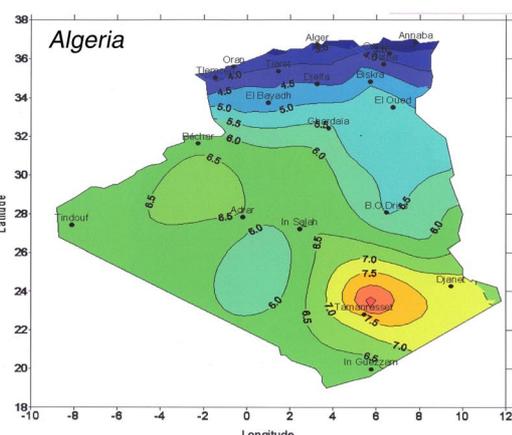


Irraggiamento solare diretto giornaliero nel mese di Luglio



Irraggiamento solare diretto giornaliero nel mese di Dicembre

Source: CEDR-Algeria

esempio nell'Africa del nord, ad un costo paragonabile a quello dei combustibili fossili e quindi competitivo con le altre fonti concorrenti, all'eccezione dell'idro-elettrico, ad esempio l'eolico, il geotermico e il fotovoltaico.

Electricità solare dall'Africa

Molte aree del Sahara hanno sia una favorevole esposizione alla radiazione solare sia un'escursione stagionale piuttosto ridotta, con una variazione che va dai $\approx 9 \text{ kWh/m}^2/\text{giorno}$ a luglio ai $\approx 7 \text{ kWh/m}^2/\text{giorno}$ a dicembre. L'integrale annuale della radiazione diretta normale (DNI) è di $\approx 2900 \text{ kWh/m}^2$ (10.4 GJ/m^2), circa il doppio di quella nelle località più favorevoli nel sud Italia. Con un'efficienza di raccolta di circa il 65%, un chilometro quadro di collettori è in grado di trasferire ogni anno all'accumulo termico un'energia equivalente a 1.2 milioni di barili di petrolio (BOL) ovvero — nei ≈ 25 anni di vita dell'impianto — 30 milioni di BOL. Al prezzo attuale di $\approx 25 \text{ \$/BOL}$, essi equivalgono a ≈ 750 milioni di \$, vale a dire un ricavo totale di 750 \$ per ogni metro quadrato di collettori. Il costo stimato dell'intero sistema solare ENEA, rapportato alla superficie di captazione, è dell'ordine di $100 \text{ \$/m}^2$, per un congruo volume di produzione.

Considerando un'efficienza tipica di conversione da energia solare diretta a energia elettrica pari al 29%, ottenibile a questi livelli di irraggiamento, ogni chilometro quadrato di collettori produce annualmente circa 800 GWatt di energia elettrica. Questa quantità è equivalente alla produzione annuale di una centrale convenzionale a carbone o a gas di circa 100 MWatt (elettrici). Quindi per produrre l'energia elettrica erogata da una centrale di 1 GWatt (elettrici) è richiesta un'area di circa 10 km^2 di specchi, ovvero un quadrato di circa 3.3 km di lato. L'area globalmente occupata

dall'impianto è in realtà doppia rispetto a quella citata a causa della spaziatura tra gli specchi.

Il trasporto elettrico su lunghe distanze: fattibile ed economico

Il vastissimo potenziale dell'energia solare attraverso tale tecnologia non potrà essere completamente sfruttato qualora resti inquadrato solamente nella logica di una domanda locale e regionale. Ma qualora esportato a regioni con maggiore domanda e minore insolazione, le potenzialità della tecnologia solare potrebbero essere fortemente incrementate, offrendo la possibilità di contribuire in maniera significativa alla stabilizzazione del clima globale.

Grazie a tecnologie di trasmissione oggi disponibili, il trasporto di energia elettrica rinnovabile da lontane regioni desertiche è infatti fattibile sia dal punto di vista tecnologico che economico. A oggi, ben ≈ 60 GWatt di potenza elettrica sono attualmente trasportati a grande distanza in 80 progetti attualmente operativi, basati su linee di trasmissione elettriche in corrente continua ad alta tensione (HVDC). Tra questi, ricordiamo quello che porta l'energia elettrica alla città di New York dal Canada, su una distanza maggiore di tremila chilometri. Questi progetti, con una potenza tipica che va dai 2 ai 10 GWatt, superano, con l'ausilio di cavi marini, anche gli ostacoli dovuti all'attraversamento di tratti di mare (Giappone, Alaska).

Il costo della trasmissione di potenza tramite linee HVDC può essere stimato con la relazione $[0.3 + (0.2 \div 0.6)L_0]$ ¢/kWatt dove con L_0 è indicata la lunghezza della linea in migliaia di chilometri. L'incidenza dei tratti di trasmissione marini è all'incirca dieci volte maggiore per unità di lunghezza rispetto a quella sopra citata. La perdita di potenza nel trasporto è contenuta, circa $0.03 L_0$. A titolo di esempio, il costo del trasporto per una distanza di 1000 km su terra e 100 km in mare — la distanza necessaria per trasportare in Sicilia l'energia prodotta nel Sahara vicino — è dell'ordine di $0.6 \div 1.0$ ¢/kWatt, un costo addizionale sicuramente accettabile.

L'energia elettrica prodotta nel nord Africa potrebbe essere quindi trasferita alla rete elettrica europea per mezzo di linee HVDC marine, due delle quali sono già in fase di realizzazione, tra l'Algeria e l'Italia (2000 MWatt) e tra il Marocco e la Spagna (3000 MWatt).

