



SOLARE TERMODINAMICO

Impianti solari termodinamici ibridi: tecnologie disponibili e potenziale applicativo in Italia

La tecnologia solare termodinamica, di cui l'ENEA rappresenta un riferimento scientifico internazionale, può trovare utile applicazione in abbinamento con le centrali termoelettriche tradizionali, riducendone il consumo di combustibile o incrementandone la produzione. Può anche fornire un valore aggiunto a società di ingegneria che operano sui mercati esteri, in particolare Nord Africa e Medio Oriente

■ *Tommaso Crescenzi, Enzo Metelli, Massimo Falchetta, Alfredo Fontanella*

La tecnologia solare termodinamica ha ormai raggiunto la fase di maturità industriale e sta avviandosi verso la maturità commerciale, come dimostra il numero significativo di realizzazioni in diversi Paesi e l'ampia disponibilità di prodotti e aziende impegnate nel settore. Tuttavia, rispetto alle sue potenzialità la diffusione di questa tecnologia risulta ancora abbastanza limitata, soprattutto in Italia, per diversi motivi: in particolare, l'elevata taglia richiesta da questo tipo di impianti, se dedicati unicamente alla produzione elettrica, risulta penalizzante per la necessità di reperire consistenti finanziamenti e aree unitarie dell'ordine delle decine di ettari. A questo si è recentemente aggiunta la forte competizione sul piano dei costi da parte della tecnologia fotovoltaica, particolarmente favorita nelle realizzazioni di media-piccola taglia, avendo la possibilità di frazionare gli investimenti con realizzazioni di tipo modulare.

Il vantaggio del solare termodinamico dal punto di vista della maggiore dispacciabilità della produzione, grazie alla disponibilità di sistemi d'accumulo a basso costo, non è ancora stato valorizzato adeguatamente dal mercato elettrico. La tecnologia solare termodinamica può però trovare spazi notevoli di mercato anche attraverso la produzione combinata di elettricità e calore.

Inoltre nella sola produzione elettrica trova già applicazione sia con la realizzazione ex-novo di impianti integrati solare-ciclo combinato alimentato a gas, sia con l'ibridizzazione di centrali termoelettriche esistenti, consentendo un minor consumo di combustibile o una maggiore produzione per coprire punte di richiesta, con una diminuzione delle emissioni specifiche di inquinanti.

Negli Stati Uniti, oltre al rilancio delle azioni di ricerca e sviluppo collegate al programma SunShot, tese a ridurre drasticamente i costi di tutti i suoi componenti d'impianto, nel dicembre 2012 il Department Of Energy ha annunciato lo stanziamento di 20 milioni di dollari per supportare l'integrazione del solare termodinamico negli impianti a combustibili fossili esistenti [1]; anche in Italia già da alcuni anni opera l'impianto solare sperimentale Archimede, integrato nell'omonima centrale alimentata a gas naturale.

In questo articolo si ricordano brevemente gli aspetti tecnologici dell'ibridizzazione e se ne stima il potenziale applicativo in Italia.

■ *Tommaso Crescenzi, Enzo Metelli,
Massimo Falchetta, Alfredo Fontanella
ENEA, Unità Tecnica Fonti Rinnovabili*

Le tecnologie per l'ibridizzazione

Lo sfruttamento dell'energia solare, mediante sistemi a concentrazione ad alta temperatura, nell'ambito di un impianto alimentato con combustibile fossile può avvenire a vari livelli di integrazione (quota di energia solare sul totale prodotto) e secondo varie tecnologie. Schematizzando, si possono considerare i seguenti casi tipici:

- impianti sostanzialmente solari (tipicamente a collettori parabolici lineari), in cui è richiesta una quota marginale di combustibile – quasi sempre gas naturale – essenzialmente per regolarizzare la produzione elettrica in alcuni stati operativi dell'impianto (ad esempio fasi di avvio e fermata del gruppo a vapore, o brevi interruzioni del flusso solare). Appartengono a questa tipologia molti impianti spagnoli e americani, incentivati con la limitazione di produrre, su base annuale, non più del 25% di energia da combustibili commerciali. L'utilizzo del gas per la produzione elettrica non avviene in questo caso con la massima efficienza di conversione, ma essendo la quota gas minoritaria ciò non costituisce un problema;
- impianti intrinsecamente ibridi, in cui fonte solare e fonte termica primaria (costituita, oltre che dal gas, anche da biomassa) si integrano per produrre elettricità, calore e servizi di raffrescamento estivo e/o dissalazione dell'acqua: un caso tipico di questa tipologia è il progetto MATS^[2]. Anche in essi l'impiego del gas per la generazione elettrica non avviene con la massima efficienza, ma ciò non costituisce un problema in quanto tali impianti producono in trigenerazione (elettricità-calore-freddo);
- impianti termoelettrici convenzionali con ciclo a vapore in cui una quota solare, percentualmente piccola rispetto alla potenza nominale dell'impianto, viene aggiunta allo scopo di ridurre il consumo dei combustibili fossili producendo nel contempo energia da fonte solare al minor costo possibile: un esempio di questa tipologia è l'integrazione di impianti a carbone^[3], dove il calore solare può essere inviato all'ingresso del surriscaldatore della turbina di media pressione o al preriscaldatore del generatore di vapore della turbina di alta pressione (AP);
- impianti solari integrati in centrali termoelettriche

con ciclo combinato a gas-vapore (ISCC – Integrated Solar Combined Cycle), attualmente i più diffusi e oggetto di maggiore approfondimento nel prosieguo. Si possono realizzare come integrazione di un impianto solare a un ciclo combinato già esistente, con quote solari generalmente limitate, oppure come impianto ex-novo in configurazione integrata, con quote solari più elevate anche se percentualmente contenute. La differenza sta nel fatto che in quest'ultimo la turbina a vapore viene sovradimensionata, rendendo accettabile un maggior contributo solare.

Impianti ISCC

Gli impianti ISCC consentono di integrare calore solare ad alta temperatura nell'ambito della sezione vapore di un impianto a ciclo combinato. Nel seguito si fa riferimento a questa tipologia, attualmente in fase di maturità industriale, tralasciando concetti più avanzati di ibridizzazione direttamente a livello di turbina a gas^[4], con produzione di aria a temperature dell'ordine di 1.000 °C tramite sistemi solari di concentrazione a torre, per ora ancora a livello di ricerca e sviluppo (Figura 1).

Limitandoci alle tecnologie attualmente mature, tipicamente quella a collettori parabolici lineari, l'ISCC

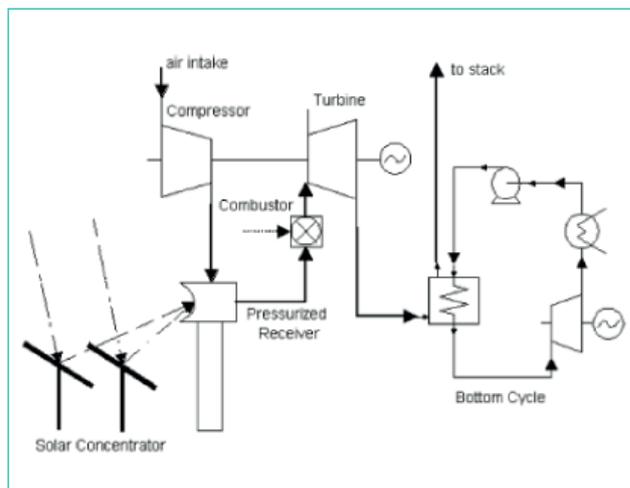


FIGURA 1 Schema di impianto ISCC con sistema solare a torre
Fonte: [4]

