

# **ESEMPI E APPLICAZIONI: GENERAZIONE ELETTRICA DALLA TERMODINAMICA SOLARE**

**di Carlo Zamparelli**

La tecnica della concentrazione solare con specchi parabolici lineari (concentratori a inseguimento su singolo asse) è alla base di un moderno impianto di generazione elettrica in via di avanzato sviluppo da parte di ENEL ed ENEA in Sicilia, presso l'attuale centrale ENEL a ciclo combinato di Priolo Gargallo (Siracusa), la cui potenza sarà incrementata di circa 5 MW interamente provenienti dal sole. Il progetto, descritto di seguito si avvarrà di moderne tecnologie messe recentemente a punto dall'ENEA che differenzieranno l'impianto da realizzazioni simili attualmente in esercizio, per esempio, in California. La temperatura del fluido termovettore sarà di circa 550 °C con notevole aumento del rendimento globale dell'impianto che si stima possa raggiungere il 16% in termini di energia elettrica netta prodotta.

## **14.1 Concentrazione ad alta temperatura: prestazioni e limiti**

Nelle moderne centrali elettriche basate sulla concentrazione ottica dell'energia solare il collettore è il componente principale per trasformare l'energia radiante che giunge al suolo in energia termica utile. Il collettore solare differisce per molti aspetti dagli scambiatori di calore convenzionali. Questi ultimi di solito realizzano uno scambio termico da fluido a fluido con elevata efficienza di trasferimento, mentre la radiazione termica è un fenomeno secondario. Nel collettore solare il trasferimento di energia avviene esclusivamente per irraggiamento, tra una sorgente di energia radiante e un corpo ricevitore.

I collettori a concentrazione (a focheggiamento) hanno normalmente dei riflettori concavi o dei campi di specchi che concentrano la radiazione incidente sull'area totale del riflettore su un ricevitore di area minore e pertanto investito da un flusso di energia maggiore. Con

i collettori a focheggiamento si raggiungono altissime temperature, anche fino a 3000 °C come, per esempio, nelle fornaci solari.

Con il termine “collettore”, nei sistemi a concentrazione, si intende il sistema completo comprendente il concentratore e il dispositivo ricevitore di raccolta. Il concentratore, o sistema ottico, è la parte del collettore che dirige la radiazione sul ricevitore; in questo capitolo considereremo solamente i sistemi ottici basati sulla riflessione, cioè tramite specchi.

Il ricevitore è l’elemento del sistema dove viene assorbita la radiazione e convertita in qualche altra forma di energia utile; infine, il collettore è completato dal dispositivo di puntamento e di movimentazione su uno o due assi per inseguire il moto apparente del sole.

Nella figura 14.1 è schematizzata la composizione di un generico collettore solare a concentrazione.

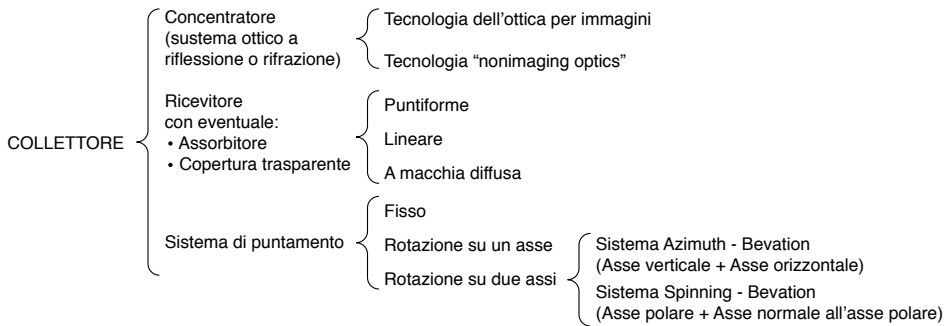


Fig. 14.1 - Schematizzazione delle parti costituenti un generico collettore solare a concentrazione.

Per impieghi in impianti industriali di potenza, come nelle centrali elettriche solari, sono giunte a maturità configurazioni di specchi basate su forme paraboliche, sviluppate sia longitudinalmente come risultato della traslazione di una parabola (geometricamente un cilindro con sezione trasversale a forma di parabola, con focheggiamento su una linea), sia come solido di rivoluzione nei paraboloidi a fuoco puntiforme.

L’aumento di flusso termico ottenuto è messo in luce dal principale parametro dei collettori che stiamo trattando: il rapporto di concentrazione  $C$ .

$$C = A / A_r$$

dove:

- $A$  è l’area di apertura del concentratore, cioè dello specchio, misurata sul piano normale all’asse della parabola o del paraboloide: essa rende conto dell’energia solare ricevuta;
- $A_r$  è l’area del ricevitore che intercetti il 100% dei raggi riflessi ed è da tenere in conto per il calcolo delle perdite (fra le principali il reirraggiamento dovuto alla temperatura di esercizio del ricevitore).

Nel caso di un collettore a paraboloide (chiamato anche “solar dish”) l’area  $A$  sarà l’area del

cerchio massimo di troncamento del solido di rivoluzione secondo un piano normale all'asse e  $A_r$  rappresenta la superficie del ricevitore ideale captante al meglio tutti i raggi solari riflessi. Il ricevitore potrà essere un disco piano, una sfera, o un qualunque altro solido geometrico. Se il collettore è esteso solo in due dimensioni (collettori cilindrici parabolici), avendo lo specchio e il ricevitore la stessa lunghezza, le due aree sono sostituite da una parte dall'apertura della parabola alla sua sommità e dall'altra dalla larghezza del corpo ricevitore o dalla circonferenza dell'eventuale tubo in posizione focale.

Dalla precedente definizione si arguisce come lo stesso concetto di rapporto di concentrazione porti a valori notevolmente diversi fra il caso tridimensionale del paraboloide e bidimensionale del cilindro parabolico: nel primo caso, a parità di parabola generatrice, si ha un rapporto di concentrazione che segue la legge del quadrato del rapporto delle lunghezze.

A rigore, dal computo della superficie  $A$  andrebbe detratta la proiezione di  $A_r$ , che ombreggiando il concentratore riduce la radiazione solare raccolta. In effetti, è lecito, visti i rapporti di dimensioni in gioco, trascurare questo effetto di ombreggiamento, anche perché la sottostima dell'energia solare raccolta (e trasmessa al ricevitore) è compensata dal fatto che lo stesso ricevitore, almeno in parte, è normalmente esposto alla radiazione diretta solare intercettata direttamente prima di essere concentrata dagli specchi.

L'importanza del rapporto di concentrazione (che si ripercuoterà sui valori delle temperature di esercizio) deriva dal fatto che il sole, anche se visto alla distanza sole-terra, non può essere schematizzato come un punto geometrico. Se così fosse i suoi raggi giungendo sulla terra in modo pressoché parallelo fra loro, secondo le leggi dell'ottica geometrica, potrebbero essere focalizzati in un punto piccolo a piacere, con la conseguenza di potere raggiungere, almeno teoricamente, rapporti di concentrazione infiniti.

Con le distanze e le dimensioni di cui stiamo trattando si ha, invece, la configurazione schematizzata nella figura 14.2.