Il trasporto elettrico è più economico di quello del gas naturale, poi utilizzato per la produzione di elettricità. Sarebbe quindi ipotizzabile un'eventuale produzione a bocca di pozzo metanifero locale diretta di energia elettrica, ad un costo stimato di ≈ 1.5 ¢/kWh, a cui va aggiunto il trasporto ! Tuttavia va sottolineato l'energia verde è una necessità, con un mercato indipendente e i suoi propri prezzi di mercato.

Parametri principali relativi ad un impianto per la produzione di energia elettrica basato sulla tecnologia ENEA

Parametri radiazione solare		
Localizzazione dell'impianto	Sito ottimale, deserto Sahara	
Irraggiamento diretto, Luglio	9.0	kWh/m ² /giorno
Irraggiamento diretto, Dicembre	7.0	kWh/m ² /giorno
Irraggiamento diretto, Integrale annuo	2900	kWh/m ² /anno
	10.44	GJ/m ² /anno
Prestazioni campo solare		
Efficienza captazione termica	72	%
Temperatura nominale di funzionamento	550	°C
Fattore di carico medio	0.9	
Energia termica accumulata	6.79	GJ/m ² /anno
Costi produzione calore		
Costi obiettivo ENEA campo solare	100	\$/m ²
Quota ammortamento costo capitale (*)	0.1152	Anno ⁻¹
Costo obiettivo energia termica		
—Investimenti	1.70	\$/ GJ
—O&M	0.15	\$/ GJ
Totale (obiettivo)	1.85	\$/ GJ
Generazione elettrica: singolo blocco		
Potenza elettrica nominale	400	MWatt
Fattore di carico	0.8	
Efficienza di conversione elettrica	45	%
Energia elettrica prodotta	2.80	TWatt/anno
Energia termica richiesta	22.4 x 10 ⁶	GJ/anno
Area collettori solari	3.30	km ²
Costi generazione elettrica		
—Investimento impianti conv.	0.70	¢/kWatt
—Calore solare, valori obiettivo	1.48	¢/kWatt
—Fixed O&M	0.23	¢/kWatt
—Variable O&M	0.15	¢/kWatt
Totale	2.56	¢/kWatt
Emissioni CO₂ evitate, rispetto a		
—Carbone, PCSE con FDG (33.5 % eff.)	0.69 x 10 ⁶	ton/anno
—Carbone, CIGCC (43.8 % eff.)	0.56 x 10 ⁶	ton/anno
—Gas naturale, NGCC (54.1 % eff.)	0.25 x 10 ⁶	ton/anno

(*) I costi sono calcolati assumendo un tasso del 10%, una vita dell'impianto di 25 anni, un'assicurazione annuale pari a 0.5 % e trascurando le tasse, portando ad un tasso di ammortamento annuo di 0.1152.

I costi stimati sono altamente competitivi

I parametri complessivi e i costi stimati sia dell'energia termica che dell'energia elettrica prodotta per una serie di moduli da 400 MWatt, riassunti nella tabella, sono stati calcolati ipotizzando i valori-obiettivo della tecnologia ENEA.

Si evince che si potrebbe produrre calore solare ad alta temperatura ad un costo di circa 2 \$/GJoule, da confrontarsi con i costi estrapolati (IEA) al 2020 del gas naturale pari a 3.07 \$/GJ (Net-back) e del carbone pari a 0.88 \$/GJ. Va tuttavia fatto presente che i costi del gas naturale sono variabili e dominati dal trasporto e a bocca di pozzo hanno il prezzo imbattibile di circa 0.5 \$/GJ.

Conseguentemente il costo di produzione di energia elettrica, per una grande serie di impianti modulari da 400 MWatt, risulta essere pari a 2.56 ¢/kWatt, a cui va aggiunto il costo del trasporto elettrico dell'ordine di 0.6 ¢/kWatt, del tutto comparabile con quello relativo ad impianti con tecnologia "Pulverised Coal Steam Electric" (PCSE) con desulfurazione (FDG) da 500 MWatt e con impianti a ciclo combinato a gas naturale (NGCC) da 400 MWatt, che producono elettricità al tipico costo di 3.0 ÷ 3.3 ¢/kWatt, ma con emissioni e CO₂.

L'innovazione nelle tecnologie solari: un contributo alla sostenibilità

La nuova tecnologia ENEA, nei Paesi a forte insolazione, è in grado di ridurre i consumi delle risorse fossili e la necessità di importazioni energetiche, diffondendo l'uso di una straordinaria risorsa naturale, ben distribuita nel mondo e largamente accessibile. Essa contribuirà alla diversificazione delle fonti energetiche e alla riduzione del problema delle emissioni. Essa non solo creerà opportunità di lavoro e darà un impulso all'economia, ma al tempo stesso ridurrà i rischi di conflitto correlati alle forniture energetiche e ai cambiamenti climatici.

Le emissioni mondiali di CO₂ derivanti dalla produzione di energia elettrica ammontano storicamente (1990) a 1.6 GtonC_{eq}/anno, con un incremento annuo pari a circa l'1.5 %. Il gruppo di lavoro "Intergovernmental Panel on Climate Changes" (IPCC) ha raccomandato per il 2020 una riduzione di almeno 0.7 GtonC_{eq}/anno. Essa potrebbe essere totalmente realizzata a partire da circa 3600 chilometri quadrati di collettori (un quadrato di 60 km di lato).

La metà delle previste nuove installazioni mondiali per la produzione di energia elettrica al 2020— corrispondenti ad una potenza di circa 3500 GWatt — richiederebbero una superficie di collettori dell'ordine di 35'000

km² (un quadrato di 190 km di lato), solamente una minuscola frazione delle aree desertiche potenzialmente utilizzabili.

Benché l'area in questione sia considerevole in termini assoluti, non c'è nessuna ragione per la quale tale soluzione debba essere considerata utopica, purché essa sia attraente dal punto di vista economico. Si ricorda che la superficie mondiale dedicata all'agricoltura ammonta a circa 1 milione di chilometri quadrati!

