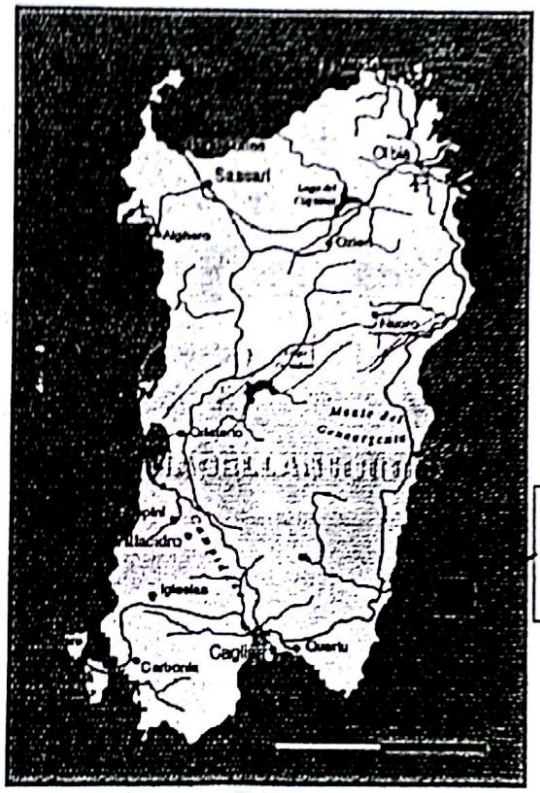
TRINOMIO SARDEGNA-SOLARE-IDROGENO: VERSO UNA INDIPENDENZA ENERGETICA CON EMISSIONI ZERO.

(UN PROGETTO "FARO" PER LA SARDEGNA)

Proposta preliminare nel quadro dei programmi del Centro Polaris.



Superficie dei campi solari per l'intera energia importata

Carlo Rubbia

20 Gennaio 2004

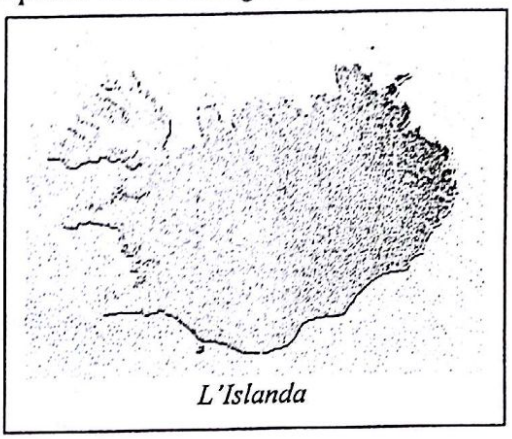
Scanned by CamScanner

Premessa.

1.—Lo schema di riferimento Islandese

Un'isola ricca di energia geotermica.

L'Islanda è un'isola del nord dell'Atlantico con una superficie pari a 103'000 km², più di quattro volte quella della Sardegna (24'000 km²), ma con una popolazione di soli 300'000 abitanti, meno di 1/5 di quella sarda. L'Islanda, come la Sardegna, non possiede apprezzabili risorse energetiche fossili e importa la quasi totalità di petrolio necessario, corrispondente a 11 tonnellate annue di emissioni CO_2 per abitante, valore circa due terzi rispetto a quello della Sardegna.



L'Islanda

Il motivo di queste basse emissioni è dovuto al fatto che l'Islanda dispone di ampie riserve di energia geotermica e idroelettrica, oggi utilizzate per produrre circa 8.1 TWatth all'anno di elettricità, che corrispondono pro capite a ben 27'000 kWatth, il valore specifico il più alto mondialmente.

L'elettricità è infatti usata sistematicamente anche per il riscaldamento delle case, le applicazioni industriali ecc., e cioè ogniqualvolta essa sia fattibile e conveniente. Ciò è facilitato dal bassissimo costo dell'elettricità prodotta, dell'ordine di 2 ¢/kWatth.

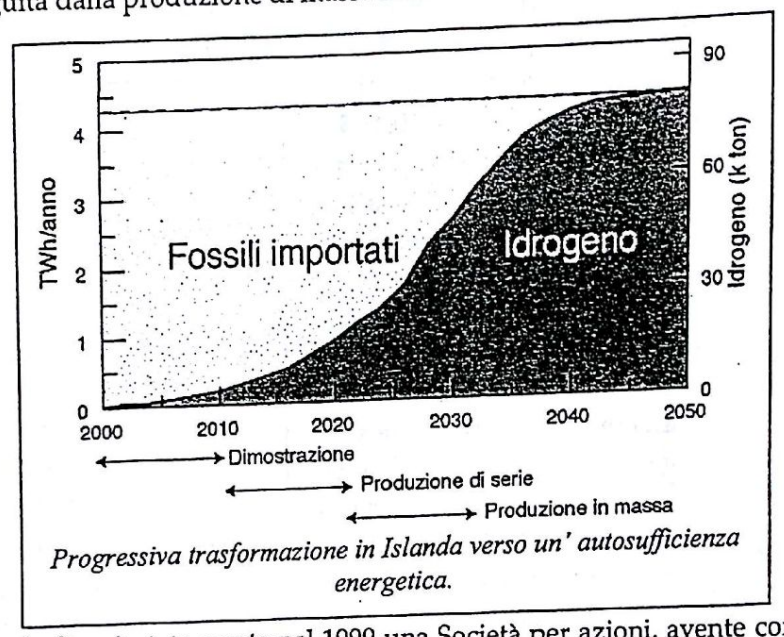
Il 67% del consumo energetico primario dell'isola è quindi oggi coperto da fonti geotermiche rinnovabili, con ricorso massivo alla corrente elettrica. Il restante 33 %, grazie a importazione di fossili, copre i trasporti, la pesca e la domanda industriale, con frazioni all'incirca eguali. In Islanda circolano oggi circa 160'000 veicoli, 0.55 per abitante.

Una decisione politica: verso un'economia basata sull'idrogeno.

Il Governo Islandese nel 1999 ha preso l'importante decisione di puntare progressivamente verso una politica energetica di graduale sostituzione della frazione energetica importata di combustibili fossili con idrogeno, prodotto localmente a partire dalla geotermia. L'Islanda si propone quindi di creare a termine un sistema paese energeticamente auto-sufficiente, integralmente basato sull' idrogeno e sull' elettricità. A tale fine è necessaria una produzione annua di circa 81'000 tonnellate di idrogeno a partire dall'elettrolisi dell'acqua, il che richiede la disponibilità di ulteriori 4.5 TWatth annui di elettricità

Scanned by CamScanner

facilmente disponibili a partire dal geotermico. Tale transizione richiederà tempi considerevoli per essere completata, dell'ordine di trent'anni, in una serie progressiva di fasi di implementazione.
La prima fase di realizzazione dimostrativa è prevista durare all'incirca fino al 2010, seguita da una fase di produzione di serie fino al 2020, seguita dalla produzione di massa successiva.



Progressiva trasformazione in Islanda verso un' autosufficienza energetica.

A tale fine, è stata creata nel 1999 una Società per azioni, avente come scopo quello di "investigare le potenzialità per la creazione della prima economia basata sull' idrogeno", di cui fanno parte come azionisti Icelandic Holding Company VistOrka hf (1/2), Shell Hydrogen (1/6), Norsk Hydro (1/6) and DaimlerChrysler (1/6). L'iniziativa è finanziata al 50% dall' Unione Europea.
Questo vasto interesse internazionale al progetto islandese è dovuto tra l'altro:

(1) all' abbondante presenza di energia geotermica che permette di produrre facilmente l'idrogeno necessario a partire dall'elettrolisi dell'acqua;
(2) ad un forte supporto governativo e da parte della popolazione per questo programma, che è stato plebiscitato al 93% da un referendum.
(3) al fatto che l'Islanda è un paese tecnicamente progredito: quindi il trasferimento delle ricerche ad altri paesi avanzati è facile e diretto.
(4) alle condizioni climatiche che sono particolarmente severe e quindi permettono di valutare la tecnologia nelle condizioni limite.

Scanned by CamScanner

Reykjavik, 27 October 1998

To whom it may concern:

Iceland is endowed with vast resources of renewable energy, both hydro and geothermal, in comparision to its small population. These resources are of great importance to Iceland's society and its economy. Electricity consumption in the country is supplied by these resources and efforts have been made to increase their share in the energy mix, with the result that they have almost completely replaced oil for space heating and in industries and other fields where it is feasible and economically viable. The effectiveness of this energy policy is amply demonstrated by the fact that renewable energy sources account for about 67% of the primary energy consumption in Iceland - a higher share than in any other country.