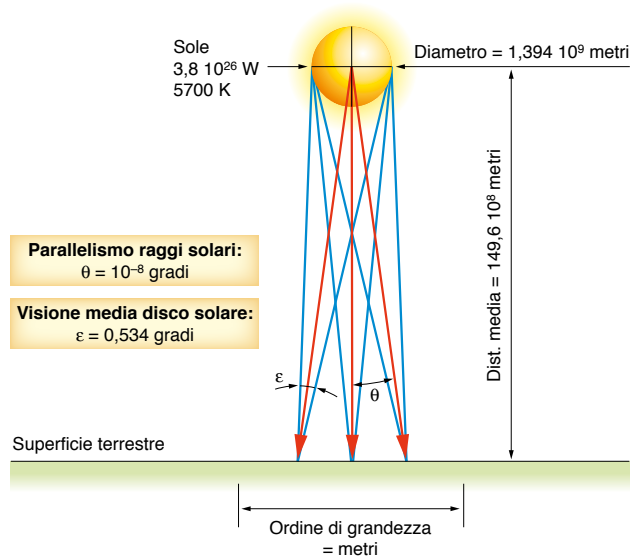


Fig. 14.2 - Schematizzazione degli angoli di visuale del sole rispetto alla superficie terrestre. Il disegno è volutamente fuori scala per poter esaltare e comprendere meglio le entità delle grandezze in gioco.

Pur potendo trascurare l'angolo  $\theta$  fra i raggi provenienti da uno stesso punto del disco solare (errore inferiori a  $10^{-9}$ ), non è certamente trascurabile, per i nostri scopi, l'angolo sotto al quale è visto sulla terra il diametro solare: esso è di circa mezzo grado, variando leggermente in funzione della distanza sole-terra, dell'altezza solare sull'orizzonte e quindi della rifrazione atmosferica. Nelle considerazioni seguenti verrà assunto costante e uguale a  $0,534^\circ$ . Conseguenza di quanto sopra è che assieme ai raggi solari centrali, che attraverso un opportuno puntamento dello specchio arrivano con direzione assiale, saranno presenti raggi con deviazione  $+\varepsilon$  e  $-\varepsilon$  ( $\varepsilon = 0,534 / 2 = 0,267^\circ$ ) colpendo lo stesso punto della superficie dello specchio e assoggettati separatamente alle leggi dell'ottica geometrica.

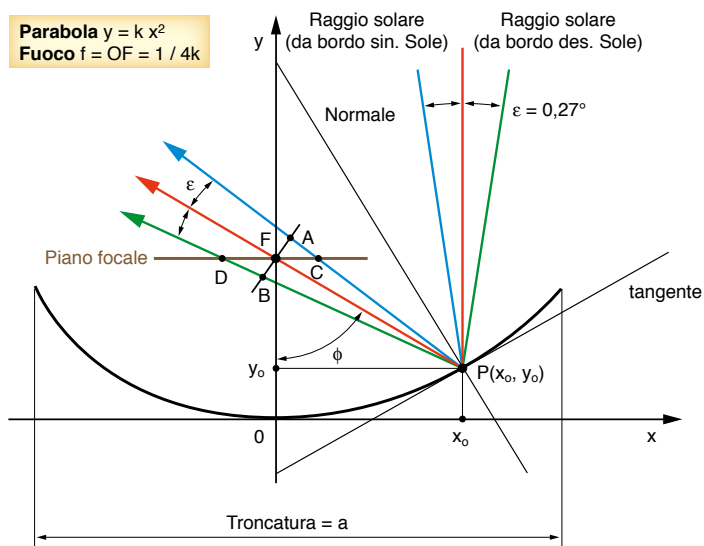


Fig. 14.3 - Formazione della macchia solare su piano focale di un collettore parabolico. I raggi provenienti dalla superficie solare sono compresi in un cono di semiapertura  $0,27^\circ$ , con vertice sullo specchio e asse coincidente con la congiungente tale vertice con il centro del disco solare.

La dimensione dell'impronta solare sul piano focale (dimensione della zona che raccolga al meglio il 100% dei raggi solari provenienti da tutta l'estensione della parabola) sarà diversa secondo la sua geometria (piana, cilindrica, sferica, ecc).

Nel caso che il ricevitore sia di forma tubolare cilindrico, come nell'impianto Archimede di cui si parlerà nel dettaglio, i raggi solari involupperanno una circonferenza di diametro AB come schematicamente indicato nella figura 14.3.

Nella pratica realizzativa di questi collettori bidimensionali il ricevitore è di norma una tubazione con il proprio asse lungo la linea focale del cilindro parabolico. In tal caso, anche in presenza di parabole con profondità minore del loro fuoco, i raggi estremi involuppano una superficie circolare, potendo individuare una circonferenza che sicuramente intercetti tutti i raggi riflessi con deviazione  $\pm \varepsilon$  da qualunque punto della parabola.

Semplici considerazioni geometriche portano ad asserire che esiste un valore massimo teorico per il rapporto di concentrazione solare: circa 212 per i ricevitori lineari, come

quello di cui ci occuperemo, e 45.000 per i ricevitori tridimensionali con inseguimento solare su due assi. Nelle realizzazioni pratiche, pur considerando dei concentratori (specchi) perfetti quanto a errori geometrici di riflessività, la macchia solare presenta una densità di energia disuniforme lungo la direzione normale all'asse ottico: per zone vicine all'asse si hanno aree elementari più piccole a pari corrispondente area del concentratore, per cui è ipotizzabile di poter teoricamente disporre di un collettore che, con densità media di flusso sul ricevitore costante, presenti fattori di concentrazione locali superiori. Il fenomeno è ulteriormente esaltato dalla non uniformità della radiazione da parte del sole fra il suo centro e le sue zone periferiche esterne, con maggiori valori in corrispondenza dei raggi centrali che puntano ovviamente sul fuoco geometrico del concentratore.

In definitiva, essendo ogni parabola caratterizzata da un valore del fuoco ( $f$ ), il parametro di qualità ai fini della concentrazione energetica solare risulta semplicemente proporzionale a  $f/a$ , essendo l'ampiezza " $a$ " determinante per la quantità di energia coinvolta e " $f$ " determinante per le dimensioni dell'immagine solare.

Gli alti valori raggiungibili da parte del rapporto di concentrazione rendono ragione della necessità, per questa famiglia di collettori, di un inseguimento continuo dei raggi solari e dell'influenza che fattori geometrici, meccanici, ecc possono avere sul rendimento termico globale.

Come si evince dal caso trattato, il fatto che esista un valore massimo conseguibile da parte del concentratore numericamente indipendente dal tipo di parabola è confermato teoricamente anche da considerazioni basate sul secondo principio della termodinamica che, a prescindere dalla forma e dal tipo di concentratore (parabolico, piano, a riflessione, a rifrazione, ecc), pongono i vincoli teorici sotto riportati.

Considerando un concentratore tridimensionale a disco di area di apertura  $A$  e un ricevitore di area  $A_r$  a una distanza  $R$  dal centro del sole il cui raggio sia  $r$  e ipotizzando che il sole e il ricevitore siano corpi neri perfetti alle rispettive temperature  $T_s$  e  $T_r$ , la radiazione emessa dal sole è:

$$Q_s = (4\pi r^2) \sigma T_s^4$$

Questo coerentemente con la legge di Stefan-Boltzmann, dove  $\sigma$  è una costante ( $5,68 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \text{ K}^4$ ) e le temperature sono espresse in Kelvin.