Al fine di arrivare allo sviluppo su di una così grande scala di tali tecnologie innovative, è necessario stimolare un processo "virtuoso" di avvio, grazie al quale si realizzi una riduzione dei costi grazie all'aumento della produzione e, nello stesso tempo, la penetrazione nel mercato sia amplificata dalla riduzione dei costi.

Il supporto pubblico allo sviluppo tecnologico deve essere mantenuto solo finché questa diffusione "epidemic" del prodotto non sia stata attivata. Le considerazioni precedenti mostrano come la nicchia di mercato, una volta raggiunta la competitività con i fossili, sia estremamente vasta, pari a molte migliaia di GigaWatt di potenza installata.

Poiché il tempo di costruzione di tali impianti, che richiedono tecnologie semplici, è relativamente rapido, il tasso di crescita del mercato può essere relativamente veloce, al necessario fine di un tempestiva presa di controllo degli incombenti cambiamenti climatici.

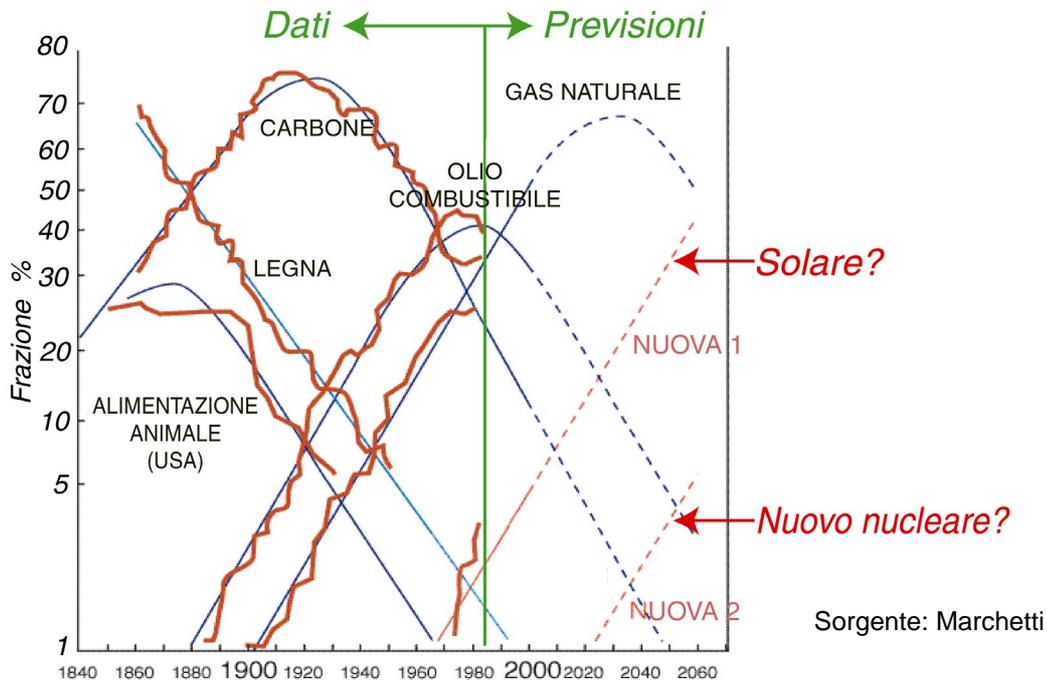
Lo scenario futuro è prevedibile anche dall'esperienza del passato

L'evoluzione delle forniture di energia primaria negli ultimi 150 anni ha seguito un andamento relativamente semplice. Marchetti ha dimostrato come le equazioni epidemiche possono essere usate per predire lo sviluppo di molti aspetti dell'attività umana, e dell'energia in particolare. L'idea di base è che la penetrazione di una nuova tecnologia ha un andamento simile a quello dell'evoluzione biologica, nella quale nuove specie cacciano via le specie preesistenti dalla propria nicchia. Quasi tutte le nuove concezioni tecnologiche si impongono sul mercato con andamenti simili a quelli epidemici. La loro evoluzione temporale segue analoghe semplici equazioni.

Negli ultimi 150 anni, in particolare, il mix delle fonti primarie ha mostrato un andamento in perfetto accordo con le curve "epidemiche", indipendentemente dagli eventi della società. Il fatto che ci sia stato un così buon accordo nel passato, suggerisce la possibilità di estrapolare questo metodo per gli avvenimenti futuri e, in particolare, all'affermazione di una nuova sorgente energetica. La robustezza del metodo è basata sul fatto che

i parametri che governano la forma della curva epidemica sono già definiti fin dagli stati iniziali dell'evoluzione.

Si noti che la catena di sostituzioni "storiche", cibo per animali → legno → carbone → petrolio → gas naturale è stata dettata dal mercato e non dalla disponibilità di risorse. Le sostituzioni sono sempre ogni ≈ 55 anni, in cor-



rispondenza dei massimi dei cosiddetti cicli di Kondratiev, che reggono l'evoluzione dei cicli economici. È da notare che la successiva crescita di nuove fonti di energia ha presentato, almeno per il passato, un tasso di crescita del contributo frazionario percentuale che è pressoché lo stesso. È ragionevole attendersi che anche nel futuro permangano andamenti analoghi nell'evoluzione del sistema energetico.

Secondo tali ipotesi, nella nicchia creata dall'evoluzione epidemica delle tecnologie attuali, è prevista l'apparizione e la crescita di una nuova forma di energia, per la quale l'energia solare è la più accreditata candidata, eventualmente seguita da un'altra nuova ipotetica tecnologia, che potrebbe essere un nuovo nucleare (Fissione o Fusione). La conclusione è rafforzata dal fatto che nel futuro solo il Sole e una rinnovata fonte di origine nucleare hanno le potenzialità di contributo energetico tali da sostenere l'enorme domanda di energia primaria, aggiuntiva a quella dei combustibili fossili, i quali dovrebbero evidentemente continuare a seguire la loro curva epidemica.