Further development of the domestic energy resources is on the Icelandic Governments agenda. The aim is to harness these in order to diversify the economy and lay the foundation for higher living standards and prosperity in the future. One of the possibilities under consideration is the production of alternative fuels, such as hydrogen, that could replace oil in the transportation sector, i.e. for cars, airplanes and fishing and transport vessels. In addition to diversifying the economy, such use would contribute significantly to reducing the emission of greenhouse gases.

The Ministry of Industry, on behalf of the Government, has appointed a committee to explore the possibilities of replacing oil by alternative fuels and if viable, to promote the use of such fuels in the country. The committee is also to facilitate cooperation among interested parties for this purpose. The committee is chaired by Mr. Hjalmar Arnason, a member of the legislative assembly. The committee enjoys general support from the Government and the Ministries.

Davíð Oddsson,
Prime Minister

Finnur Ingólfsson,
Minister of Industry

Guðmundur Bjarnason,
Minister for the Environment

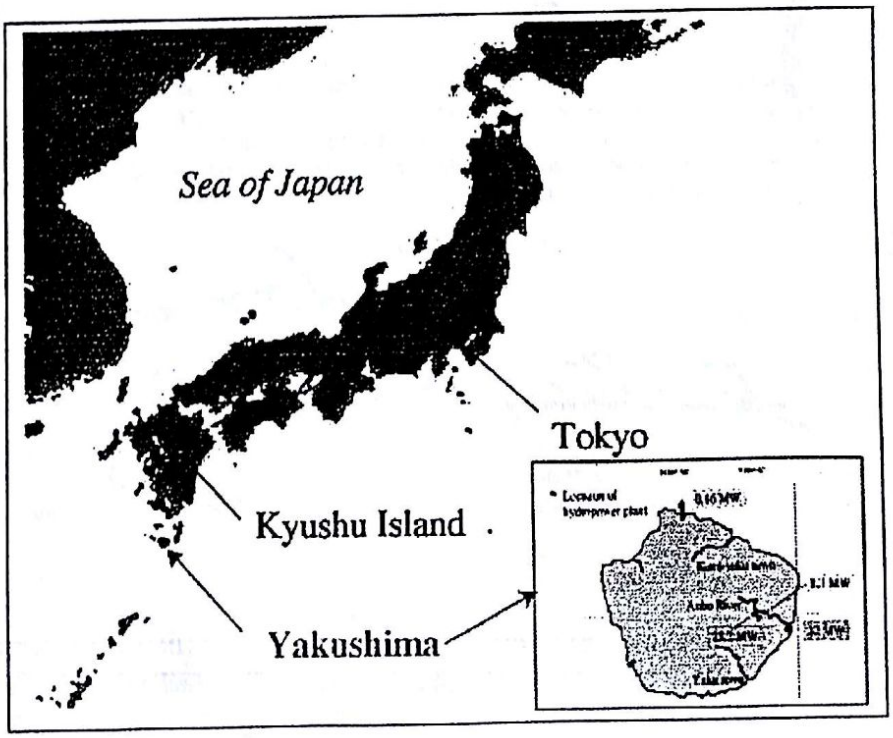
5

Dichiarazione di intenti del Governo Islandese. Un'analoga decisione "politica" potrebbe essere l'oggetto di una delibera della Regione Sardegna.

Scanned by CamScanner

2.—Il progetto sull'isola Yakushima

In Giappone a Yakushima, un'isola vulcanica al largo di Kyushu è allo studio un'analoga rivoluzione energetica. L'isola, che è un tesoro naturale mondiale per i suoi alberi di cedro vecchi di più di mille anni, vedrà il consumo di petrolio importato gradualmente sostituito dall'idrogeno, che sarà l'unica sorgente di energia endogena, assieme all'elettricità per i 14000 abitanti e i 900000 turisti che visitano annualmente la località. *E' quindi un'isola a fortissima attrazione turistica.*
Il progetto prevede di utilizzare le ricche risorse idroelettriche, grazie ad una piovosità di ben 8 metri annui per produrre energia elettrica dalla quale sarà ricavato l'idrogeno.
Il progetto è stato accolto entusiasticamente dalla popolazione locale.
L'anno passato il governo giapponese ha proclamato l'idrogeno l'energia chiave del 21° secolo.
Yakushima Denko, una società affiliata alla Taiheiyo Cement giapponese, ricopre il ruolo principale nel quadro dell'iniziativa. Yakushima Denko ha richiesto al Governo giapponese di trasformare l'isola in una zona economica speciale, orientata all'idrogeno. Questa iniziativa ha attratto il forte interesse e la partecipazione di industrie energetiche e automobilistiche mondiali, tra le quali Toyota, Honda e BMW, e anche del governo del Canada, sede della Ballard, leader mondiale delle celle a combustibile.



Scanned by CamScanner

Il trinomio Sardegna-Solare-Idrogeno

Il modello Islandese riferito alla Sardegna ?

Esistono molte ragioni per proiettare i modelli islandese e giapponese al caso della Sardegna:

(1) L'opportunità di puntare all'indipendenza energetica dell'isola da fossili di importazione e di limitare così facendo le emissioni e i gas serra dovuti all' inquinamento energetico

(2) La volontà, espressa a tutti i livelli, di preservare al massimo nel futuro le qualità ambientali della Sardegna, migliorandole quanto più possibile, sia dal punto di vista della qualità della vita offerta dall'isola che dalle esigenze di un turismo di alto livello.

(3) La similitudine nella natura isolana tra l'Islanda e la Sardegna, che permette di realizzare integralmente un economia basata sull'idrogeno, in tutti i suoi aspetti.

(4) Le ricadute socio-economiche e di immagine di una ricerca e sviluppo totalmente pioneristica nel campo energetico, di indubbia e larga applicazione altrove.

(5) La disponibilità di considerevoli risorse umane altamente qualificate e la crescente sinergia tra Ricerca, Università e operatori Industriali e l'esigenza di concentrare tali risorse in un numero ristretto di progetti di altissima qualità e di valenza universale (Polaris).

(6) L'intenzione espressa dell'Unione Europea di finanziare un numero limitato di ambiziosi "progetti faro" nel campo dell'idrogeno.

Tuttavia esistono notevolissime diversità tra il progetto Sardegna-Solare-Idrogeno (S2I) e quello in corso in Islanda. L'Islanda dispone infatti di vaste riserve energetiche geotermiche, facilmente convertibili in elettricità a basso costo e, successivamente, in idrogeno per mezzo dell' elettrolisi classica. Sono queste caratteristiche uniche e favorevoli, non facilmente ripetibili altrove. Quindi il programma islandese si limita a quello — importantissimo — della sostituzione con l'idrogeno di circa 1/3 del consumo energetico dell'isola (trasporti, pesca, industria), in un caso molto particolare in cui il problema della produzione dell'idrogeno è già essenzialmente risolto.

Il programma per la Sardegna invece si dovrà articolare simultaneamente sui due fondamentali obiettivi:

(1) *il solare* come futura sorgente principale di energia primaria endogena, in sostituzione ai fossili importati

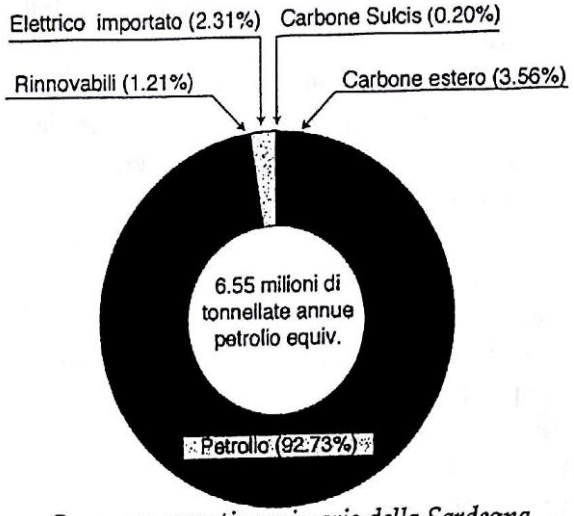
(2) *l'idrogeno* come il futuro sostituto dei combustibili fossili

Questi due obiettivi sono elaborati più in dettaglio nel seguito, dopo una breve scheda relativa ai consumi energetici attuali dell'isola.