Di questa radiazione la frazione  $F_{sr} = A / 4\pi R^2$  è intercettata dal collettore e inviata al ricevitore. Pertanto, l'energia emessa dal sole e ricevuta dal ricevitore è:

$$Q_{sr} = A (4\pi r^2 / 4\pi R^2) \sigma T_s^4 = A (r^2/R^2) \sigma T_s^4$$

Similmente l'energia irradiata, al contrario, dal ricevitore verso il sole è:

$$Q_{rs} = A_r F_{rs} \sigma T_r^4$$

dove  $F_{rs}$  è il fattore di vista dal ricevitore al sole, che tiene conto della frazione di energia riemessa dal ricevitore e che raggiunge il sole.

Coerentemente con la seconda legge della termodinamica, non vi può essere scambio di

energia fra due corpi alla stessa temperatura, per cui se  $T_s = T_r$  si deve necessariamente avere  $Q_{sr} = Q_{rs}$ , ovvero:

$$A / A_r = R^2 / r^2 F_{rs}$$

Poiché  $F_{rs}$  è al massimo uguale a 1, il valore massimo teorico del rapporto di concentrazione  $A/A_r$  per il caso tridimensionale è:

$$C_{max3} = R^2 / r^2 = 1 / \sin^2 \epsilon$$

E per il caso bidimensionale, sostituendo al rapporto delle aree il rapporto delle lunghezze:

$$C_{max2} = R / r = 1 / \sin \epsilon$$

$\epsilon$  è il semiangolo del cono di visione del disco solare alla distanza sole-ricevitore. Con il valore adottato di  $\epsilon = 0,267^\circ$  si ottiene il limite teorico termodinamico dei rapporti di concentrazione, rispettivamente per il caso tridimensionale e bidimensionale:

- $C_{max3} = 45000$ ;
- $C_{max2} = 212$ .

Volendo restare nel campo dell'ottica per immagini, è quasi impossibile realizzare dispositivi con  $f/a < 1$  (piccole dimensioni focali e grandi aperture) per la presenza dei fenomeni di aberrazione che impedirebbero la corretta formazione delle immagini. Ne consegue che il limite effettivo del rapporto di concentrazione è notevolmente minore dei valori sopra calcolati (raggiungendo normalmente valori di circa 10.000 per il caso tridimensionale); se inoltre si mettono in conto gli errori geometrici del collettore o del sistema di puntamento solare tali da far sì che il raggio centrale del cono di divergenza (cono solidi di angolo  $2\epsilon$ ) non sia telecentrico (parallelo all'asse ottico), la divergenza totale in ingresso e sul ricevitore aumenta limitando ancor più il valore di concentrazione conseguibile.

Nel campo dell'ottica *non-imaging*<sup>1</sup> questi limiti non sono, però, condizionanti dal punto di vista della resa energetica, rimanendo pienamente valido, anche in pratica, il limite di concentrazione visto precedentemente e postulato peraltro anche dalle leggi dell'ottica, fra le quali principalmente la legge di Abbe. In questi sistemi non-imaging si ottiene un aumento del fattore di concentrazione, rispetto ai sistemi a immagine, di un fattore 4 e oltre, molto vicino quindi ai limiti teorici visti precedentemente.

In un sistema per immagini tutti i raggi in ingresso attraversano o si riflettono lo stesso numero di volte (nei casi semplici una sola volta) su ogni superficie del dispositivo e la lontananza dal limite teorico è data essenzialmente dai fenomeni di aberrazione. Nei sistemi non-imaging, invece, raggi diversi presentano, varie volte e differenti fra loro, rifrazio-

---

<sup>1</sup> Questa branca dell'ottica, che studia la trasmissione e concentrazione di una radiazione luminosa senza necessariamente il requisito della formazione di una immagine simile a quella dell'oggetto luminoso, è relativamente giovane, avendo trovato una sua sistematizzazione teorica da non oltre 30 anni, per merito principalmente del prof. Roland Winston.

ni/riflessioni sulle superfici e sono solo quei raggi che sfuggono indietro a differenziare il sistema dal suo comportamento ideale.

Con le ipotesi di un concentratore solare che sfrutti al massimo la radiazione diretta solare, cioè con angolo di incidenza nullo (inseguimento solare su due assi), la potenza termica in ingresso al dispositivo sarà la  $DNI$  (Direct Normal Irradiance) in  $W/m^2$  dove la superficie di riferimento è la superficie di apertura ( $A$ ) del collettore.

La superficie del ricevitore  $A_r$  sarà uguale ad  $A/C$  dove  $C$  è il rapporto di concentrazione del dispositivo solare.

Non considerando né le perdite per ombreggiamenti reciproci fra le varie schiere di specchi, né le cosiddette “perdite di estremità”, cioè le perdite che nei collettori lineari sono una conseguenza dei raggi terminali che oltrepassano longitudinalmente la fine del ricevitore, si ha il seguente bilancio termico:

$$A DNI = P_{\text{utile}} + P_{\text{ottiche}} + P_{\text{irraggiamento}} + P_{\text{conv / conduc}}$$

dove  $P_{\text{utile}}$  è la potenza utile ricavata dal dispositivo uguale ad  $A \eta_{th} DNI$ , con  $\eta_{th}$  rendimento termico globale del collettore riferito alla potenza in ingresso  $A DNI$ .

Nel caso il collettore solare sia stato progettato solamente per portare a una certa temperatura il ricevitore, senza quindi asportazione intenzionale di calore, o meglio senza sfruttamento energetico, il termine  $P_{\text{utile}}$  è nullo.

$P_{\text{ottiche}}$  sono le perdite dovute a vari fattori geometrici e termo-ottici di cui si tiene conto attraverso l'espressione:

$$P_{\text{ottiche}} = A (1 - S \rho \tau \alpha) DNI$$

dove:

- $S$  (Spillage) è il fattore di intercettazione, inteso come la frazione di energia specularmente riflessa che viene intercettata dalla superficie del ricevitore, conseguenza della geometria del riflettore e del ricevitore, degli errori di montaggio, di movimenti reciproci fra le varie parti del collettore (dilatazioni, ingobbamenti, vento, ecc). Può essere compresa nel coefficiente di Spillage anche la riduzione di energia per errori del sistema di inseguimento solare;
- $\rho$  è la riflettanza del concentratore, dovuta al tipo di materiale (specchio su vetro, su metallo, ecc), alla sua lavorazione e alle imperfezioni superficiali, nonché al suo grado di pulizia;
- $\tau$  è la trasmittanza (nel campo delle lunghezze d'onda relative allo spettro solare) dell'eventuale sistema di copertura in vetro del ricevitore, se presente, come nei casi in cui si sfrutti l'effetto serra o si voglia fare il vuoto attorno ad esso;
- $\alpha$  è l'assorbanza (nel campo delle lunghezze d'onda solari) della superficie del ricevitore. È da tenere in conto la sua variabilità, oltre che con la lunghezza d'onda, con l'angolo di incidenza fra radiazione e superficie.