Secondo questa ipotesi, la percentuale di penetrazione del solare tra le fonti primarie è prevista essere all'incirca dell'11% nel 2020, 27% nel 2040 e 40% nel 2060. Tali previsioni risponderebbero perfettamente alle raccomandazioni dell'ICPP per uno sviluppo sostenibile. Tuttavia sono in contrasto con le previsioni dell'IEA, dove tuttavia si fa l'ipotesi che solamente le tecnologie esistenti e ormai relativamente mature continueranno a perfezionarsi – in assenza quindi di significative “mutazioni” che generino nuove “specie”. Quindi concetti nuovi ed innovativi, come peraltro è sempre successo nel passato, sono assolutamente necessari al fine di alterare gli andamenti energetici dello scenario "Business as usual", e specificatamente nella direzione ipotizzata da Marchetti.

Una tale sorgente di energia addizionale dal Sole può essere evidentemente sia diretta (fotovoltaico, captazione di calore, etc.) che indiretta (energia idrica, eolica, biomasse, etc.).

Sulla base delle considerazioni sopra citate e nell'ottica di una sorgente di energia primaria adeguata a livello planetario, siamo del parere che una delle più promettenti tecnologie sia quella dell'utilizzo diretto della radiazione solare opportunamente concentrata per ottenere calore ad alta temperatura.

Va anche ricordato che l'ENEA, oltre all'iniziativa qui descritta, sta attuando un altro programma complementare, finalizzato alla produzione di idrogeno ad alta efficienza ($\approx 50\%$) dall'energia calorica solare tramite processi termo-chimici diretti.

L'idrogeno potrebbe diventare il sostituto del gas naturale virtualmente in tutte le sue applicazioni. A tal fine è da ricordare che il vecchio “gas di città”, ampiamente usato in passato, era composto per circa il 50% da idrogeno.

Non c'è dubbio che, affinché l'energia solare sia in grado, a termine, di raggiungere una quota importante dell'energia primaria, l'introduzione dell'idrogeno come vettore energetico, alla stregua dell'energia elettrica, sarà inevitabile.

Principali caratteristiche degli impianti solari a concentrazione ENEA

Il calore solare a costi competitivi con i combustibili fossili

Una volta che i sistemi di captazione ed accumulo dell'energia solare verranno prodotti su una scala sufficientemente grande, la produzione e l'erogazione di calore ad alta temperatura (550 °C) potrà essere fatta, in località ad elevata insolazione, ad un costo di circa 2 \$/GJ, non superiore all'analogo costo previsto nel futuro per il gas naturale e il petrolio.

Un' energia disponibile secondo la domanda

L'uso dell'accumulo termico permette l'erogazione di energia su richiesta, indipendentemente dall'ora (giorno o notte). Le discontinuità della radiazione solare a breve termine (nuvole) e del ciclo notte/giorno sono completamente compensate, come pure le giornate senza Sole, purché non eccessivamente persistenti. In particolare la produzione di elettricità può prontamente seguire la variazione della domanda giornaliera.

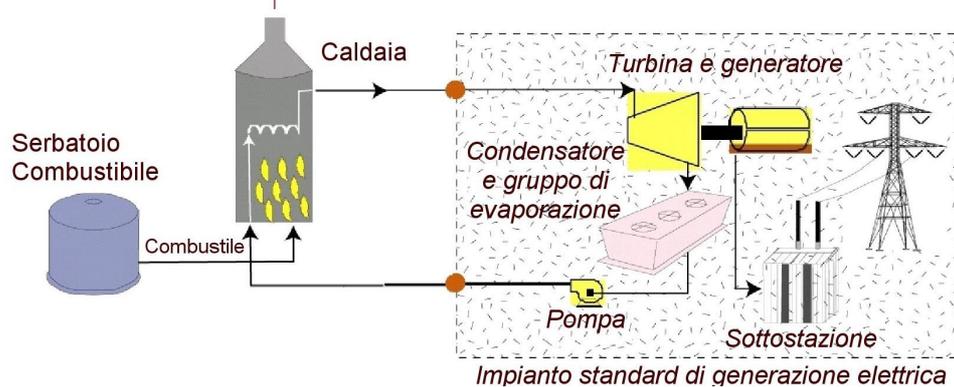
La grande sostituzione

L'energia solare a concentrazione con produzione di calore ad alta temperatura consente di estendere, anche attraverso il "retro-fitting", l'uso di energia pulita e rinnovabile in un gran numero di applicazioni industriali correnti. In queste applicazioni, come per esempio la produzione di elettricità, l'energia è tradizionalmente fornita dall'energia chimica contenuta nei combustibili fossili, trasformata in calore ad alta temperatura dalla combustione. In alternativa, per la stessa applicazione, l'energia solare può essere raccolta sotto forma di liquido caldo e accumulata in un contenitore termicamente isolato. A richiesta, questo calore ad alta temperatura è trasferito all'applicazione, in sostituzione del calore fornito dai fossili, nella forma più opportuna, ad esempio come vapore ad alta temperatura, grazie ad uno scambiatore di calore.