Scanned by CamScanner

Scheda energetica della Sardegna ad oggi

La fonte energetica primaria dell'isola è oggi (1999) principalmente il petrolio (al 92.73 %) e, in misure molto minori, l'elettrico (2.31 %) ed il



Consumo enegetico primario della Sardegna

carbone d'importazione (3.56 %), essendo il contributo attuale della produzione di fossili locale (Sulcis) alquanto modesta (0.2 %). Praticamente inesistente è il contributo delle fonti rinnovabili, incluso l'idroelettrico, pari a 1.21 %.

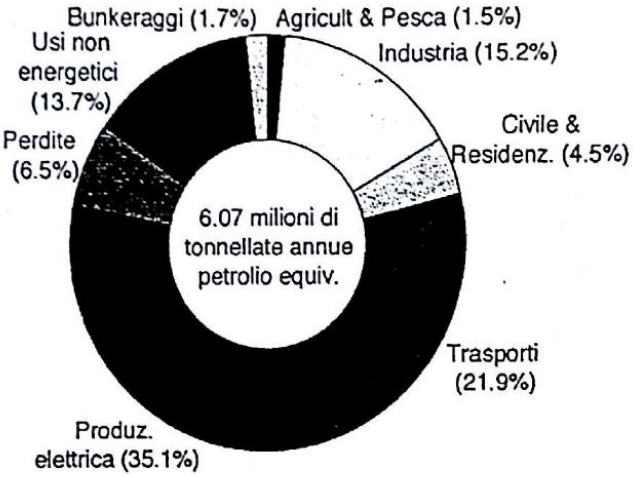
Il bilancio energetico della Sardegna è quindi dipendente dalle importazioni per più del 97 %.

Il consumo energetico primario complessivo annuo del sistema isola è pari a 6.55 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio, cioè circa 4.1 tonnellate di petrolio pro-capite, la popolazione essendo pari a 1.6 milioni di abitanti. Ciascun abitante dell'isola contribuisce quindi ai cambiamenti climatici con 15 tonnellate annue di CO_2 !

In un futuro a medio e lungo termine è previsto approdare in Sardegna un nuovo metanodotto che connetterà l'Algeria all'Italia e la Francia, dando finalmente all'isola l'accesso al Gas Naturale. L'uso del gas naturale, con grandi investimenti infrastrutturali e di distribuzione, permetterà di migliorare l'efficienza nella produzione di elettricità e negli usi industriali, *pur mantenendo elevata la produzione di* CO_2.

I principali usi finali di questa energia importata sono la produzione di energia elettrica (2.1 milioni tonnellate di petrolio), il trasporto (1.33 milioni tonnellate di petrolio), l'industria (0.92) e gli usi privati e residenziali (0.27). Escludendo le perdite, gli usi non energetici e i bunkeraggi internazionali, il consumo netto di prodotti petroliferi importati è pari a 4.74 milioni di tonnellate di petrolio equivalente. Nel settore trasporti, i trasporti su strada sono dominanti, con 1.09 milioni di tonnellate di petrolio equivalente.

Scanned by CamScanner



Usi finali dell'energia per la Sardegna

L' energia elettrica prodotta è circa 9.7 TWatth, equivalente ad una potenza elettrica continuativa di 1.1 GWatt, pari a circa 6'000 kWatth annualmente pro capite. Si noti che la produzione elettrica a partire dal petrolio è inefficiente, in quanto l'energia elettrica finale prodotta è equivalente a 0.819 milioni di tonnellate di petrolio (efficienza: 0.819/2.1= 39 %). In confronto, tenuto conto delle difficoltà climatiche dell'Islanda, il consumo elettrico è pari a 27'000 kWatth, annualmente pro-capite. Quindi le dimensioni dell'insieme delle necessità elettriche sono del tutto confrontabili, e cioè un consumo pro-capite 4.5 volte maggiore per una popolazione 5.3 volte minore.

In conclusione, l'importazione complessiva a fini energetici di prodotti petroliferi è pari a 4.74 milioni di tonnellate di petrolio equivalente. Aggiungendo il carbone importato, quasi totalmente dedicato alla produzione di energia elettrica, pari a 0.245 milioni di tonnellate di petrolio equivalente, si arriva a circa 5 milioni di tonnellate di petrolio equivalente, e cioè una quantità importata annua pro capite di circa 3.11 tonnellate di petrolio.

Le energie rinnovabili: la necessità di innovare

Non vi è dubbio che l'uso di nuove forme di energia – più durevoli e meno dannose per l'ambiente rispetto al bruciamento dei combustibili fossili – è destinato a crescere gradualmente nel futuro. Questo progressivo cambiamento sarà pilotato da un lato dalla incapacità dei fossili di fronteggiare nella sua totalità la futura domanda energetica, che cresce all'incirca del 2,5% all'anno su scala planetaria, senza dar luogo a vertiginosi aumenti dei prezzi dovuti alla progressiva scarsità introdotta dalla domanda, e dall'altro lato dalla crescente evidenza

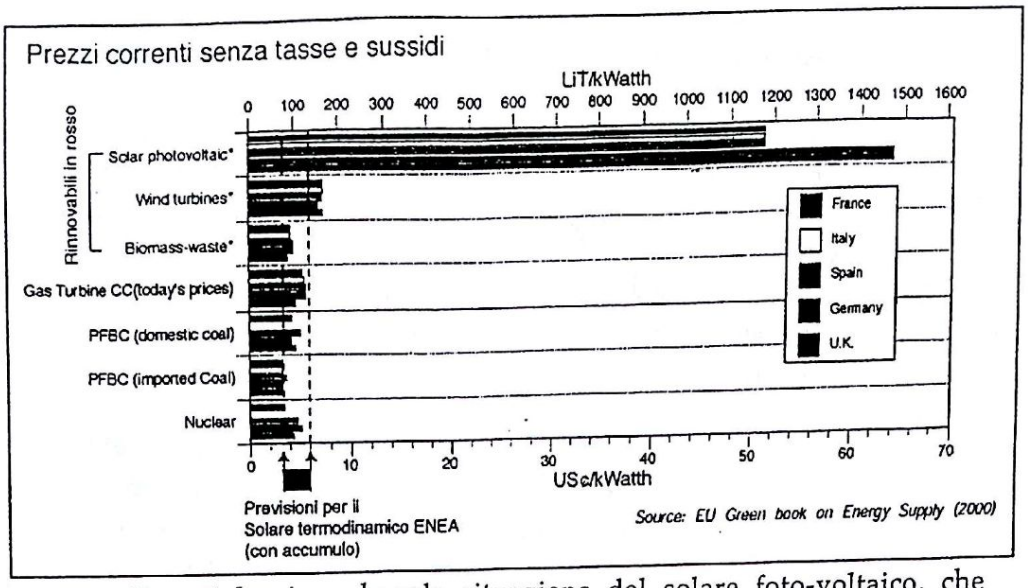
Scanned by CamScanner

dell'insorgenza di significativi cambiamenti climatici, in primo luogo a causa dell'uso continuativo e intensivo dei combustibili fossili.
In una prospettiva temporale di lungo periodo, anche a causa del notevolissimo incremento dei consumi nelle aree in via di sviluppo, le risposte ai problemi della sicurezza di approvvigionamento e dell'ambiente devono essere inevitabilmente fornite dallo sviluppo di tecnologie nuove e dalla ricerca.
Consumo energetico e produttività (PIL) sono direttamente correlati, attraverso la cosiddetta intensità energetica. Per ogni Euro di ricchezza prodotta in Italia è richiesta una quantità di energia pari all'incirca a 190 grammi equivalenti di petrolio[1]. Di questi, 160 grammi sono importati. Nel 2000 il sistema economico del Paese ha complessivamente consumato 195 milioni di tonnellate di petrolio equivalenti (MTep): tra petrolio, gas, elettricità e carbone ne abbiamo acquistate all'estero 149, con una spesa annua dell'ordine di circa 30 Miliardi di Euro.
Si noti infine che la pressione erariale sul consumo energetico è tra i massimi livelli mondiali. Ne conseguono generalmente, al livello delle utenze, sia domestiche che industriali, un costo dell'energia pesantemente superiore alla media europea, ulteriore motivo di perdita di competitività industriale. E' evidente che una frazione più apprezzabile di questo considerevole gettito fiscale dovrebbe essere reinvestito in attività capaci di migliorare la qualità dell' approvvigionamento energetico del Paese.