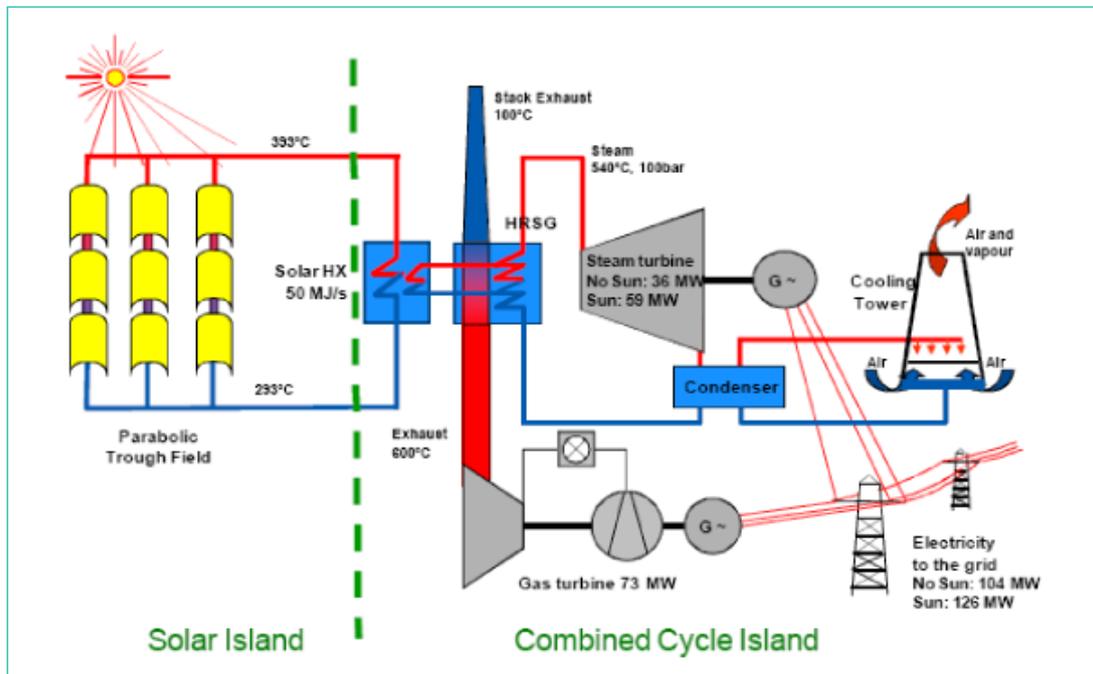


FIGURA 2 Schema dell'impianto ISCC di Kuraymat
Fonte: [7]

presenta una serie di vantaggi rispetto a un impianto solare puro:

- l'energia solare può essere convertita in energia elettrica con un livello più elevato di efficienza;
- il costo addizionale di una turbina a vapore di taglia maggiore – nell'ambito del gruppo a ciclo combinato – è comunque inferiore rispetto al costo globale dell'intero sistema vapore nell'impianto solare "puro";
- l'impianto integrato non risente delle inefficienze termiche associate all'avvio e alla fermata (come minimo quotidiane) del gruppo vapore, ulteriormente accentuate in caso di sensibile variabilità dell'irraggiamento nell'arco della giornata;
- la produzione dell'impianto è totalmente "dispacciabile", nell'arco del giorno e della notte;
- la possibilità di integrare, con la potenza solare, la contemporanea riduzione di potenza delle turbine (a gas e a vapore), causata dalle elevate temperature diurne. Ciò a volte è decisivo per la scelta dell'integrazione in aree a forte irraggiamento diretto e accentuata temperatura diurna, quali il Nord Africa;

non è un caso che gli ISCC in funzione si trovano soprattutto in tali aree.

Il concetto di ISCC è stato originariamente proposto dalla Luz Solar International e l'ottimizzazione di questo tipo di impianti – costruiti ex-novo – è stata discussa ampiamente in [5] e [6], con riferimento allo stato dell'arte della tecnologia in quegli anni, ovvero sistemi parabolici lineari a olio, generalmente senza accumulo termico, in grado di operare fino a 400 °C. Poiché la temperatura tipica di uscita da questi impianti solari è di circa 390 °C, l'opzione migliore è produrre vapore saturo a 380 °C da iniettare nel flusso proveniente dal Generatore di Vapore a Recupero (GVR, o HRSG in inglese) del gruppo combinato (Figura 2). Questo tipo di soluzione è adottato nei tre sistemi ISCC attualmente in esercizio:

- Kuraymat in Egitto [7], [8] con un campo solare parabolico ad olio da 130.800 m², in grado di generare 103,8 o 125,7 MW elettrici, rispettivamente senza o con contributo solare, ed entrato in servizio nel giugno 2011.