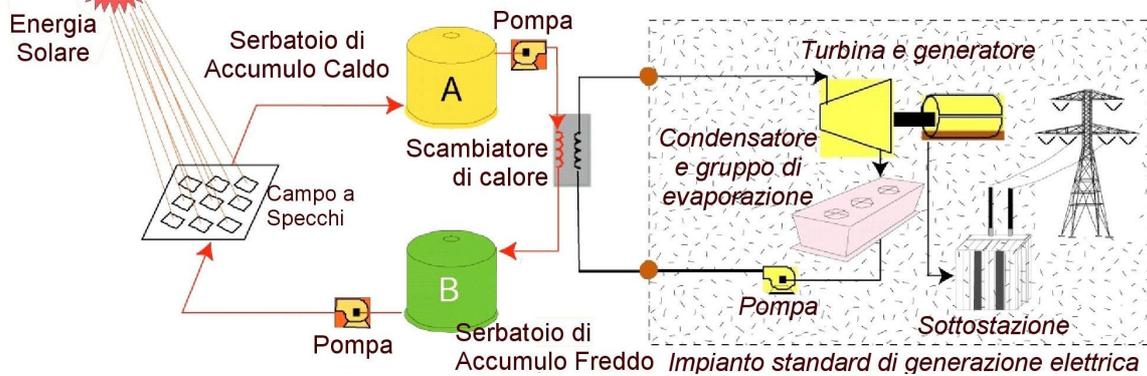
Un'energia solare sostitutiva per applicazioni tradizionali di potenza

L'energia solare può alimentare, sotto forma di calore ad alta temperatura, sistemi tradizionali e consolidati come turbine a vapore o a gas, cicli combinati o generatori stand alone per la produzione di energia elettrica o la cogenerazione di elettricità e calore. Il calore ad alta temperatura può essere anche fornito a molti altri processi termo-chimici industriali. Il sistema produce elettricità e calore di processo come un qualsiasi altro im-

Produzione di calore da combustibili fossili



Produzione di calore dal Solare



pianto convenzionale di potenza. L'energia solare può, inoltre, essere integrata con una parte fornita dai combustibili fossili, per esempio, qualora siano richieste temperature ancora maggiori per raggiungere efficienze termodinamiche ancora più elevate.

Un uso efficiente dell'energia solare

L'efficienza di captazione e di stoccaggio dell'energia solare è superiore al 65% della radiazione diretta normale incidente. Sistemi a concentrazione accoppiati a generatori elettrici a turbina, grazie a questa elevata efficienza, richiedono aree 2 o 3 volte inferiori rispetto ai sistemi fotovoltaici, a parità di energia elettrica prodotta. In molte regioni del mondo ogni singolo metro quadro di collettori può produrre annualmente la stessa quantità di energia contenuta in un barile di petrolio, evitando ≈ 400 kg/anno di emissioni di CO_2 , se usata in sostituzione del gas naturale, e ≈ 1 ton/anno di CO_2 , se usata al posto del carbone.

Potenzialità su una larga scala di applicazioni

La tecnologia è fortemente modulare e può soddisfare esigenze diverse. L'energia solare può essere utilizzata sia per impianti di grandi dimensioni (fino a GWatt elettrici), connessi con la rete elettrica internazionale, sia per impianti più piccoli (tipicamente di pochi MWatt elettrici) per comunità isolate.

Il suo potenziale è tale da rispondere, in modo economicamente accettabile, al mercato crescente dell'energia verde, fino ad una frazione sostanziale della futura richiesta di energia elettrica mondiale.

In quanto la generazione di elettricità è realizzata grazie a turboalternatori convenzionali, la sua integrazione nella rete non richiede misure particolari di stabilizzazione o di backup.

Una tecnologia rispettosa dell'ambiente

Gli impianti solari producono energia senza emissioni né inquinamento. Non sono impiegati materiali tossici, infiammabili o altrimenti pericolosi: l'intero sistema non è sorgente di rischio o di altri fastidi (rumore) per le popolazioni presenti nelle sue vicinanze. In particolare il liquido termovettore utilizzato è un comune fertilizzante, già ampiamente usato in agricoltura, ed eventuali fuoriuscite accidentali non hanno alcun impatto ambientale. Non sono richieste strutture elevate e i collettori solari, posizionati in modo ordinato e seguendo il profilo del terreno, non deturpano il paesaggio. Il tempo di ritorno energetico del sistema è dell'ordine di solo sei mesi, meno del 2% dell'energia prodotta durante il periodo di funzionamento. Ciò rappresenta una frazione molto inferiore rispetto ad esempio alla tecnologia fotovoltaica. Alla fine del periodo di utilizzazione, molti dei materiali possono essere o riciclati o ripristinati per ulteriori installazioni.

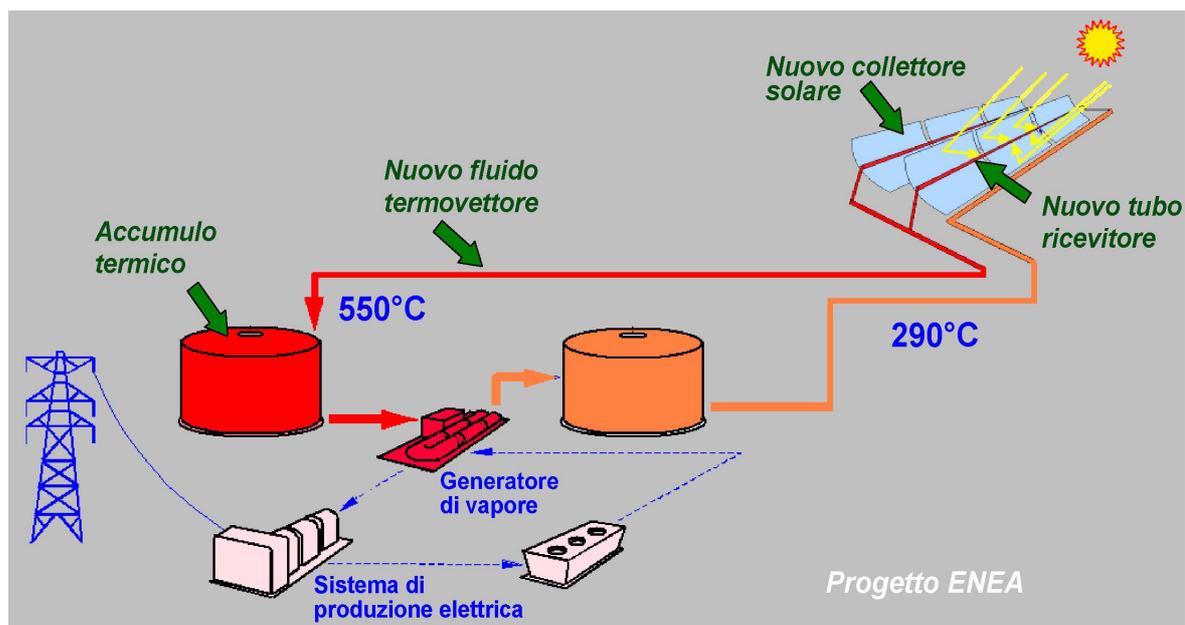
Tempi di costruzione brevi e lunga durata dell'impianto