Il presente programma per la Sardegna si inserisce nel quadro generale delle nuove fonti di energia rinnovabili (NER). Queste a loro volta si aggiungono alle energie rinnovabili tradizionali, idroelettrico e geotermia, che hanno raggiunto ormai da tempo la maturità commerciale e che presentano elementi di innovazione e di sviluppo più limitati nello scenario nazionale.
L'energia primaria equivalente prodotta da fonti energetiche rinnovabili in Italia nel 1999 è stata di 18,4 MTep, pari al 9,7 % del fabbisogno energetico totale. Tuttavia di queste sono state prodotte da NER solamente 1,8 MTep, pari al 0,92 % del fabbisogno energetico totale (di cui 0,045 % con l'eolico, 0,006 % con il solare, 0,19 % con i residui solidi urbani (RSU), 0,04 % con i bio-combustibili e 0,08 % con il biogas, la maggioranza essendo ottenuto con legna e assimilati, e cioè la biomassa tradizionale). Esiste quindi un forte contrasto tra i risultati finora ottenuti e le necessità energetiche future.

[1] Tali 190 g necessari per produrre 1 Euro di fatturato costano 0.035 Euro al prezzo corrente di 25 Euro (30 US$) il barile di petrolio. Quindi la fattura energetica nel sistema produttivo è dell'ordine del 4% del PIL.

Scanned by CamScanner



Si noti la rimarchevole situazione del solare foto-voltaico, che contribuisce solamente per il 0,7 % dell'energia elettrica prodotta dal NER, dovuto agli alti costi. Inoltre mentre altre forme di energia NER mostrano una robusta crescita, il solare foto-voltaico è rimasto straordinariamente stazionario, con una crescita praticamente inesistente (da 13 GWh nel 1995 a 15,7 GWh nel 1999).

Ritornando al caso specifico della Sardegna, le energie rinnovabili tradizionali potenzialmente utilizzabili sono relativamente limitate. Infatti le energie tradizionali (idroelettrico, geotermico) hanno possibilità di sviluppo estremamente modeste se non inesistenti. Delle NER, la biomassa è interessante ma lontana dal produrre le quantità necessarie al programma di rinnovamento menzionato. Il fotovoltaico essendo a costi elevati, può essere utilizzato solamente come "nicchia". Quindi la sola tecnologia attualmente sviluppata che può offrire delle possibilità apprezzabili nel futuro è quella delle turbine a vento. Tuttavia il problema principale risiede nel carattere aleatorio dell'energia prodotta, che rende una continuità di servizio irrealizzabile.

Un nuova tecnologia per l'energia solare

Come già menzionato, le tecnologie rinnovabili odierne, ad eccezione dell'energia idroelettrica, coprono solo una piccola frazione della domanda di energia primaria. Quasi tutte le previsioni IEA (Agenzia Internazionale dell'Energia), basate sulla situazione di mercato attuale e sulla sua evoluzione a livello mondiale, indicano il loro contributo resterà minore anche nei decenni a venire. Le ragioni di una penetrazione così modesta sono ben note:

Scanned by CamScanner

1. Il costo dell'energia prodotta, al netto degli incentivi, deve essere competitivo con i combustibili fossili: *la migliore energia è quella più economica.*
2. La tecnologia di produzione energetica deve ovviare al problema della "discontinuità", fattore oggi associato all'energia solare ed eolica: *l'energia deve essere disponibile quando è richiesta dall'utente.*

Tali limitazioni vanno quindi rimosse, all'interno di una ragionevole tempistica determinata dall'urgenza del problema, con l'aiuto di tecnologie innovative.

Un nuovo e importante programma di ricerca e sviluppo, sostenuto da appropriati finanziamenti pubblici, è stato quindi lanciato meno di tre anni fa all'ENEA. Questo programma punta allo sviluppo di una nuova tecnologia, basata sull'utilizzo di semplici specchi a basso costo per la concentrazione della radiazione diretta, al fine di convertire in modo efficiente l'energia solare in calore ad alta temperatura. Per ovviare alla variabilità indotta dal ciclo giorno/notte, l'energia solare è immagazzinata sotto forma di calore con l'ausilio di sali fusi a 550°C. L'accumulo termico ha una capacità sufficiente al fine di erogare potenza in modo completamente disaccoppiato e indipendente dalla presenza dell'irraggiamento solare, dunque anche di notte o in condizioni di cielo coperto.

Questa nuova tecnologia ENEA sarà in grado, sviluppata su scala sufficiente, di produrre calore di processo ad alta temperatura per una grande varietà di applicazioni industriali, ed in particolare per la produzione di energia elettrica, ad un costo competitivo con quello relativo al gasolio o al gas naturale, rispetto ai quali costituisce una valida alternativa, ma senza emissioni e CO_2.

Ad esempio, un impianto di solare termico con una produzione elettrica *continuativa* di 80 MW, come tipico modello di una nuova centrale, produrrà annualmente, da solo e nelle condizioni previste di insolazione della Sardegna, una energia elettrica integrata di ben 0,40 TWh, e *cioè più di 25 volte quella dell'insieme dei pannelli foto-voltaici in operazione in Italia nel 1999* e pari all'insieme degli impianti eolici (0.402 TWh) in operazione a quella data.

Un solare innovativo per la Sardegna ?

La quantità di energia solare diretta annualmente raccolta su di una superficie unitaria orizzontale è, nel caso della Sardegna, tipicamente pari a 1300 ÷ 1400 kWatt/m^2. Ciò equivale, dal punto di vista energetico, ad una "piovosità" iniziale lorda — in assenza di perdite — pari a circa 25 cm di petrolio annualmente su tutta la superficie

Scanned by CamScanner

dell'isola, circa 1.5 barili di petrolio equivalenti depositati su ogni metro quadro.

Quindi la domanda energetica primaria di ciascun abitante corrisponde a quella offerta naturalmente dal Sole su di una superficie pari a circa 26.2 m^2. Tutta l'energia primaria oggi necessaria alla Sardegna (1.6 milioni di abitanti) sarebbe teoricamente quella incidente su di una superficie di raccolta pari a 42 km^2, e cioè un quadrato di meno di 6.5 km di lato ! La superficie dell'isola essendo pari a 24'000 km^2, essa è solo 0.175 % della superficie totale.

In realtà, l'efficienza di utilizzazione di una tale energia calorifica non può raggiungere il 100%. Tuttavia, sopratutto grazie ai metodi innovativi illustrati nel seguito, essa può raggiungere il 50%. Quindi la superficie di raccolta è all'incirca il doppio di quella teorica. Infine il terreno impegnato non può essere interamente coperto da sistemi di raccolta, un certo spazio, all'incirca una superficie dello stesso ordine essendo necessaria tra le unità di raccolta, gli impianti associati, ecc. La superficie totale degli impianti sarà quindi dell'ordine di quattro volte le dimensioni teoriche, e cioè l'area totale degli impianti impegnata è equivalente a quella di un quadrato di 13 km di lato (169 km^2). Un'indipendenza energetica, anche totale, dell'isola è quindi realizzabile a partire da una superficie dedicata ad impianti solari innovativi del tutto accettabile e ragionevole.

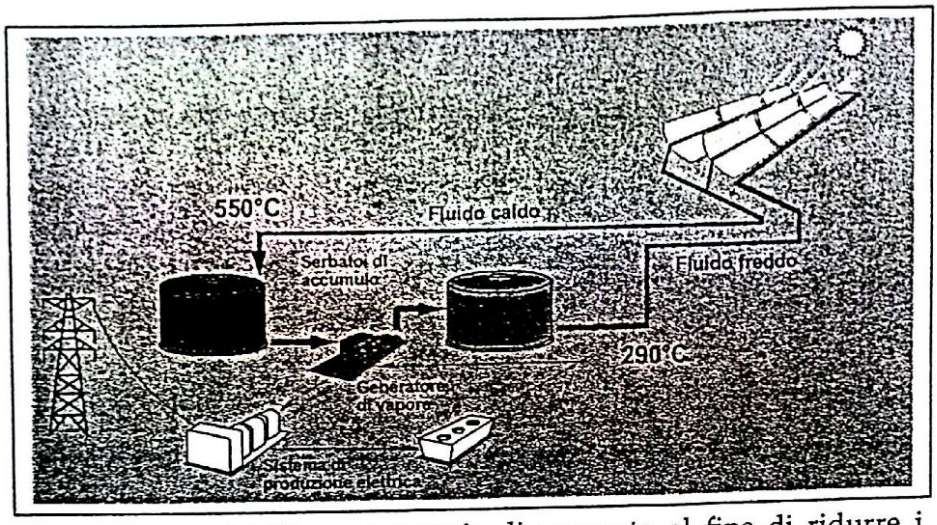
A lungo termine, attraverso una serie progressiva di trasformazioni, il solare termodinamico ad alta temperatura permette di rispondere alla domanda energetica dei due campi principali, la produzione elettrica e i trasporti, grazie all'uso dei due principali vettori energetici ad emissioni zero: l'elettricità e l'idrogeno.