- Ain Beni Mathar in Marocco, finanziato dal programma GEF della World Bank ed entrato in servizio nell'ottobre 2010. L'impianto è in grado di generare 407 MW e 429 MW elettrici rispettivamente senza o con contributo solare ^[9], ^[10]. Si caratterizza per un sistema di raffreddamento a secco, con un consumo d'acqua molto ridotto a differenza dell'impianto di Kuraymat, che utilizza torri evaporative. Il minor consumo d'acqua comporta però un costo di impianto aggiuntivo e una limitata riduzione delle prestazioni.
- Hassi R'mel in Algeria, con una quota solare dichiarata di 30 MW su un totale di 150 MW elettrici e raffreddato a secco, entrato in servizio nel luglio 2011 ^[11].

In questo tipo di impianti, come argomentato in ^[5] e ^[6], i criteri tecnici di ottimizzazione portano a una quota di produzione solare abbastanza limitata, a meno di non incorrere in notevoli riduzioni dell'efficienza globale di conversione; infatti la quota ottimale è dell'ordine del 5-10% della produzione totale (con valori superiori corrispondenti all'impiego di accumulo termico nella sezione "solare", finora però non adottato). Costi ridotti del gas ovviamente tendono ad accentuare il problema, portando a un'ottimizzazione economica tendenzialmente sbilanciata verso la parte "fossile". Dati da impianti reali ^[9] e ^[12] mostrano come il rapporto di potenza (Capacity share ratio – ovvero il rapporto fra potenza nominale elettrica del gruppo solare e potenza totale dell'impianto) degli ISCC costruiti varia dal 5% al 17%; non sono disponibili dati sulle quote di energia prodotte da fonte solare, presumibilmente dovrebbero essere ben inferiori al 10%.

È da rimarcare come l'introduzione di sistemi di accumulo termico e di captazione della radiazione a più alta temperatura può consentire di elevare la quota solare, "distribuendo" maggiormente la sua produzione nell'ambito della giornata e rendendo tale contributo più regolare, anche se non è detto che ciò sia vincente sul piano dell'ottimizzazione economica. Solo l'impiego di tecniche simulative (un esempio molto preliminare è in ^[13]), accompagnato da un'analisi dettagliata dei costi dei componenti, può consentire di optare per una soluzione con accumulo piuttosto che senza accumulo.

Prospettive degli ISCC

Nell'esaminare le prospettive concrete di realizzazione di nuovi impianti ISCC o di ibridizzazione di centrali esistenti a ciclo combinato, per ottenere una significativa quota solare, occorre selezionare i siti in modo da soddisfare queste due condizioni:

- un'area disponibile sufficiente, nelle vicinanze se non nella zona di rispetto della centrale;
- un buon irraggiamento solare diretto nel corso dell'anno.

Ne consegue che non tutte le centrali termoelettriche esistenti a ciclo combinato si prestano a una trasformazione, anche con quote solari modeste, in ISCC; d'altro canto anche il progetto di un ISCC espressamente concepito come tale è soggetto alle condizioni citate, tantoché gli ISCC finora realizzati ex-novo sono in aree desertiche o pre-desertiche.

Potenziale applicativo in Italia

L'Italia ha sviluppato un'applicazione pionieristica nel campo ISCC con il progetto Archimede, realizzato dall'ENEL su tecnologia solare ENEA ^[14]. Questa tecnologia utilizza i sali fusi come fluido nel campo solare e, per il corretto funzionamento, richiede sempre un sistema di accumulo termico. Grazie ai sali fusi è stata aumentata la temperatura all'uscita del campo solare da 390 a circa 540 °C, consentendo così di produrre vapore in condizioni di temperatura e pressione molto vicine a quelle del vapore proveniente dal GVR dell'impianto a ciclo combinato. Pertanto è stato possibile inviare il vapore, prodotto dal calore solare, direttamente alla turbina di AP, ottenendone un miglior rendimento di conversione in energia elettrica. Il carattere prototipico del progetto Archimede e la sua valenza dimostrativa hanno portato a una quota solare limitata (0,65% in termini di potenza) rispetto al 3% tecnicamente fattibile, con una quota di produzione energetica assai modesta.