Grazie alla semplicità progettuale, un impianto completo può essere realizzato in circa tre anni. Peraltro la vita attesa dell'impianto è approssimativamente di 25-30 anni. Oltre questo periodo l'utilizzo dell'installazione può essere ulteriormente esteso apportando le modifiche e i miglioramenti che si fossero resi disponibili nel frattempo. Lo smantellamento finale dell'area dell'impianto è semplice ed economico e il terreno è riutilizzabile senza limitazioni.

R&S avanzata e rapida commercializzazione successiva

Impianti per un totale 354 MWatt di picco, realizzati con tecnologie analoghe, ma di prima generazione, sono funzionanti a Kramer Junction (USA) da più di 15 anni e hanno raggiunto un'impressionante riduzione dei costi del chilowattora prodotto, che attualmente oscilla tra i 10 e i 15 ¢/kWh. L'attuale concezione innovativa ENEA, oltre ad una riduzione dei costi, offre una maggiore temperatura di esercizio, un nuovo liquido termovettore non infiammabile, e un ampio accumulo termico che consente di funzionare senza integrazione da fossili. Il fluido termovettore e l'accumulo termico sono stati provati con successo in una serie di progetti dimostrativi di scala significativa.

Al termine di più di due anni di intensa attività di ricerca e sviluppo, l'ENEA ha in programma di realizzare per l'estate 2003 un circuito in dimensioni reali, costruito con l'industria, che incorpora tutti questi elementi innovativi. La realizzazione e operazione di tale circuito aprirà la strada alla costruzione di una serie di impianti di potenza. Nel 2006, è prevista l'entrata in funzione di un impianto dimostrativo commerciale di 0.5 Km² a Specchia (Puglia). Altri impianti dimostrativi sono in fase di valutazione ed è ragionevole attendersi che in meno di quattro anni da oggi, impianti commerciali di grandi dimensioni potranno essere in via di realizzazione.



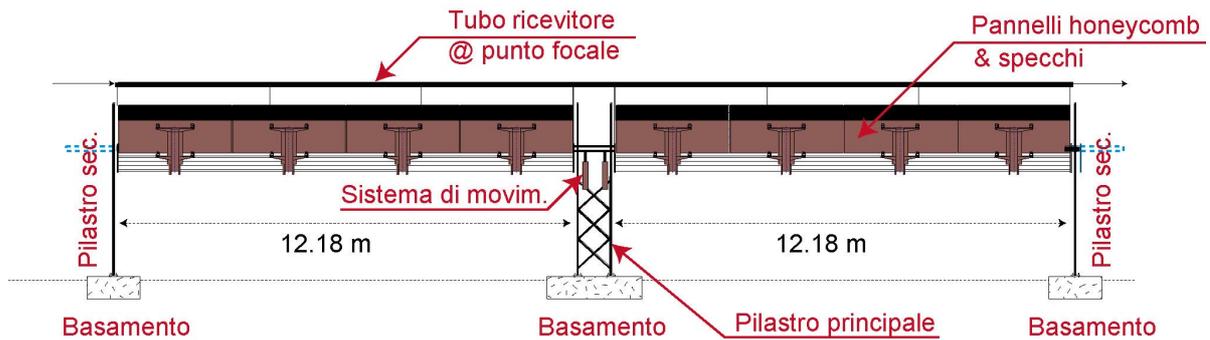
L'impianto solare a concentrazione ENEA

Il principio di funzionamento

Il progetto si è largamente ispirato installazioni SEGS che hanno operato con successo come impianti ibridi solare-gas per più di quindici anni a Kramer Junction. I miglioramenti principali rispetto a tale tecnologia sono:

1. Nuovi specchi parabolici per aumentarne la robustezza e diminuirne il costo.
2. Una più alta temperatura di funzionamento, circa 550°C, che richiede conseguentemente un nuovo rivestimento selettivo del sistema che assorbe la luce concentrata.
3. L'uso di un liquido termovettore con minore impatto ambientale e non infiammabile.
4. L'introduzione di un grande accumulatore termico, che può compensare le discontinuità della sorgente solare.

Questi miglioramenti comportano un costo inferiore, più alte efficienze di conversione del calore solare in elettricità e un funzionamento 24 ore su 24 a partire esclusivamente dall'energia solare. In sintesi, gli specchi parabolici lineari concentrano la luce diretta del Sole su un tubo ricevitore lineare che assorbe l'energia radiante e la converte in calore ad alta temperatura. Per compensare le irregolarità dell'irraggiamento e il ciclo notte/giorno, il calore è accumulato sotto forma di sali fusi surriscaldati, utilizzati in se-



guito al fine di alimentare un ciclo di potenza convenzionale. L'accumulo termico ha una capacità adeguata al fine di garantire l'erogazione di potenza quando richiesto, e in particolare la notte o quando la sorgente solare è assente.