Energia elettrica continuativa ad emissioni zero

Il maggiore consumo di prodotti petroliferi in Sardegna è oggi dovuto alla produzione di elettricità, pari a 2.1 milioni di tonnellate di petrolio equivalente. Al fine di trasformare a lungo termine questa sorgente primaria di energia elettrica ad una ad emissioni zero, è necessario garantire l'assoluta continuità del servizio. E' quindi necessario un accumulo energetico adeguato, capace di mediare sulla variabilità della sorgente, a somiglianza di quello che avviene ad esempio nell'idroelettrico, dove le variabilità dovute alla pioggia e alla conseguente disponibilità idrica è compensata grazie a dighe e laghi di accumulo.

Le energie alternative, oggi relativamente mature, basate sul solare (fotovoltaico) e sul vento (eolico) sono lontane dall'assicurare una tale continuità. Infatti il vento è disponibile tipicamente per il 10 ÷ 20 % del tempo, mentre il sole brilla solamente per 30 ÷ 40 % del tempo. Pur

Scanned by CamScanner



essendo accettabili come energia di supporto al fine di ridurre i consumi, esse non possono quindi divenire direttamente una sorgente principale di energia per l'elettricità dell'isola. D'altra parte l'accumulo diretto dell'energia elettrica così prodotta è oggi fattibile economicamente e in dimensioni adeguate, pompando acqua all'indietro in grandi sistemi idroelettrici, anch'essi assenti in Sardegna. Il cosiddetto solare termodinamico, oggi in rapido sviluppo, soddisfa a questa esigenza. IL calore solare ad alta temperatura (550 °C) grazie a specchi concentratori, è direttamente accumulato in un serbatoio termicamente isolato. La durata dello stoccaggio può essere lunga, in quanto le perdite sono inferiori al 1% per giorno. Anche la capacità di accumulo sono elevate: infatti 1000 kWatt-ora richiedono solamente 5 metri cubi di accumulo. Il liquido non è né tossico e nè infiammabile: esso è usato oggi in grandi quantità in agricoltura, come fertilizzante (sale del Cile, nitrato di sodio e potassio).

Questo calore può essere utilizzato ogniqualvolta necessario, sotto forma di vapore, per fare funzionare una comune turbina e alternatore, a partire dal calore solare — al posto della fiamma del combustibile fossile in una centrale ordinaria. Una caldaia ausiliaria di supporto, che riscalda il liquido al posto del sole, garantisce l'assoluta continuità dell'impianto durante eventuali, eccezionali condizioni di assenza del sole.

Al fine di produrre con questi metodi la totalità della produzione elettrica attuale della Sardegna, la superficie totale degli impianti corrispondenti è pari a 44 km^2, e cioè un quadrato di 6.6 km di lato. L'investimento per il campo termico (22 km^2 di specchi) è dell'ordine di 2.2 miliardi di euro e il corrispondente costo del calore solare ad alta temperatura dell'ordine di 4 $/GJ, confrontabile a quello grezzo del petrolio, pari a 5.25 $/GJ per un costo del barile pari a 30$.

Scanned by CamScanner

Trasporti

Il secondo consumo in ordine di grandezza è il trasporto. L'energia importata a tale fine sotto forma di prodotti petroliferi è oggi (1999) annualmente pari a 1.33 milioni di tonnellate di petrolio, al secondo posto dopo quella per la produzione elettrica, pari a 2.1 milioni di tonnellate di petrolio equivalente. In particolare la circolazione stradale da sola richiede annualmente circa 1 milione di tonnellate.

In Sardegna oggi circolano ben 957 mila autoveicoli (tra cui 859 mila autovetture, 91 mila autocarri e 2800 autobus) e 82 mila autoveicoli.

Al fine di introdurre, a lungo termine, sorgenti di energia rinnovabili, è necessario rivedere in maniera sostanziale la tecnologia. Esistono varie alternative, tutte però dipendenti dall'utilizzazione dell'idrogeno come vettore energetico. Dal punto di vista del motore sono possibili le due scelte seguenti:

(1) motori a combustione convenzionali, ma con opportune modifiche.
(2) il passaggio al motore elettrico, con pila a combustibile, tecnologia totalmente innovativa. Ciò richiede il completamento di miglioramenti sostanziali rispetto al corrente stato dell'arte delle pile a combustibile, sia in termini di costo che di peso e di durabilità. In linea di principio, una pila a combustibile può raddoppiare l'efficienza energetica.

Dal punto di vista del combustibile a bordo, esistono due alternative principali:

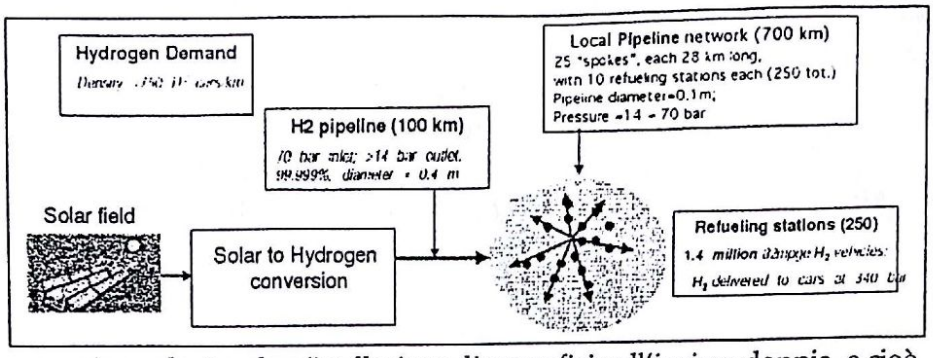
(1) l'utilizzo dell'idrogeno gassoso, sia ad alta pressione che sotto forma di opportuno composto (idruro). L'uso dell'idrogeno liquido è generalmente escluso, a causa dei problemi di sicurezza.
(2) L'utilizzo di combustibili idrogenati di sintesi, come ad esempio, il metanolo o l'etanolo. Tali combustibili implicano generalmente la produzione di carbonio (C), che ossidato nel processo si trasforma in CO_2. Qualora la CO_2 fosse originalmente di origine fossile, essa è evidentemente trasferita al momento dell'uso finale. Tali carburanti, essendo liquidi, permettono tuttavia di mantenere inalterata la struttura si distribuzione, cioè le stazioni di servizio.

Produzione diretta di idrogeno dal solare

Tutti questi combustibili innovativi sono ancorati all'uso dell'idrogeno, che appare come un elemento pressoché insostituibile.

Il combustibile idrogeno corrispondente alle sopra indicate 1.33 milioni di tonnellate di petrolio in termini energetici è pari a 464 mila tonnellate. *Il processo preferito è quindi la trasformazione dell'acqua nei suoi componenti fondamentali, idrogeno e ossigeno con una conversione prodotta dall'energia termica solare.* Assumendo un'efficienza di conversione idrogeno/solare pari a 0.40, la superficie di specchi è pari a 27.6 km^2,

Scanned by CamScanner



corrispondente ad un'istallazione di superficie all'incirca doppia, e cioè un quadrato di 7.5 km di lato.

La precisazione del processo di conversione è ancora un soggetto di scelta tra i molteplici processi allo studio. Nel seguito si è fatta l'opzione del processo Zolfo-Iodio, per il quale modelli di laboratorio sono in corso.

Il costo iniziale alla produzione con metodi fossili (gas naturale) è dell'ordine di 3 $/GJ. Ma costo finale dell'idrogeno, ben maggiore, è fortemente influenzato dai costi del sistema di distribuzione, che portano il costo finale dell'idrogeno a circa 18 $/GJ, e cioè a circa 7 ¢/kWatth. In confronto il costo della benzina senza tasse è di circa 4 ¢/kWatth e all'incirca 10 ¢/kWatth con tasse (I).