Il terzo addendo al secondo membro del bilancio termico sopra riportato ( $P_{\text{irraggiamento}}$ ) è la potenza perduta per irraggiamento del ricevitore a seguito della sua temperatura di esercizio  $T$ . È funzione della superficie  $A_r$  e del coefficiente di emissività ( $\epsilon$ ) relativo

alle lunghezze d'onda dell'energia irraggiata alla temperatura  $T$  secondo la seguente espressione:

$$P_{\text{irraggiamento}} = A_r \varepsilon \sigma T^4$$

Infine,  $P_{\text{conv./conduc}}$  è la potenza termica perduta per conduzione e convezione attraverso le tubazioni e collegamenti vari e quella perduta da parte delle superfici del ricevitore a contatto con l'aria ambiente. È di importanza notevolmente diversa nel caso di ricevitore nudo o di ricevitore protetto da un involucro di vetro all'interno del quale sia stato fatto il vuoto. Queste perdite termiche si possono trattare globalmente con un unico coefficiente ( $h$ ) funzione della geometria, della ventosità, ecc, secondo la seguente formula:

$$P_{\text{conv./conduc}} = A_r h (T - T_a)$$

Complessivamente il bilancio termico è espresso da una funzione dove, per una fissata condizione meteorologica solare ( $DNI$ ), la temperatura di regime e il rapporto di concentrazione sono biunivocamente legati:

$$A DNI = A \eta_{th} DNI + A (I - S \rho \tau \alpha) DNI + (A/C) \varepsilon \sigma T^4 + (A/C) h (T - T_a)$$

Eliminando il termine comune  $A$  si ha la seguente espressione, facilmente risolvibile per via grafica:

$$DNI = \eta_{th} DNI + (I - S \rho \tau \alpha) DNI + (I/C) \varepsilon \sigma T^4 + (I/C) h (T - T_a)$$

Qualora l'inseguimento solare non sia effettuato su due assi, se si fosse cioè in presenza di un angolo di incidenza ( $i$ ) fra raggio solare e normale alla superficie di troncamento del collettore, come nel caso dei collettori parabolici lineari, e mettendo in conto anche l'effetto delle ombre e delle perdite di estremità, occorre modificare alcuni termini del bilancio, come specificato di seguito.

L'energia in ingresso  $DNI$  sarà sostituita da ( $DNI \cos i \eta_{\text{ombr}} M$ ) che tiene conto oltre che della riduzione con la legge del coseno ( $\cos i$ ), anche di eventuali effetti di ombreggiatura ( $\eta_{\text{ombr}}$ ) ed eventuali riduzioni energetiche di estremità ( $M$ ).

Il termine ( $S \rho \tau \alpha$ ) andrà ulteriormente moltiplicato per il cosiddetto *IAM* (*Incidence Angle Modifier*), valore minore dell'unità (funzione spesso empirica di  $i$ , e del tipo di materiale del ricevitore) che tiene conto del fatto che assorbanza e riflettività cambiano al variare dell'angolo di incidenza (finora altrimenti considerato prossimo a  $90^\circ$ ).

Fra i suddetti parametri i più difficili da valutare sono da una parte l'assorbanza e l'emittenza (per la loro variabilità con il tipo di superficie, con la distribuzione spettrale dell'energia e con il loro angolo di incidenza), dall'altra il coefficiente convettivo/conduztivo che spesso è frutto di rilievi sperimentali.

Abbozzando comunque un bilancio termico di massima, per un collettore a concentrazione, a singolo o doppio inseguimento, di apertura  $A$ , di rapporto di concentrazione  $C$  (quindi  $A_r = A/C$ ), assumendo orientativamente per le grandezze fisiche interessate i valori usuali

riscontrabili nelle moderne applicazioni industriali e ipotizzando un buon irraggiamento solare ( $900 - 1000 \text{ W/m}^2$ ), si ricava un andamento qualitativo fra concentrazione e temperatura quale quello riportato nella figura 14.4.

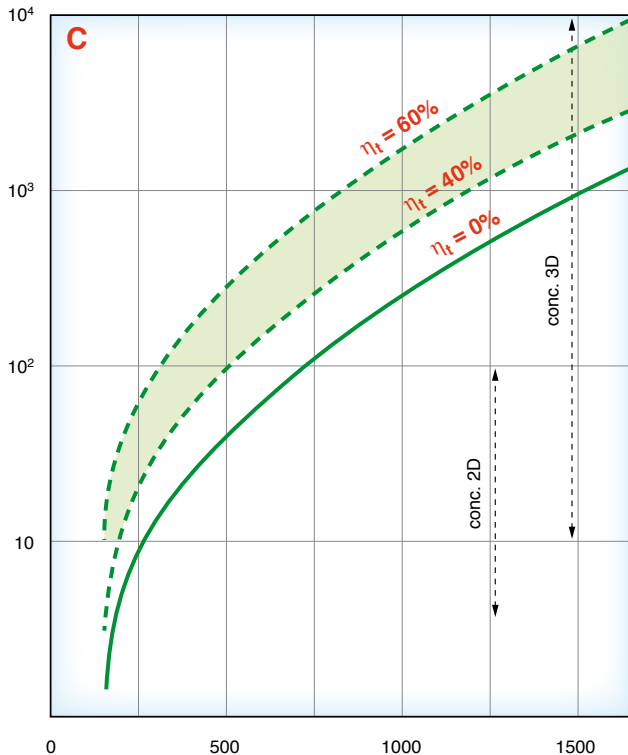
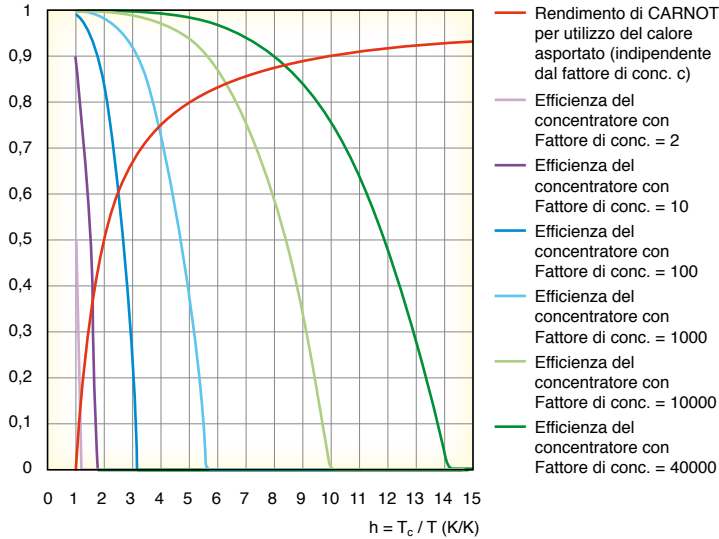


Fig. 14.4 - Andamento qualitativo, per concentratori solari fra temperatura di funzionamento, in °C, del ricevitore e fattore di concentrazione, sia per tecniche di inseguimento su singolo asse (sistemi 2D) che su due assi (sistemi 3D). Sono riportate tre curve per tre ipotesi di sfruttamento dell'energia solare, con rendimenti del collettore rispettivamente di 0% (stagnazione), 40% e 60%.

Il bilancio termico, pertanto, è responsabile della restituzione del rapporto di concentrazione necessario e quest'ultimo della dimensione dello specchio per una determinata distanza focale.

