivi.

Il potenziale teorico disponibile nei paesi della “sun belt” è infatti ampiamente sufficiente per assicurare un contributo significativo alla copertura del fabbisogno mondiale prevedibile.

La maturità tecnologica potrà essere conseguita nel breve-medio termine per quanto riguarda la produzione di elettricità, e nel medio-lungo termine per quanto riguarda la produzione di idrogeno.

Soprattutto i Paesi che si affacciano sulla sponda sud del Mediterraneo e del vicino Oriente dispongono di potenzialità notevolissime, con caratteristiche di insolazione diretta del 50-60% superiori rispetto a quanto riscontrabile nelle zone più favorite, da questo punto di vista, dell’Europa meridionale. Questa forte insolazione e la presenza di vaste aree adatte all’installazione di impianti solari a concentrazione fanno prevedere costi di produzione dell’energia notevolmente inferiori rispetto a quanto conseguibile in Europa.

Questo fatto ha portato a un recente interesse da parte di Paesi con forte vocazione tecnologica, quali la Germania, a proporsi come candidati ad ambiziosi piani di sviluppo in collaborazione con i Paesi dell’area mediterranea e medioorientale.

Ancora maggiori contributi energetici sono prefigurabili, nel medio-lungo termine, tramite la produzione di idrogeno utilizzando calore solare ad alta temperatura, con processi completamente esenti dall’emissione di gas serra.

La presenza, anche nei paesi dell’Europa meridionale (soprattutto Spagna, ma anche Italia e Grecia) di zone favorevoli all’impiego di tecnologie solari a concentrazione, consente di iniziare a costruire impianti prototipi, in modo da costituire una solida base industriale al fine di trarre vantaggio, oltre che dalla produzione energetica, soprattutto dall’esperienza realizzativa, in vista dello sfruttamento di questo immenso potenziale, con ritorni in termini di commesse per le industrie nazionali. Infatti è evidente come, essendo la fonte primaria gratuita, la totalità del fatturato legato alla produzione energetica da fonte solare va a beneficio di chi realizza e cura la manutenzione degli impianti di produzione; chi ne detiene il know-how è destinato quindi a sfruttare la maggior parte del giro d’affari connesso.

Nell’immediato la tecnologia solare a concentrazione si può ben integrare, anche in Italia, alle altre tecnologie rinnovabili (eolica e solare fotovoltaica) che dovranno contribuire alla crescente domanda europea di “elettricità verde”.

L’ENEA è quindi impegnato a sviluppare la tecnologia solare come principale attore nella fase iniziale attuale, ma soprattutto per consentire all’industria italiana di partecipare a pieno titolo alle applicazioni commerciali di queste tecnologie energetiche.

Il programma ENEA copre le fasi che vanno dalla ricerca di laboratorio fino all’industrializzazione in compartecipazione con soggetti industriali, proponendo soluzioni potenzialmente all’avanguardia nel settore. Fra i punti di forza attuale si può sicuramente annoverare, oltre alla realizzazione di un prototipo di collettore solare adatto all’impiego in centrali solari di potenza, l’esperienza acquisita nell’impiego di sali fusi come mezzo di trasporto e accumulo del calore a basso costo, che consente di realizzare centrali solari in grado di produrre energia elettrica con caratteristiche di migliore “dispacciabilità” e quindi con maggior valore di mercato.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Renewable market set to double by 2008 – Power Engineering International
<http://pepei.pennnet.com/> – 16 nov. 2005.
- [2] C. Rubbia et al. – Solar Thermal Energy Production: Guidelines and Future Programmes of ENEA – ENEA/TM/PRES/2001_07 – 1 June 2001 –
<http://www.enea.it/com/solare/SolarT.pdf>
- [3] MED-CSP – Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region – Final Report – DLR 16-4-2005 - <http://www.dlr.de/tt/med-csp>
- [4] H. C. Breck – Progress of the mediterranean ring — Power Engineering International - Middle East Energy – august 2005.
- [5] Calore ad alta temperatura dall'energia solare – ENEA.
- [6] G. Knies – Regional Co-operation and Transmission Interconnection Across the Mediterranean - Green Power Mediterranean, 15-16 novembre 2005, Roma
- [7] The Concentrating Solar Power – Global Market Initiative - www.solarpaces.org
- [8] Assessment of the World Bank/GEF strategy for market development of concentrating solar thermal power – Draft - GEF/C.25/Inf.11 June 6, 2005
- [9] 34366 MW dan l'Union européenne fin 2004 – Systèmes solaires – Janvier Février 2005 – pag. 71- 88.
- [10] Provisional data on Operation of the Italian Power System 2004 – GRTN
- [11] L'Italia a Bonn – Roberto Vigotti – Viridia mensile delle Rinnovabili online
http://enelgreenpower.enel.it/it/edicola/viridia/viridia_settembre_2003/progetti_bonn.html
- [12] <http://www.solarpaces.org/News/Projects/Spain.htm>
- [13] R. Legaz – Iberdrola Renewable Energy Developments – Green Power Mediterranean, 15-16 novembre 2005 Roma
- [14] R. Aringhoff – Case study: AndaSol – Green Power Mediterranean, 15-16 novembre 2005, Roma
- [15] http://www.electricitystorage.org/tech/technologies_comparisons_capitalcost.htm
- [16] ENEA/SOL/RS/2004/14 - M. Vignolini, A. Antonaia, A. Maccari, D. Mazzei, E. Metelli, D. Prischich – Analisi costi progetto Archimede – rev. 1 – 27/08/2004
- [17] R. Aringhoff, G. Brakmann – Solar Thermal Power 2020 – European Solar Thermal Power Association (ESTIA), Solarpaces, Greenpeace International.
- [18] Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecast - studio di Sargent&Lundy LLC Consulting Group per NREL - NREL/SR-550-34440 - Oct. 2003
- [19] Fred Morse – The Global Market Initiative (GMI) for Concentrating Solar Power (CSP) - Green Power Mediterranean, 15-16 novembre 2005, Roma