Si fa notare che, con tale tecnologia, è possibile ibridizzare vantaggiosamente non solo gli esistenti impianti termoelettrici più moderni a ciclo combinato gas-vapore, ma anche quelli convenzionali con il solo ciclo a vapore, funzionanti generalmente a carbone o a olio combustibile. Questo perché, come già detto,

le caratteristiche del vapore ottenuto col calore solare sono tali che può essere inviato direttamente nella turbina di AP. Poiché in tali centrali si può modulare opportunamente, entro certi limiti, la produzione del vapore, variando la portata dei combustibili in ingresso al generatore di vapore, non ci sarebbero ostacoli, dal punto di vista impiantistico, ad una loro ibridizzazione solare che arrivi a percentuali ben superiori a quelle consentite negli impianti a ciclo combinato già esistenti.

Peraltro il potenziale applicativo del solare termodinamico in Italia è più limitato rispetto, per esempio, agli Stati Uniti o alla Spagna per due principali motivi: le condizioni di insolazione non ottimali nelle regioni settentrionali e la scarsità di terreni con idonee condizioni per l'installazione degli impianti. In particolare i terreni incolti, che non mancano, si trovano soprattutto in zone collinari o montane.

Maggiori possibilità potrebbero offrire le aree industriali o minerarie dismesse, a volte non distanti da centrali termoelettriche. In questi casi l'utilizzazione produttiva con il solare termodinamico potrebbe rappresentare un'opportunità di risanamento ambientale

per terreni contaminati. Altra opportunità in questo senso è costituita dalle discariche esaurite. Comunque la realizzazione di impianti solari termodinamici in Italia avrebbe soprattutto una valenza dimostrativa e di sviluppo dell'industria nazionale, per consentirle di inserirsi in condizioni di maggiore forza nel ben più vasto mercato internazionale.

Al fine di stimare il potenziale teorico in Italia dell'ibridizzazione di centrali termoelettriche già esistenti tramite il solare termodinamico, si fa riferimento alla tecnologia ENEA dei collettori parabolici lineari, assemblati in moduli unitari ("stringhe") da 3.600 m² di superficie captante con le ipotesi riportate in Tabella 1.

La Tabella 2 elenca le centrali termoelettriche esistenti che corrispondono ai criteri ipotizzati, specificando la loro tipologia, i combustibili utilizzati e la potenza elettrica nominale.

La Tabella 3 riporta i dati di irraggiamento solare per le località delle centrali individuate.

La Tabella 4 riporta infine i risultati ottenuti in termini di potenza elettrica integrativa da solare, superficie captante, ingombro del campo solare e produzione

Rendimento netto	Picco	18,5	%
	Medio annuale	15	%
Modulo unitario ("stringa")	Superficie collettori	3.600	m ²
	Ingombro sul terreno	7.920 ⁽¹⁾	m ²
	Numero collettori in serie	6	-
	Lunghezza collettori	100	m
	Apertura collettori	6	m
Multiplo solare ⁽²⁾		1,1	
Centrale termoelettrica di riferimento ⁽³⁾	Potenza minima	100	MW
Percentuale di ibridizzazione ⁽⁴⁾	Impianti vapore	5	%
	Cicli combinati	3	%
	Turbogas	-	

(1) Comprensivo della spaziatura tra i collettori e delle apparecchiature ausiliarie del campo solare

(2) Sovradimensionamento del campo solare rispetto alla potenza di picco

(3) Localizzata nelle regioni centro-meridionali, fuori dei centri abitati

(4) Si assume di utilizzare il gruppo vapore già esistente, non ottimizzato per l'impiego ISCC