Idrogeno dalla conversione elettrica.

Tuttavia è ancorché possibile, nella fase intermedia, in analogia con quanto previsto per il progetto Islandese, produrre l'idrogeno grazie all'elettrolisi dell'acqua, con un'efficienza di conversione dell'ordine del 70 %. E' importante notare che è possibile utilizzare a tale fine l'elettricità "off-peak" e cioè l'energia elettrica potenzialmente disponibile al di fuori delle ore di punta. Quantunque il costo dell'energia elettrica così prodotta è più elevata di quella dell'idrogeno prodotto a partire dai fossili, i costi dovuti alla distribuzione sono di gran lunga inferiori, in quanto il sistema elettrico è in gran parte già esistente.

Ad esempio nel caso della Sardegna la potenza picco installata pari a circa 3 $GWatt_e$, lascerebbe abbastanza spazio vuoto per assicurare anche la produzione, sotto forma di idrogeno, di tutta l'energia necessaria ai trasporti, nei momenti in cui la produzione elettrica non è effettivamente utilizzata.

Il costo dell'elettricità così prodotta è dell'ordine di 7÷8¢/kWatth, quindi del tutto confrontabile con quella proveniente dai combustibili fossili,tenendo conto delle minori spese per la distribuzione.

Non è quindi da escludere la soluzione di "tutto elettrico" e cioè che gli impianti solari già descritti possano funzionare simultaneamente per la produzione di elettricità, e nei periodi giornalieri in cui non sono

Scanned by CamScanner

utilizzati, siano dedicati invece alla produzione ed accumulo locale dell'idrogeno. L'efficienza del ciclo complessivo solare->elettricità-> idrogeno è dell'ordine del 25%, da confrontarsi con un'efficienza per la produzione diretta solare->idrogeno stimata all'ordine del 40%, per il quale sono tuttavia necessari notevoli investimenti e sviluppi tecnologici notevoli, al fine di rendere realistica questa realizzazione innovativa. Invece l'applicabilità dell'estensione all'idrogeno dell'elettrico è in stato di investimento avanzato e offre criteri di realizzabilità ben maggiori.

Contrariamente a quanto superficialmente immaginato, l'energia necessaria alla produzione di idrogeno per i trasporti non è straordinariamente elevata. Infatti il consumo del motore si una vettura è sì considerevole, ma solamente per il tempo, relativamente breve, in cui è utilizzato. Ad esempio, in media, una vettura con il motore a combustione, ma alimentata ad idrogeno attraverso l'elettrolisi dell'acqua, richiede per essere alimentata "off-peak" una potenza media inferiore ai 3 kWatt, che si riducono a soli 1.5 kWatt se operata con celle a combustibile.

È per questi motivi che l'Islanda sta puntando alla realizzazione dell'idrogeno esclusivamente per via elettrolitica — quantunque basata sull'energia geotermica — tenendo conto dell'esistenza della rete elettrica esistente e di una relativamente limitata densità di popolazione.

Scanned by CamScanner

Il futuro del solare termodinamico innovativo

L' energia verde: un mercato europeo in rapida espansione

In gran parte dei Paesi europei, alle società di distribuzione dell'energia elettrica è richiesta la fornitura di energia elettrica con un contributo percentuale minimo garantito proveniente da fonti rinnovabili. Questo crea un mercato con due prodotti indipendenti, eliminandone la concorrenza interna tra loro. In Italia, per esempio, il prezzo dell'elettricità verde è oggi prossimo ai 12 cent/kWh e la quota da rinnovabili fissata al 2%. Inoltre è previsto l'aumento graduale di quota obbligatoria, per agevolare una progressiva riduzione della dipendenza dai fossili. I consumi elettrici nell'Europa dei 15 è 2600 TWatth/anno, estrapolabili a 2900 TWatth/anno nel 2010. Un contributo del 22% di elettricità verde in Europa, obiettivo a medio termine raccomandato dalla Commissione Europea, aprirebbe un nuovo mercato al 2010 di 640 TWatth/anno, corrispondente ad una potenza "verde" totale installata di 73 GWatt. Come vedremo in seguito, una frazione considerevole della richiesta di una tale entità potrebbe essere realisticamente soddisfatta con la tecnologia innovativa ENEA, installata per esempio nelle zone ricche di sole, 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.

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 CO_2 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).

Scanned by CamScanner

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 km^2 (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 "epidemica" 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.

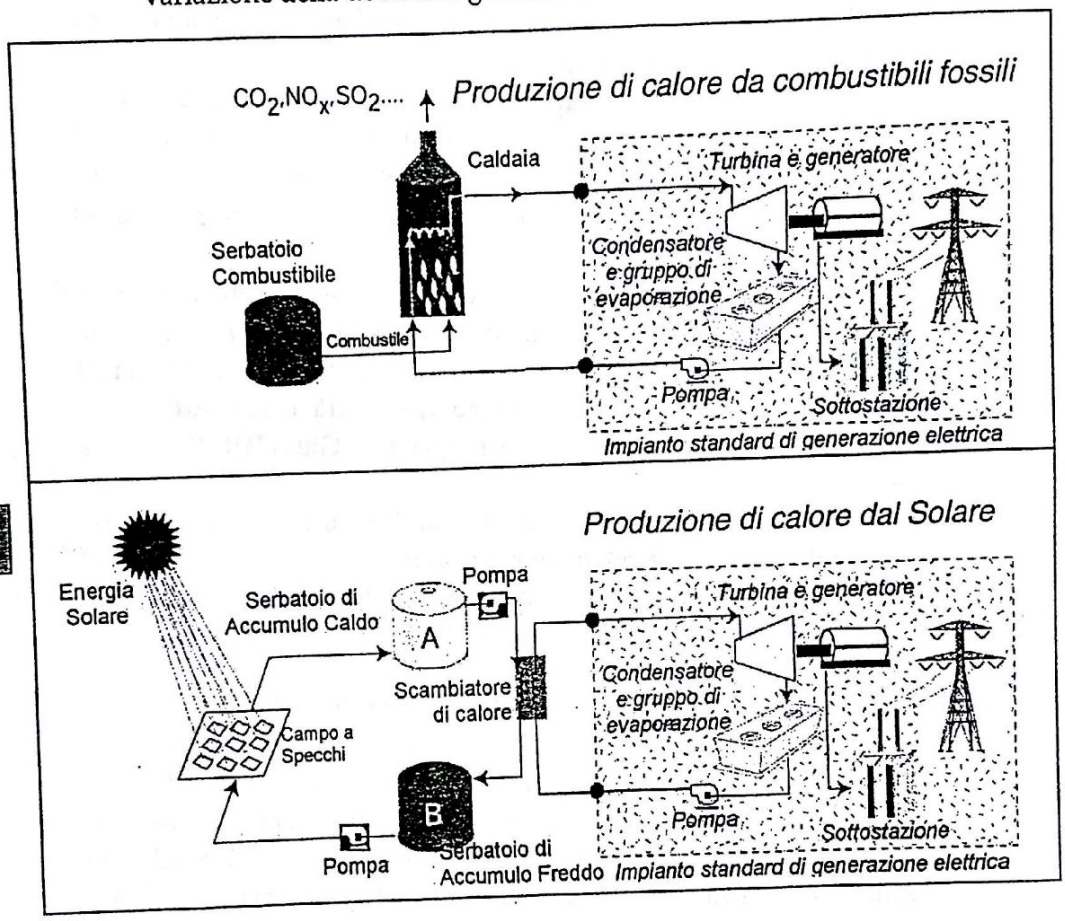
Il calore solare a costi competitivi con i combustibili fossili

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.

Scanned by CamScanner

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,

Scanned by CamScanner

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 impianto 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 turbo-alternatori convenzionali, la sua integrazione nella rete non richiede misure particolari di stabilizzazione o di backup.

Scanned by CamScanner

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 istallazioni.

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

Scanned by CamScanner

commerciale di 0.5 Km^2 a Priolo (Agrigento) 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.