Con le precedenti ipotesi teoriche, per analizzare globalmente il rendimento di un sistema completo formato da una parte dal collettore solare e dall'altra da una macchina termica utilizzatrice, utilizzando per i rendimenti solari le espressioni ricavate dai bilanci precedenti e per il rendimento della macchina utilizzatrice il rendimento di Carnot (indipendente dal fattore di concentrazione), si ha un andamento come quello schematizzato nella figura 14.5. Sull'asse delle ascisse è riportato il valore  $h_u$ , che rappresenta il rapporto fra la temperatura del ricevitore sottoposto a concentrazione e la stessa temperatura con fattore di concentrazione unitario, in condizione di stagnazione, cioè senza l'utilizzo di energia termica raccolta (in prima approssimazione questo parametro può anche essere letto come la sopraelevazione della temperatura del ricevitore rispetto alla temperatura ambiente).

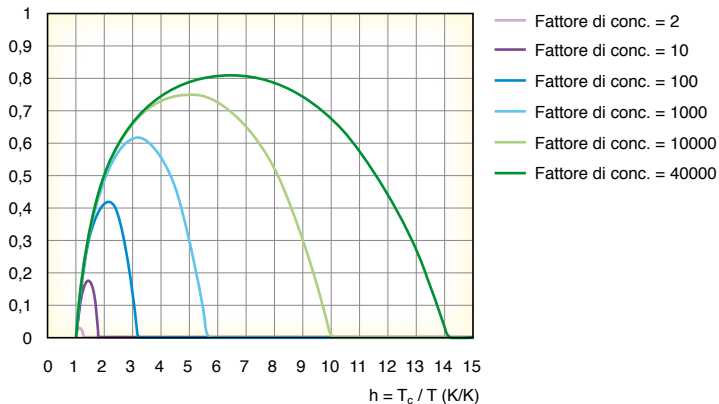
**Le due componenti del rendimento teorico  
dei collettori solari termodinamici a concentrazione**  
(rendimento di CARNOT ed efficienza di concentrazione)



*Fig. 14.5 - Andamento teorico e qualitativo dei rendimenti termici di un collettore a concentrazione (famiglia di curve per vari fattori C) e del rendimento di Carnot per una macchina che abbia una sorgente calda alla temperatura di esercizio del ricevitore solare. In ascisse è riportato il rapporto fra la temperatura del ricevitore sotto concentrazione e la temperatura di stagnazione con concentrazione unitaria.*

Moltiplicando le due componenti (vedi figura 14.6) si evidenzia il fatto che il rendimento massimo del sistema, per ogni fattore di concentrazione, si raggiunge con una temperatura di esercizio del ricevitore che è circa la metà di quella teoricamente raggiungibile. In corrispondenza della massima temperatura raggiungibile, pur essendo massimo il rendimento di Carnot, il rendimento termico del collettore sarebbe nullo.

**Rendimento globale (Carnot + Concentrazione) teorico di un collettore  
solare termodinamico a concentrazione**



*Fig. 14.6 - Andamento teorico e qualitativo del rendimento globale massimo raggiungibile da parte di un sistema solare a concentrazione. Ogni curva del diagramma è il frutto del prodotto della curva del rendimento di Carnot per la curva del corrispondente rendimento del collettore con il dato fattore di concentrazione. Il significato delle ascisse è lo stesso di quello della figura precedente.*

## 14.2 Alcuni impianti elettrici solari termodinamici nel mondo

Attualmente, nel deserto del Mojave in California, sono funzionanti nove impianti a collettori solari parabolici lineari con potenze elettriche fino a 80 MW, incluso anche l'impiego integrato di combustibili fossili per sopperire a temporanee nuvolosità. Le caratteristiche dei nove impianti citati (del tipo chiamato SEGS – Solar Electric Generating Systems) sono riportate nella tabella 14.1.

La società che per prima ha progettato, finanziato, costruito e mantenuto in funzione questi impianti SEGS è la Luz International Ltd. I nove impianti sono localizzati in tre diversi siti del deserto del Mojave vicino a Barstow in California: Daggett (SEGS I e II), Kramer Junction (SEGS dal III al VII) e Harper Lake (SEGS VIII e IX). Le taglie di questi impianti vanno dai 14 agli 80 MW. Questi impianti, costruiti dalla Luz a partire dai primi anni '80 in collaborazione con il SNL (Sandia National Laboratories), forniscono energia elettrica a grandi zone della città di Los Angeles. Negli ultimi quindici anni si sono ridotti i costi d'installazione, operativi e di manutenzione del 50% grazie soprattutto al miglioramento dei rendimenti dei collettori e dei tubi ricevitori.

La caratteristica di questa famiglia di impianti è quella di lavorare a temperature medio alte, non superiori a 350-400 °C per motivi legati al tipo di fluido termovettore impiegato: olio sintetico diatermico che, se sottoposto a temperature elevate, si degrada chimicamente. Di conseguenza, il vapore prodotto negli scambiatori olio/vapore possiede una temperatura massima che penalizza in parte il rendimento globale dell'impianto, attestato su valori di circa 13-14% al massimo.

È da sottolineare che lo stesso fluido termovettore (olio diatermico) è utilizzato anche, talvolta, come accumulo termico con ripercussioni negative dal punto di vista economico, visto il suo alto costo e dal punto di vista della sicurezza per possibili incidenti.

**Tab. 14.1 – Dati nominali dei nove impianti SEGS in esercizio in California.**

	SEGS I	SEGS II	SEGS III	SEGS IV	SEGS V	SEGS VI	SEGS VII	SEGS VIII	SEGS IX
Potenza nominale elettrica (MW)	13,8	30	30	30	30	30	30	80	80
Superficie totale impianto (ha)	29	67	80	80	87	66	68	162	169
Superficie netta specchi (ha)	8,3	19	23	23	25,1	18,8	19,4	46,4	48,4
Temperatura uscita campo solare (°C)	307	321	349	349	349	391	291	391	391
Rendimento turbina a vapore (%)	31,5	29,4	30,6	30,6	30,6	37,6	38,6	37,6	37,6
Pressione vapore (bar)	35,3	27,2	43,5	43,5	43,5	100	100	100	100
Temperatura vapore (°C)	415	360	327	327	327	371	371	371	371
Rendimento annuo campo solare (%)	35	43	43	43	43	43	43	53	50
Rendimento annuo totale impianto (%)	9,3	10,7	10,2	10,2	10,2	12,4	12,3	14	13,6
Produzione elettrica annua netta (GWh)	30,1	80,5	91,3	91,3	99,2	90,9	92,6	252,8	256,1
Costo investimento (\$/kW)	4490	3200	3600	3730	4130	3870	3870	2890	3440

Altri impianti dello stesso tipo a concentrazione, con collettori parabolici lineari, sono in via di realizzazione o in progettazione in varie parti del mondo; gli impianti tecnologica-

mente più promettenti sono quelli attualmente in costruzione rispettivamente in Spagna (Impianto “Andasol” in provincia di Granada e impianto di Puertellano) e in America, nel Nevada (Impianto Nevada Solar One).

Nella tabella 14.2 sono indicati i principali dati nominali dei tre impianti citati.