TABELLA 1 Ipotesi per la stima del potenziale
Fonte: elaborazione ENEA

Centrale	Tipo ⁽¹⁾	Comune	Regione	MW
Alessandro Volta	O/G – V/T	Montalto di Castro	Lazio	3.600
Archimede	G – COM	Priolo Gargallo	Sicilia	750
Augusta	O – V	Augusta	Sicilia	210
Brindisi 1	C – V	Brindisi	Puglia	640
Brindisi 2	G – COM	Brindisi	Puglia	1.170
Ettore Maiorana	G – COM	Termini Imerese	Sicilia	1.340
Federico II	O/C – V	Brindisi	Puglia	2.640
Fiume Santo	O/C – V/T	Porto Torres	Sardegna	980
Grazia Deledda	O/C/B – V	Portoscuso	Sardegna	600
Marzocco	O – V	Livorno	Toscana	310
Piombino	O/G – V	Piombino	Toscana	1.280
Porto Empedocle	O/S – V	Porto Empedocle	Sicilia	140
Rossano	O/G – COM	Rossano Calabro	Calabria	1.730
S. Filippo del Mela	O – V	S.Filippo del Mela	Sicilia	1.280
Scandale	G – COM	Scandale	Calabria	810
Sulcis	O/C – V	Portoscuso	Sardegna	720
Torrevaldaliga Nord	G/C – V	Civitavecchia	Lazio	1.980
TOTALE				20.180

⁽¹⁾ Tipi di centrale: O = alimentata a olio combustibile; G = alimentata a gas naturale; C = alimentata a carbone; B = alimentata a biomassa; S = alimentata a gasolio; V = con ciclo a vapore; T = con ciclo turbogas; COM = con ciclo combinato vapore-turbogas

TABELLA 2 Centrali termoelettriche individuate

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENEL, ENIPOWER, EDIPOWER, EON, ErgoSud

LOCALITÀ	ANNUALE kWh/m ² /anno	PICCO W/m ²
Augusta	1928	956
Brindisi	1733	917
Civitavecchia	1837	942
Livorno	1653	907
Montalto di Castro	1866	943
Piombino	1780	919
Porto Empedocle	1918	935
Porto Torres	1780	913
Portoscuso	1803	900
Priolo Gargallo	1913	948
Rossano	1652	907
San Filippo del Mela	1675	919
Scandale	1610	914
Termini Imerese	1731	939

TABELLA 3 Irraggiamento solare nei siti delle centrali individuate

Fonte: elaborazione ENEA su dati Solaritaly⁽¹⁵⁾

elettrica annua stimata, ipotizzando che la capacità d'accumulo termico sia la minima richiesta. È evidente che, aumentando questa capacità, sarebbe possibile ridurre, con lo stesso campo solare e a parità di energia prodotta, la potenza elettrica solare nominale, facilitando così l'integrazione nell'impianto esistente; in alternativa, si potrebbe aumentare l'area del campo solare e quindi il suo contributo energetico.

Rispetto a questo consistente potenziale teorico, le limitazioni maggiori non vengono dalla quota solare tecnicamente accettabile (da 5 a 150 MW elettrici nominali), che porterebbe a realizzare campi di estensioni significative, quanto dalla disponibilità effettiva di terreno, da valutare caso per caso, e dall'economicità dell'intervento, in presenza di valori di irraggiamento che variano da un minimo di 1.610 a un massimo di 1.930 kWh/m²anno, contro i 2.200 tipicamente presenti in Spagna e i 2.200-2.440 in Nord Africa. La valutazione

CENTRALE	Potenza elettrica nominale solare MW	Superficie captante ha	Numero moduli	Campo solare ha	Produzione elettrica solare GWh/anno
Alessandro Volta	150	94,6	263	208	264,8
Archimede	25	15,7	44	35	45,0
Augusta	10	6,2	17	13	18,0
Brindisi 1	30	19,5	54	43	50,6
Brindisi 2	35	22,7	63	50	59,0
Ettore Maiorana	40	25,3	70	55	65,7
Federico II	130	84,3	234	185	219,1
Fiume Santo	40	26,1	72	57	69,6
Grazia Deledda	30	19,8	55	44	53,6
Marzocco	15	9,8	27	21	24,4
Piombino	65	42,1	117	93	112,3
Porto Empedocle	5	3,2	9	7	9,1
Rossano	50	32,8	91	72	81,3
S. Filippo del Mela	65	42,0	117	93	105,6
Scandale	25	16,3	45	36	39,2
Sulcis	35	23,1	64	51	62,6
Torrevaldaliga Nord	100	63,1	175	139	173,9
TOTALE	850	546,6	1.517	1.202	1.453,8