Scanned by CamScanner

L'impianto solare a concentrazione ENEA

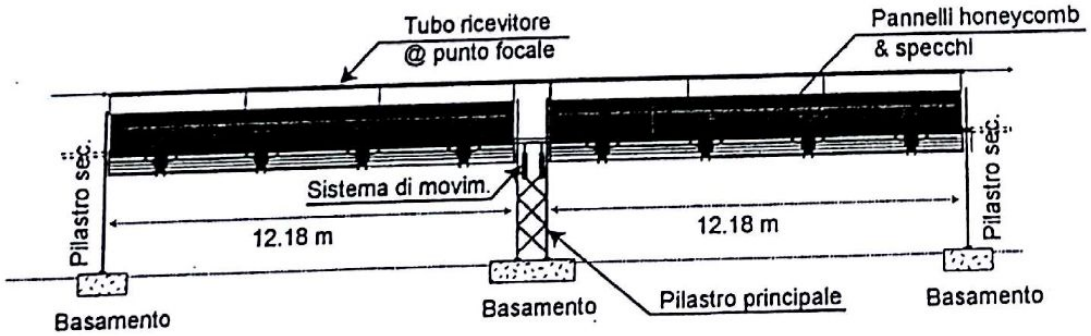
Il principio di funzionamento

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 accumulo 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 raggiante e la converte in calore ad alta temperatura. Per compensare le irregolarità dell'irraggiamento e il ciclo notte/giorno, il calore e accumulato sotto forma di sali fusi surriscaldati, utilizzati in seguito 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.

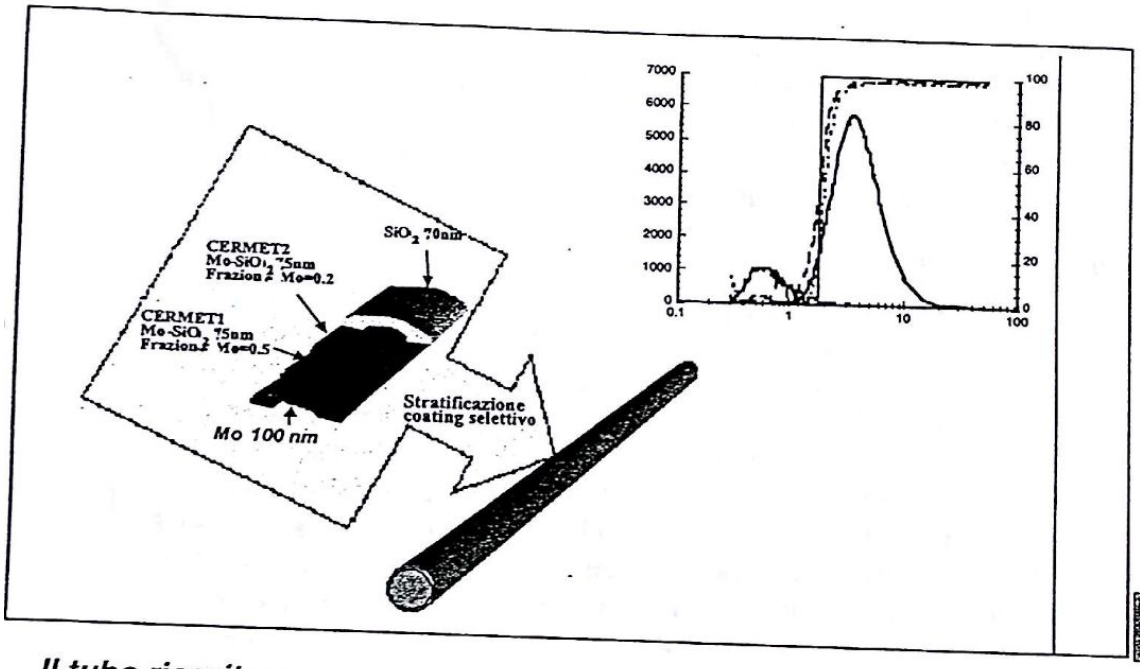
Gli specchi parabolici



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

Scanned by CamScanner

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.

Scanned by CamScanner

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.

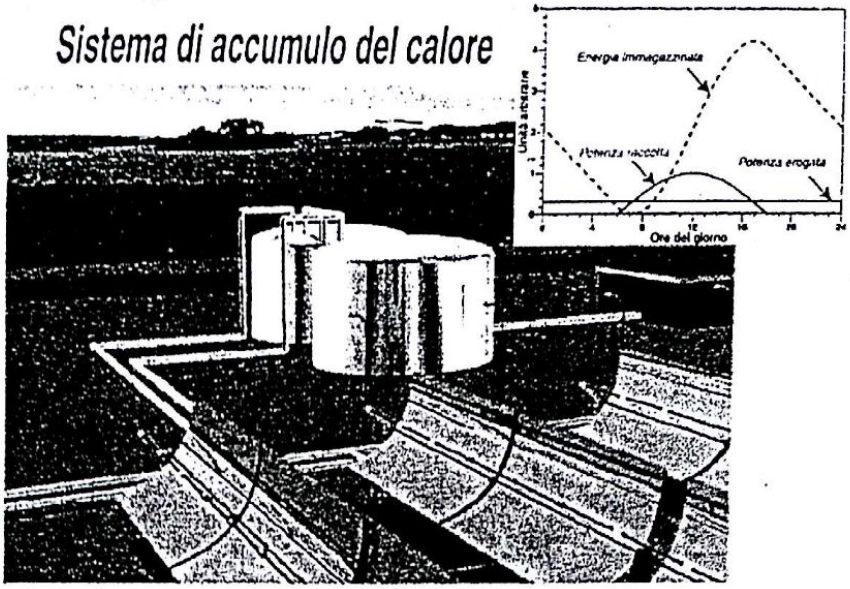
L'accumulo termico

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 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 kWatth 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.

Scanned by CamScanner

Sistema di accumulo del calore



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 km^2 di collettori nel Sahara il serbatoio di accumulo è di circa 30 m di diametro e di 21 m di altezza.

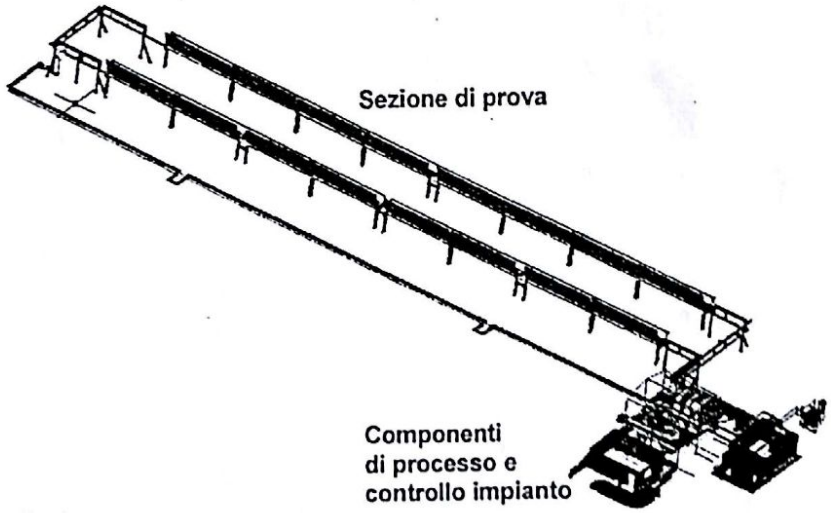
Le perdite di energia associate all'accumulo termico se di dimensioni opportune, sono molto contenute, tipicamente minori dell'1% giornaliero. Quindi l'accumulo termico è un sistema estremamente efficiente, qualora confrontato con gli altri metodi correnti di accumulo energetico.