Gli specchi parabolici

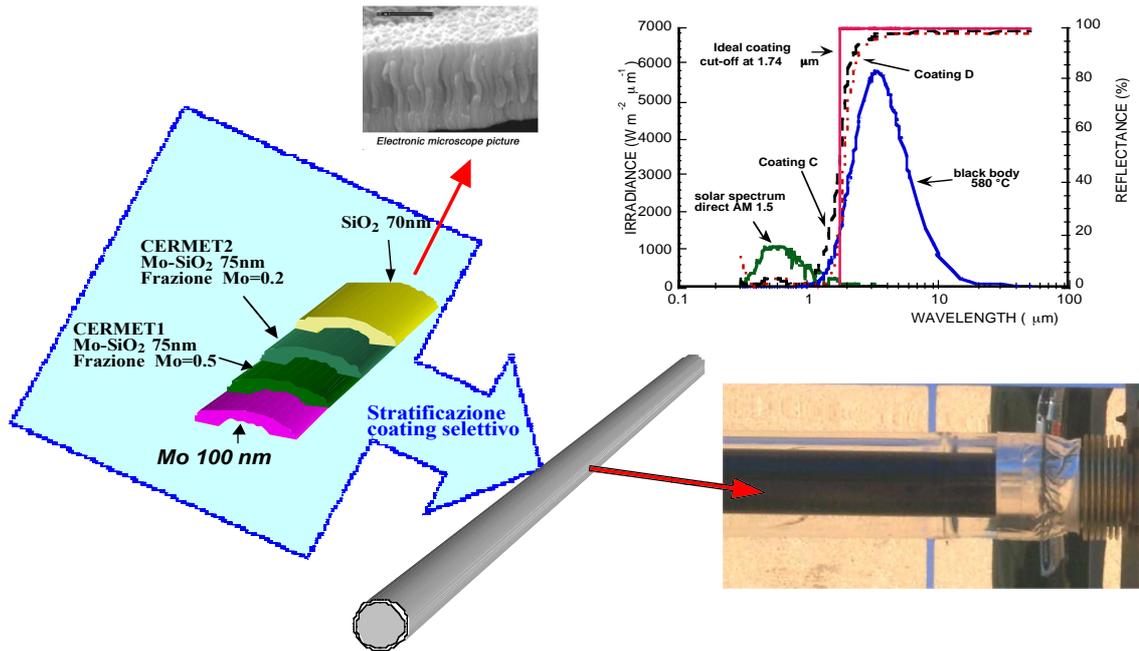
La radiazione solare diretta è focalizzata su un tubo collettore-ricevitore mediante l'uso di grandi specchi parabolici. L'apertura degli specchi è di 5.76 m, con una lunghezza focale di 1.81 m. Gli specchi, adatti ad una produzione economica di massa, sono costituiti da pannelli "honeycomb" di 2.5 cm di spessore con interno in alluminio e pelli in acciaio che presentano un'elevatissima rigidità. Sulla parte interna di questi pannelli aderisce un sottile specchio di vetro ad alta riflettività. Un insieme di tali pannelli riflettenti è rigidamente fissato ad una struttura di supporto, lunga circa 25 m, che consente la rotazione dell'insieme per seguire il percorso del Sole.

Il tubo ricevitore

Il tubo ricevitore, situato sulla linea focale degli specchi, è costituito da una struttura coassiale di due cilindri concentrici: un tubo di vetro esterno da 11.5 cm di diametro e un tubo di acciaio interno da 7 cm di diametro all'interno del quale circola il fluido termovettore (una miscela di sali fusi). Un opportuno rivestimento selettivo, sviluppato da ENEA, assicura il massimo assorbimento nello spettro della luce solare, mentre riduce le emissioni di radiazione infrarossa generate dal tubo caldo.

Il fluido termovettore

Il fluido termovettore degli impianti di Kramer Junction è un olio minerale infiammabile e tossico. Le proprietà di questo liquido, inoltre, limitano la temperatura di funzionamento dell'impianto e – per motivi di sicurezza e di costo – non permettono l'immagazzinamento del liquido caldo ad un



livello sufficiente da costituire un efficace accumulo termico. In realtà questi impianti sono dei sistemi ibridi solare-gas naturale, in quanto necessitano di una pesante integrazione con gas naturale per coprire le discontinuità giornaliere.

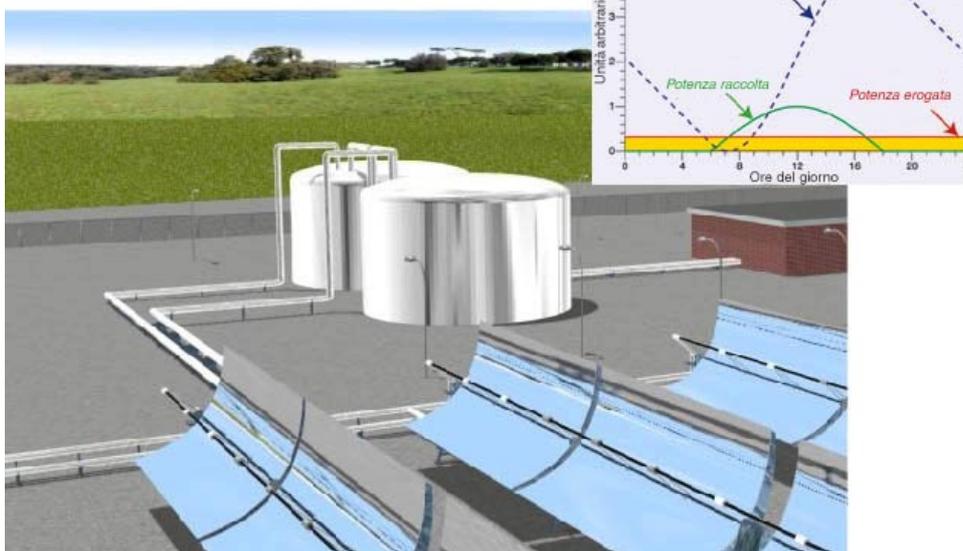
Per queste ragioni, nel progetto ENEA si è preferito adottare come fluido termovettore una miscela eutettica di sali fusi, 60% NaNO_3 – 40% KNO_3 . Questo sale è largamente usato come fertilizzante, è economico e disponibile in grandissime quantità. L'intervallo di temperatura di funzionamento è tra i 290°C e i 550°C : limitato attualmente dal fatto che a circa 600°C i nitrati si decompongono in nitriti, con potenziali problemi di corrosione.