TABELLA 4 Centrali ibride

economica deve ovviamente tenere conto della tariffa incentivante aggiuntiva per questa tipologia d'impianti, che attualmente valorizza la produzione imputabile alla fonte solare con 27 eurocent per kWh prodotto nei primi 25 anni di esercizio.

Conclusioni

L'analisi svolta fornisce una stima preliminare del potenziale teorico ottenibile con l'ibridizzazione solare delle centrali termoelettriche italiane. È evidente che la fattibilità tecnico-economica di ciascun intervento e la sua entità richiede un'approfondita analisi sul campo per valutare la situazione dei terreni circostanti e le condizioni specifiche dell'impianto.

L'aspetto critico è la disponibilità di terreno, nelle immediate vicinanze della centrale, effettivamente utilizzabile in base alle caratteristiche geotecniche, ai vincoli norma-

tivi e al suo valore di mercato, che potrebbe influire negativamente sulla sostenibilità economica dell'iniziativa. Situazione ben diversa si riscontra nell'area mediterranea del Nord Africa per l'ampia disponibilità di terreni idonei a basso costo, l'elevato irraggiamento solare e la possibilità di costruire nuove centrali ibride per fare fronte alla crescente richiesta elettrica, sia a livello locale che soprattutto per l'esportazione verso l'Europa. Pertanto alcune realizzazioni dimostrative in Italia, tipo quella di Priolo, vanno viste come un trampolino di lancio per le aziende italiane che vogliono competere sul vasto mercato internazionale, africano e medio-orientale in particolare. ●

Ringraziamenti

Si ringrazia Francesco Spinelli (ENEA) per il contributo relativo ai dati solari dei siti presi in esame.

- [1] http://apps1.eere.energy.gov/news/progress_alerts.cfm/pa_id=818?print
- [2] F. Fabrizi – *Innovative CSP technologies for a small scale co-generative plant for multipurpose applications: the FP7 MATS project* – Proceedings of SolarPACES2012 Conference, 12-15 settembre 2012, Marrakech.
- [3] S. Falkenberg, T. Boon, M. Rojas – *Engineering challenges of the integration of a Fresnel based solar boiler into an existing 150 MW coal fired power plant* – Renewable Energy World 2011 (annessa a PowerGenEurope2011) – Milano 7-9/06/2011
- [4] P. Schwarzbozl, R. Buck, C. Sugarmen, A. Ring, M. J. M. Crespo, P. Altwegg, J. Enrile – *Solar gas turbine systems: Design, cost and perspectives* – Solar Energy 80 (2006) 1231-1240.
- [5] B. Kelly, U. Herrmann, M.J.Hale (2001) – *Optimization studies for integrated solar combined cycles* – Proceedings of Solar Forum 2001; Solar Energy: The Power to Choose, Washington DC, April 21–25, 2001.
- [6] J. Dersch, M. Geyer, U. Herrmann, S. A. Jones, B. Kelly, R. Kistner, W. Ortmanns, R. Pitz-Paal, H. Price (2004) – *Through integration into power plants: a study on the performance and economy of integrated solar combined cycle systems* – Energy 29 (2004) 947-959.
- [7] G. Brakmann, F. A. Mohammad, M. Dolejsi, M. Wiemann – Construction of the ISCC Kuraymat – Proc. Conf. SolarPACES2009 - September 15-18th 2009, Berlin.
- [8] F. Grater, K. Ruhmann, T. Thaufelder, J. Trautmann – ISCC Kuraymat: Experiences and results during Commissioning and First Operation – Proc. Conf. SolarPACES2011 - 20-23 settembre 2011, Granada.
- [9] G. Brakmann, N.E. Badaoui, M. Dolejsi, R. Klingler (2010) – Construction of ISCC Ain Béni Mathar in Morocco – Proceedings of SolarPaces2010 Conference, September 21-24th 2010, Perpignan.
- [10] P. Audinet, T. Marz – Lessons for Solar Power Development from the world's First Integrated Solar Combined Cycle Project – Proc. Conf. SolarPACES2011 - 20-23 settembre 2011, Granada.
- [11] <http://portail.cder.dz/spip.php?article1500>
- [12] SolarPACES projects database (2011) – <http://www.solarpaces.org/News/Projects/projects.htm>
- [13] A.G. Rossi, A. Maggi, M. Falchetta (2011) – Modeling of a typical molten salt based ISCC plant – Proc. SolarPACES2011 Conference, 20-23 settembre 2011, Granada
- [14] M. Falchetta, D. Mazzei, T. Crescenzi, L. Merlo (2009) - Design of the Archimede 5 MW molten salt parabolic trough solar plant – Proceeding of SolarPaces2009 Conference, September 15-18th 2009, Berlin
- [15] <http://www.solaritaly.enea.it>