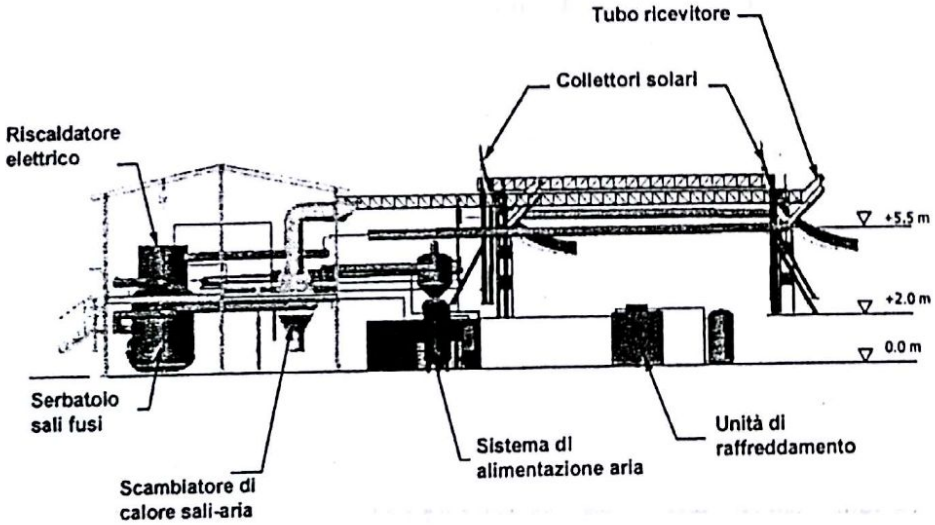
Scanned by CamScanner

Verso la realizzazione dell'impianto industriale ENEA

Un ampio programma di R&S per la messa a punto del sistema

Il programma ENEA sul solare a concentrazione è stato finanziato con fondi pubblici da uno specifico articolo della legge finanziaria 2001. Fin dall'inizio del 2001, è stato attivato un imponente programma di R&S che è attualmente nella sua fase conclusiva. Esso prevede una stretta collaborazione con molti partner industriali, sia italiani che stranieri, per la qualificazione del prodotto e per la successiva introduzione nel mercato. Nel 2002, l'investimento ENEA in termini di risorse umane è stato di circa 100'000 ore uomo.

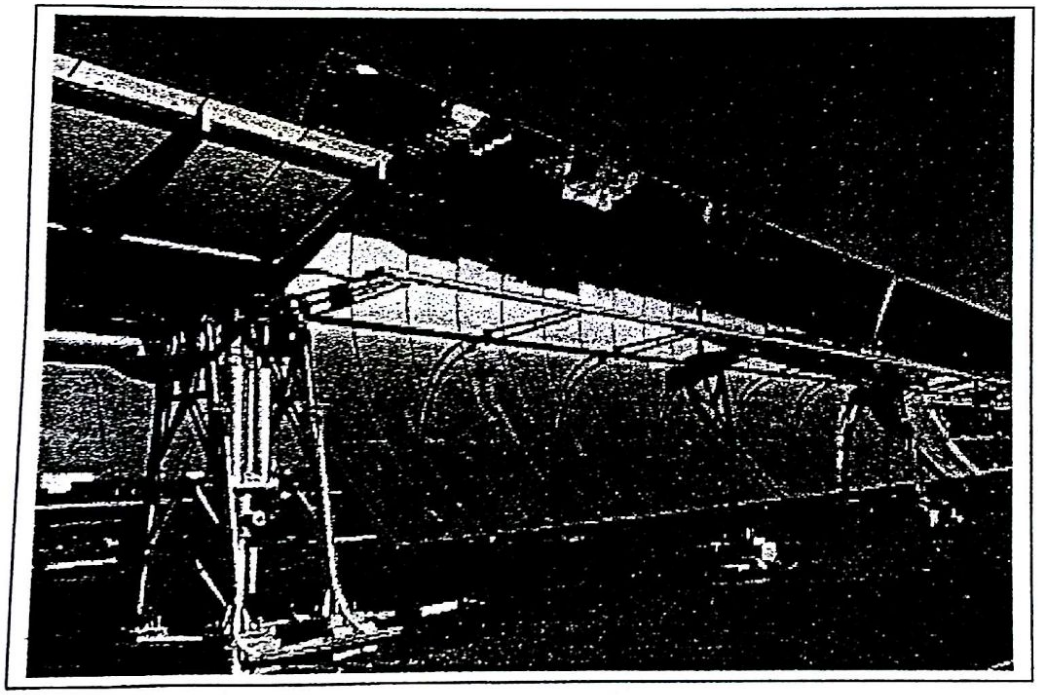




Scanned by CamScanner

L'unità di raccolta in scala reale

Un circuito di prova dell'insieme del sistema di raccolta in scala reale, realizzato con componenti di origine industriale, è in fase di costruzione e operativo alla fine 2003. Il collettore solare, il tubo ricevitore, le tubazioni e la circolazione del sale fuso, nelle stesse configurazioni della produzione industriale in serie, saranno provati sul campo. Il circuito è anche dotato di un piccolo accumulo, per la verifica delle modalità operative, benché in una scala più modesta rispetto a quella degli impianti finali. Viste le dimensioni modeste dell'energia raccolta, il calore prodotto è dissipato da una torre di raffreddamento.



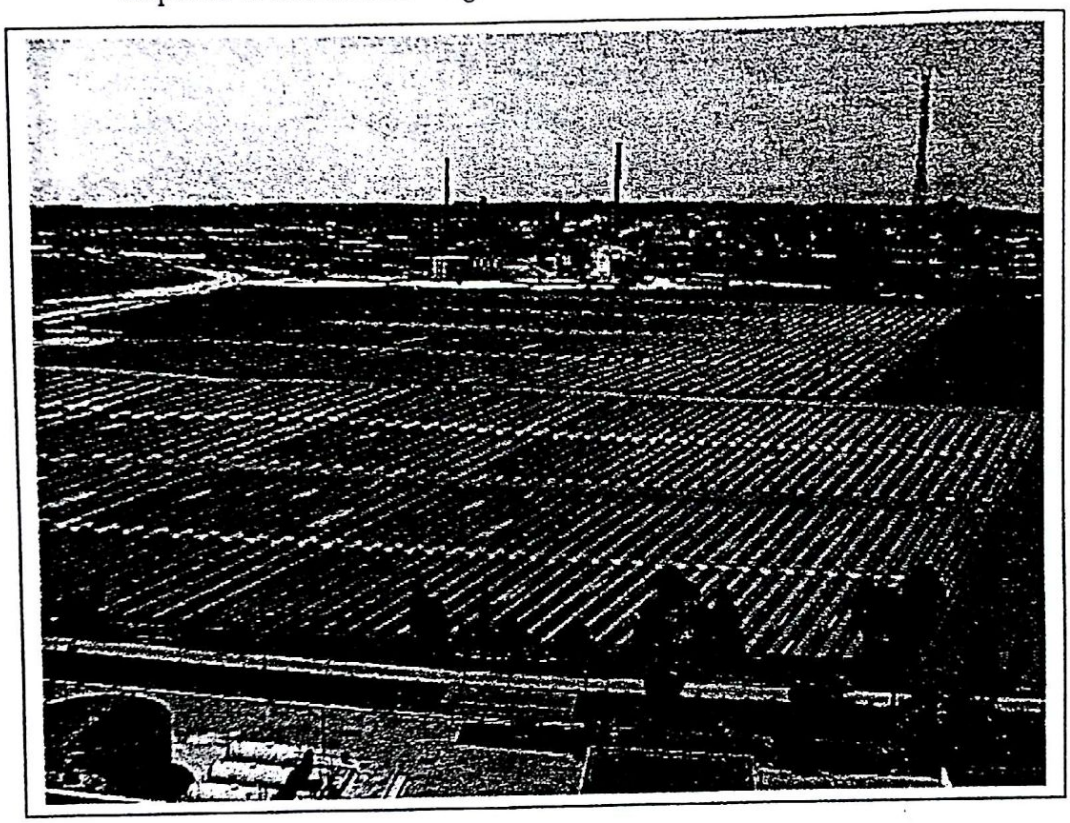
Il prototipo pre-industriale ENEA-ENEL di Priolo (Agrigento)

Un programma per la realizzazione di un impianto completo per la produzione di energia elettrica connesso con la rete di distribuzione nazionale, è stato avviato in collaborazione con l'ENEL. L'impianto dovrebbe essere completamente operativo per il 2006. L'attuale mercato dell'energia "verde" è tale che il funzionamento dell'impianto potrà essere coperto finanziariamente grazie all'energia prodotta. Esso sarà, dunque, la dimostrazione delle validità potenziali del progetto e un modello di riferimento per le future installazioni.

L'impianto consiste di un insieme pari a 360 unità di specchi simili a quelli dell'impianto dimostrativo della Casaccia. La potenza elettrica prodotta è pari a circa 20 Mwatt elettrici continuativi. Il costo della

Scanned by CamScanner

produzione elettrica si situa intorno a 6 ¢/kWatth, tenendo conto delle dimensioni relativamente ridotte e della natura prototipale dell'impianto. Sostanziali riduzioni sono da prevedere per i successivi impianti di dimensioni adeguate.



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.

Scanned by CamScanner

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 ÷ 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.

Scanned by CamScanner