**Tab. 14.2 – Dati nominali dei principali impianti solari termodinamici a concentrazione in via di realizzazione.**

	<i>Andasol</i>	<i>Puertellano</i>	<i>Nevada Solar One</i>
Potenza nominale elettrica (MW)	50	50	64
Superficie totale impianto (ha)	200	133	162
Superficie netta specchi (ha)	51	28,7	35,7
Temperatura uscita campo solare (°C)	384	380	380
Produzione elettrica annua netta (GWh)	176	103	130
Previsione di entrata in esercizio	2008	2008	2007
Costo investimento (€/kW)	6200	4800	3900
Tipo di fluido termovettore	Olio diatermico e sali per accumulo	Olio diatermico	Olio diatermico

In questi impianti viene di solito usato come fluido termovettore l’olio diatermico, anche se nell’impianto Andasol l’accumulo energetico è realizzato con un passaggio intermedio di energia fra olio e sali fusi al fine di minimizzare i costi di investimento. Le temperature di esercizio e i rendimenti non si discostano molto da quelli dei precedenti impianti californiani.

## 14.3 Il progetto Archimede

### 14.3.1 Da Archimede ad Archimede

All’inizio del 2007 è stato siglato un accordo di ricerca fra ENEA ed ENEL al fine di realizzare in Italia il primo impianto solare termodinamico a specchi lineari parabolici. L’ENEA intende così sperimentare su scala industriale i risultati di anni di studio sul tema della concentrazione solare per usi di generazione elettrica. L’ENEL da parte sua, estremamente interessata a questo sviluppo di energie rinnovabili che si inserisce nel piano strategico della propria ricerca e sviluppo ambientale, ha messo a disposizione il sito dell’attuale impianto a ciclo combinato di Priolo Gargallo, in Sicilia, vicino a Siracusa, per una integrazione tecnologica di energia solare con la tradizionale generazione di energia da fonti fossili. Il progetto sarà sostenuto economicamente dall’ ENEL e se ne prevede l’esercizio per il 2009.

Non casualmente all’impianto solare appena descritto è stato dato il nome di Archimede. Plutarco (46 - 120 d.C.) nella sua opera *Vite parallele* ci narra, fra l’altro, delle mirabolanti imprese tecnologiche di Archimede (287 - 212 a.C.) durante l’assedio di Siracusa da parte dei Romani nel corso della seconda guerra punica.

Il grande scienziato siracusano, per cercare di contrastare l’assedio che il console romano Marcello per due anni aveva posto attorno alla città di Siracusa, rea di essersi alleata con

i Cartaginesi, creava e sperimentava diverse macchine belliche: pontoni marini, pulegge e catapulte, nonché i famosi specchi ustori con i quali si vuole che abbia incendiato la flotta romana alla fonda nella baia di S. Panagia, pochi chilometri a Nord di Siracusa.

Nella stessa baia, divenuta ai giorni nostri sede di un importante polo industriale, dopo oltre 22 secoli Archimede torna a far parlare di sé con un progetto tecnologico che, pur essendo altamente innovativo, riprende in fondo la vecchia idea di concentrare i raggi solari per produrre energia termica.

Per uno strano gioco della storia, infine, nel terreno di proprietà dell'ENEL, dove sorgerà la centrale solare che prende il nome dallo scienziato, si trova un rudere di epoca romana che la tradizione identifica come il monumento funerario del console Marcello, morto durante gli anni dell'assedio di Siracusa.

Le acque della baia di S. Panagia, nel tratto compreso fra Siracusa e l'odierna Priolo Gargallo, sono sempre state importantissime nella storia di Siracusa e della Sicilia in generale: ancor prima della colonizzazione greca, a metà del secondo millennio a.C., lungo il lembo di terra che le racchiude lato Nord (penisola di Tapsos), si sviluppò la prima civiltà del bronzo e successivamente la stessa insenatura fu sede di importanti scali marittimi per il commercio con tutto il Mediterraneo.

In questa baia, di fronte alla penisola di Tapsos, sorge l'impianto termoelettrico di proprietà dell'ENEL (ciclo combinato da 380 MW) destinato a essere integrato con l'impianto solare Archimede a specchi parabolici.

L'idea che Archimede abbia realizzato effettivamente l'impresa degli specchi ustori ha sempre affascinato la scienza già a partire dalle epoche antiche, come durante il Medioevo, quando Archimede veniva principalmente visto come un mago tecnologico. Sono seguiti nei secoli vari esperimenti da parte di grandi scienziati (Leonardo, Cavalieri, ecc) propugnatori della verità storica dell'evento, ipotizzando varie macchine ustorie, spesso al limite della fantasia e della stravaganza. Solo nel XVIII e nel XIX secolo si arrivò alla realizzazione di qualche macchina termica solare basata sul principio della concentrazione solare: basti ricordare gli esperimenti del Conte di Buffon a Parigi (1747) e la caldaia solare per l'azionamento di presse tipografiche esposta a Parigi nel 1878 da Augustin Mouchot.

Ancora oggi l'avventura di Archimede continua ad affascinare molti. Recentemente il Massachusetts Institute of Technology, il famoso MIT, ha studiato l'effettiva fattibilità dell'impresa, concludendo che sarebbe stata teoricamente possibile collimando i raggi solari sulle navi mediante numerosi specchi piani.

### **14.3.2 Nascita del progetto Archimede**

In base alla legge n. 388 del 2000, l'Ente per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente (ENEA) ha ottenuto il compito di attuare un programma per la ricerca, lo sviluppo e la produzione dimostrativa di energia elettrica a partire dall'energia solare, utilizzata come sorgente di calore ad alta temperatura. In tale contesto è nato il progetto Archimede, che si concretizza in un'attività di collaborazione tra ENEL Produzione S.p.A. ed ENEA: il fine è quello di studiare la possibilità di integrare gli impianti termoelettrici esistenti, specialmente quelli a ciclo combinato, con gli impianti solari a concentrazione a collettori parabolici lineari, che utilizzino le innovazioni tecnologiche (collettore solare, tubo ricevitore, fluido termico e accumulo termico) sviluppate dall'ENEA.

La centrale ENEL di Priolo Gargallo è risultata idonea per la realizzazione del progetto grazie ai valori di insolazione, alle caratteristiche morfologiche del sito e alla disponibilità di un'area di circa 60 ettari per la sistemazione di un campo specchi. L'impianto termoelettrico esistente è costituito da due gruppi combinati della potenza nominale di 380 MWe ciascuno, con GVR (Generatore di Vapore a Recupero) a tre livelli di pressione. Nel sito della centrale è disponibile un'area di circa 60 ettari di terreno pianeggiante libero, di proprietà dell'ENEL, utilizzabile per l'installazione di un impianto solare integrativo al ciclo combinato, con tecnologia a collettori parabolici lineari, che attualmente è quella più matura nell'ambito dei sistemi di produzione di energia elettrica su larga scala, per la raccolta e concentrazione della radiazione solare.

Nel caso in esame, l'energia solare raccolta dai collettori viene utilizzata per produrre vapore da inviare ai gruppi turbogeneratori della centrale esistente, in aggiunta a quello prodotto dai generatori di vapore a recupero, in modo da aumentarne la produzione elettrica totale a parità di combustibile consumato.