La rivista **Energia, Ambiente e Innovazione**
è disponibile gratuitamente su **App Store**
grazie ad una App per iPhone, iPad e iPod touch
progettata da **Giordano Vicoli (ENEA)**.

In linea tutti i fascicoli e gli Speciali usciti dal 2008 ad oggi.

The screenshot shows the iTunes app page for 'Energia, Ambiente e Innovazione' by Giordano Vicoli. The page includes a navigation bar at the top with options like Store, Mac, iPod, iPhone, iPad, iTunes, and Support. Below the navigation bar, the app title and developer name are displayed. A description of the app is provided, along with a 'Descrizione' section. The 'Novità nella versione 1.0.2' section lists updates. A 'Visualizza in iTunes' button is present. The 'Istantanee' section shows three preview images of the app's interface on an iPhone, displaying various magazine covers and a list of articles. The bottom of the page features a decorative border with the EAI logo repeated.

Store Mac iPod iPhone iPad iTunes Support

Anteprima di iTunes Novità Che cos'è iTunes

Energia, Ambiente e Innovazione

di Giordano Vicoli [Altre app da questo sviluppatore](#)

Apri iTunes per acquistare e scaricare le app.



Descrizione

Energia, Ambiente e Innovazione (EAI) è una rivista a cura dell'ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo sostenibile).
La rivista, a cadenza bimestrale, si propone di fornire approfondimenti su temi di attualità scientifica e tecnologica in

[Site web di Giordano Vicoli](#) > [Supporto per Energia, Ambiente e Innovazione](#) > [...Altro](#)

Novità nella versione 1.0.2

Alcuni miglioramenti e correzione di piccoli errori

[Visualizza in iTunes](#)

Quest'app è progettata per iPhone e iPad

Gratis

Categoria: Istruzione
Aggiornato: 07/11/2012
Versione: 1.0.2
Dimensioni: 22.3 MB
Lingua: Inglese
Sviluppatore: Giordano Vicoli
© Giordano Vicoli - ENEA
Valutazione: 4+

Requisiti: Compatibile con iPhone 3GS, iPhone 4, iPhone 4S, iPhone 5, iPod Touch (terza generazione), iPod touch (4a generazione), iPod touch (5a generazione) e iPad. Richiede iOS 5.0 o successive. Questa app è ottimizzata per iPhone 5.

Istantanee

iPhone | iPad

TIM 10:48 39%
ENEA Riviste Modifica

Energia, Ambiente e Innovazione - 2012

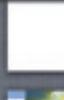
 **Energia, Ambiente e Innovazione Speciale 2012** Scarica

 **Energia, Ambiente e Innovazione Marzo-Aprile 2012** Scarica

 **Energia, Ambiente e Innovazione Gennaio-Febbraio 2012** Scarica

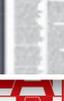
Energia, Ambiente e Innovazione - 2011

TIM 10:48 40%
OK Marzo-Aprile 2012

 **La nuova**