E' già stato completato lo studio dettagliato dei componenti associati all'uso della miscela di sali fusi ed i potenziali problemi connessi con tale tecnologia, ad esempio quelli relativi alla corrosione, sono stati studiati e risolti con risultati soddisfacenti.

L'accumulo termico

Una tecnologia matura per la produzione di energia deve erogare l'energia in funzione della domanda. Fino ad oggi, l'unica energia rinnovabile che ha avuto una diffusione estesa è quella idroelettrica. Ciò è dovuto sia alla competitività dei suoi costi che alla presenza del sistema bacino/sbarramento, che è in grado di compensare le variazioni dovute alle variabilità delle precipitazioni. Nel caso dell'energia solare, la funzione svolta dall'accumulo di acqua nella diga è sostituita dal calore accumulato

Sistema di accumulo del calore



nel serbatoio termico. Fortunatamente, in quanto l'energia solare è generalmente disponibile su base giornaliera, la quantità di energia da immagazzinare al fine di garantire la stessa continuità di funzionamento, è tuttavia molto più modesta.

Un elevato salto termico (275°C) tra i due serbatoi di accumulo permette una capacità di accumulo termico elevata. In termini semplici, per immagazzinare 1 kWatt \cdot h sono sufficienti circa 4.9 litri di sale fuso. L'energia accumulata in un volume di sale fuso è eguale a quella prodotta dalla combustione dello stesso volume di gas naturale alla pressione di 18.4 bar, ovvero a quella contenuta in una quantità di petrolio pari ad $1/43$ del volume. Ma, mentre in un impianto convenzionale ad energia fossile il riempimento del serbatoio di olio combustibile è normalmente effettuato con frequenza dell'ordine di mesi, il tempo di accumulo per l'impianto solare è determinato dal ciclo giornaliero, eventualmente incrementato al fine compensare anche alcuni giorni di cattivo tempo.

Ne consegue che, per una data potenza installata, le dimensioni per un serbatoio di combustibile fossile e quelle per l'accumulo termico di un impianto solare continuativo sono in realtà paragonabili. Ad esempio, al fine di garantire la continuità (erogazione costante 24 ore su 24) dell'energia solare giornaliera massima raccolta da 1 km² di collettori nel Sahara il serbatoio di accumulo è di circa 30 m di diametro e di 21 m di altezza.

Le perdite di energia associate all'accumulo termico se di dimensioni opportune, sono molto contenute, tipicamente minori dell'1% giornaliero. Quindi l'accumulo termico è un sistema estremamente efficiente, qualora confrontato con gli altri metodi correnti di accumulo energetico.

potenziali del progetto e un modello di riferimento per le future installazioni.

I due prodotti commerciali di base

Attualmente le attività ENEA sono focalizzate sullo sviluppo di due linee di prodotti complementari:

1. Un'unità modulare di captazione solare da 250 MWatt termici di picco con adeguato sistema di accumulo, per una produzione media di energia elettrica pari a circa 40 MWatt. Fino ad una decina di queste unità (400 MWatt elettrici) possono essere aggruppate al fine di alimentare un'unica centrale a vapore convenzionale. Il modulo è principalmente dedicato alla fornitura di energia elettrica in rete in località ad alta insolazione. Una locazione ideale per tali impianti potrebbe essere ad esempio il deserto del Sahara, connessi con rete elettrica europea grazie ad una linea dedicata HVDC.
2. Un'unità di captazione "stand alone" di circa 60 MWatt termici di picco, anch'essa dotata di accumulo termico, in grado di garantire una potenza elettrica continua di circa 10 MWatt. Questi moduli sono particolarmente indicati per fornire elettricità in località remote, dove le connessioni con la rete di distribuzione è difficile o troppo costosa. Questa opzione è particolarmente interessante per esempio per isole con forte insolazione e per regioni remote, specialmente in alcuni Paesi in via di sviluppo. Ognuno di questi impianti potrebbe alimentare i fabbisogni elettrici di base per comunità dalle 20000 alle 100000 persone.

Entrambi i prodotti, che possono essere adattati ad una gran varietà di configurazioni del terreno e delle esigenze specifiche, si basano su un progetto modulare dei collettori solari e del sistema di accumulo a sali fusi. Il costo unitario dei sistemi di captazione è praticamente lo stesso per ambedue le configurazioni e decresce con il numero totale di collettori realizzati globalmente. Come già indicato, a partire da una produzione sostanziale, il costo dell'energia termica prodotta in locazioni favorevoli è dell'ordine di $2 \div 4$ \$/GJ, dipendente dall'insolazione disponibile, comunque altamente competitiva con il gas naturale e i combustibili liquidi.

Va tuttavia sottolineato che il costo specifico degli impianti convenzionali, essendo superiore per le piccole potenze, si rifletterà, come peraltro anche per i fossili, in costi variabili dell'elettricità prodotta.