Sulla base dei valori di insolazione e dell'ampiezza di area disponibile si è potuta stimare preliminarmente una potenza elettrica aggiuntiva di picco, da fonte solare, di circa 30 MW. Il presente progetto prevede, però, a livello di primo impianto pilota sperimentale, la realizzazione di un campo specchi, e relativi macchinari, per la produzione di una potenza elettrica di circa 5 MW.

La tecnologia per la captazione dell'energia solare si basa sull'utilizzo di collettori parabolici lineari, costituiti da un riflettore di forma parabolica che concentra continuamente, tramite un opportuno sistema di controllo, la radiazione diretta del sole su un tubo ricevitore disposto sul fuoco della parabola. All'interno del tubo ricevitore viene fatto circolare il fluido per l'asportazione dell'energia solare.

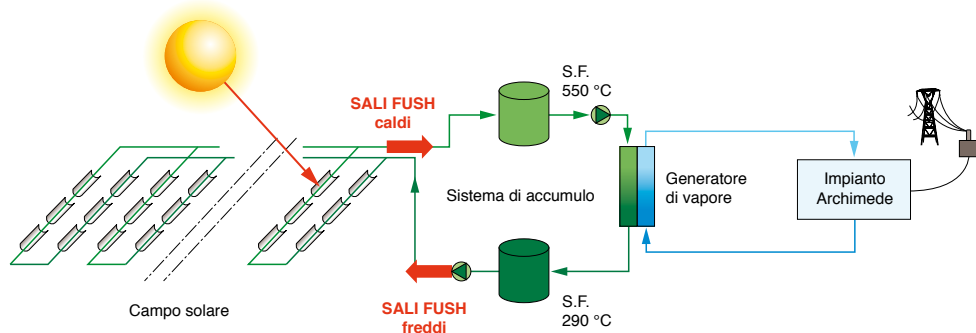


Fig. 14.7 - Schema concettuale semplificato dell'impianto solare Archimede. A valle del generatore di vapore solare è schematizzato l'attuale impianto a ciclo combinato dell'ENEL che riceverà e utilizzerà il vapore prodotto attraverso le attuali turbine del ciclo termico esistente.

La figura 14.7 visualizza lo schema concettuale secondo il quale sarà realizzata l'integrazione del campo solare con i due gruppi a ciclo combinato. L'energia raccolta e

accumulata nel campo solare è impiegata per produrre vapore in un generatore convenzionalmente chiamato GVS (Generatore di Vapore Solare). L'acqua che vaporizza nel GVS è prelevata dal secondo economizzatore di alta pressione dei due GVR. Il GVS genera vapore ad alta pressione e temperatura che, suddiviso in due portate, è idoneo per essere direttamente aggiunto ai flussi di vapore surriscaldato di alta pressione, uscenti dai due GVR. La disponibilità di vapore solare può essere sfruttata o per soddisfare i picchi di richiesta da parte della rete, che superano i valori della potenza nominale producibile dai singoli gruppi combinati, o per risparmiare in consumo di gas combustibile nei casi in cui la richiesta da parte della rete sia inferiore al valore nominale dell'impianto attuale.

## **14.4 Descrizione dell'impianto solare**

### **14.4.1 Caratterizzazione del sito e risorsa solare disponibile**

È fin troppo ovvio che il sito ideale per l'installazione di un campo solare per l'utilizzo è quello con la più alta insolazione media annuale e quindi, per il nostro territorio nazionale, da ricercarsi nelle zone meridionali o insulari della penisola.

Il territorio italiano, compreso fra le latitudini di 36° e di 46° presenta mediamente valori di insolazione globale sul piano orizzontale variabili rispettivamente, fra Sud e Nord, da circa 4,8 a circa 3,4 kWh/m<sup>2</sup> giorno. Oltre alla latitudine devono, però, essere attentamente considerati altri fattori che possono risultare determinanti per la scelta di un tale sito.

La scelta del sito di Priolo Gargallo (Siracusa), per il presente progetto, ottempera al pieno rispetto di tutti i fattori normalmente premianti per un'utilizzazione dell'energia termica solare, quali:

- configurazione orografica che porta, in assenza di massicci montuosi, a una stabilità atmosferica positiva per la componente diretta della radiazione;
- assenza di fronti atmosferici con bruschi e improvvisi cambiamenti di clima, nuvolosità e piovosità;
- assenza di nebbia, foschie, fenomeni di ritenzione di vapore d'acqua e altri aeriformi nell'atmosfera;
- costanza delle condizioni climatiche fra un anno e l'altro con notevole prevedibilità dei dati energetici di base;
- superfici pianeggianti, anche esposte a Sud, con conseguente semplicità per l'installazione del campo specchi;
- scarsa intensità dei venti predominanti, con beneficio sull'esercizio degli specchi e minimo rischio di fuori servizio e danneggiamenti vari.

Infine, per la presenza dell'attuale impianto a ciclo combinato ENEL, il sito prescelto è servito da efficienti infrastrutture, vie di comunicazione, fonti idriche per approvvigionamenti e raffreddamenti dei macchinari, reti elettriche di trasmissione, ecc.

Il sito di Priolo Gargallo si trova in provincia di Siracusa, alla latitudine di 37° 13'. Presenta un clima particolarmente mite con modesta ventosità (velocità non superiore a 6 m/s per l'89% del tempo su base annuale). Inoltre, le masse d'aria provenienti da SSE (Scirocco)

portano scarsa nuvolosità e piovosità in inverno e quasi nessuna perturbazione in estate. Il sito ha quindi caratteristiche climatiche favorevoli per l'installazione di un impianto solare ed è inoltre presente un'area pianeggiante e facilmente collegabile con le zone dove sorgono i macchinari e le infrastrutture della centrale.

La scelta del sito di Priolo Gargallo, o almeno di un sito nella rispettiva provincia o comunque nella zona meridionale dell'isola, è inoltre giustificata dall'andamento, in quella zona, di un irraggiamento solare funzione quasi della sola latitudine, con un andamento delle linee isoradiative che ricopiano quello dei paralleli, sintomo di scarsa influenza sul clima da parte di fattori perturbanti. Inoltre, questo andamento si mantiene qualitativamente costante per tutti i mesi dell'anno.

Per un giudizio preliminare in merito alla bontà meteorologica del sito, piuttosto che avvalersi dei dati forniti da varie reti e banche dati nazionali o internazionali, volendo svolgere un progetto dettagliato a livello almeno orario per quanto riguarda la risorsa solare disponibile, ci si è avvalsi dei dati della stazione meteorologica locale ENEL e di una campagna di misure appositamente organizzate, iniziata nel 2002, per misurare e scindere la radiazione globale solare nelle sue componenti: diretta e diffusa. Attraverso l'elaborazione statistica di questi dati è stato possibile ricostruire un anno meteorologico tipo, assunto come dato di partenza per il progetto Archimede.

La disponibilità di radiazione solare è uno dei requisiti fondamentali per la fattibilità tecnica ed economica di impianti che utilizzano l'energia solare. In particolare, per le tecnologie a concentrazione, dove la radiazione utile è solo quella proveniente direttamente dal disco solare, il dato fondamentale di progetto è il profilo di radiazione oraria diretta (DNI).

Dalle analisi effettuate, la radiazione diretta normale (*DNI*) è risultata di 1.936 kWh/(m<sup>2</sup> anno). Essendo i collettori parabolici lineari disposti con l'asse orientato nella direzione Nord-Sud, inseguendo il sole nel suo movimento apparente da Est a Ovest, la radiazione incidente, decurtata per l'inseguimento solare su un solo asse, è stata calcolata in 1.691 kWh/(m<sup>2</sup> anno). Infine, mettendo in conto anche le leggere perdite dovute a ombreggiamenti reciproci fra le varie file di collettori nelle prime e nelle ultime ore della giornata, si è ricavato un valore netto utile di 1586 kWh/(m<sup>2</sup> anno) come riportato nella tabella 14.3.

**Tab. 14.3 – Sintesi dei valori di radiazione solare presi a riferimento per il progetto Archimede.**

<b>Radiazione</b>	<b>Valore annuo (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Frazione rispetto al DNI</b>
DNI (Radiazione Diretta Normale)	1936	1
DNI al netto di inseguimento singolo asse (collettori NS)	1691	0,873
DNI al netto di inseguimento singolo asse e delle ombre	1586	0,819

Le seguenti figure 14.8 e 14.9 riportano, con passo orario, le reali misure dell'irraggiamento globale orizzontale, diffuso e diretto, per il periodo a cavallo fra gli anni 2004 e 2005 che, per quanto detto, rappresenta il dato di partenza progettuale. Gli stessi valori raccolti a livello mensile sono presentati nella figura 14.10.

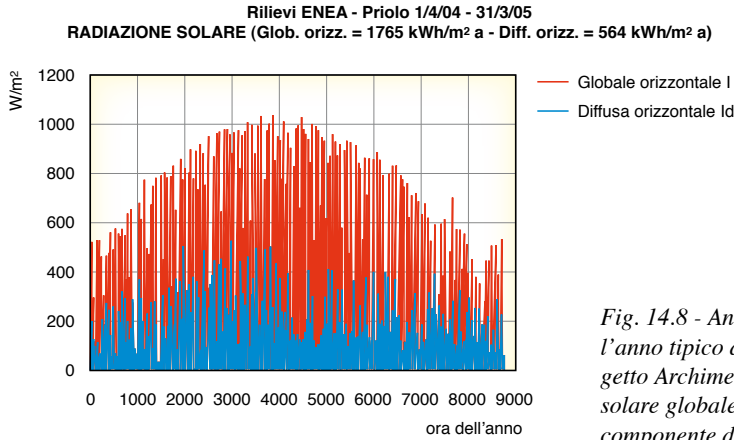


Fig. 14.8 - Andamento orario, nell'anno tipico di riferimento per il progetto Archimede, dell'irraggiamento solare globale orizzontale e della sua componente diffusa.

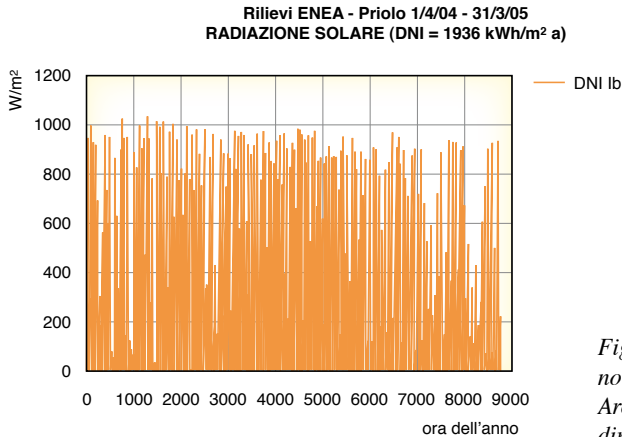


Fig. 14.9 - Andamento orario, nell'anno tipico di riferimento per il progetto Archimede, dell'irraggiamento solare diretto normale.

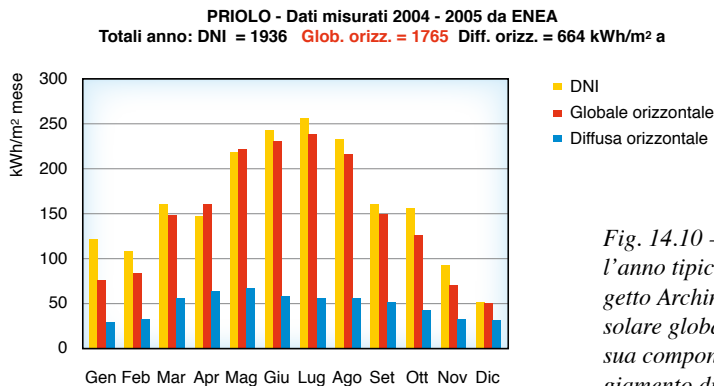
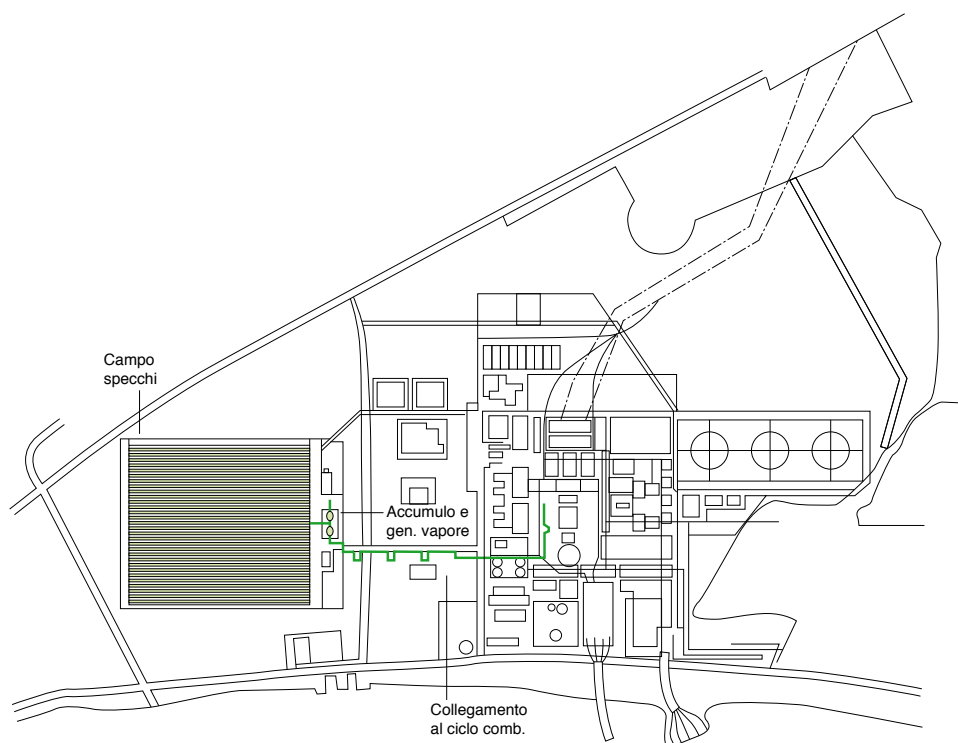


Fig. 14.10 - Andamento mensile, nell'anno tipico di riferimento per il progetto Archimede, dell'irraggiamento solare globale sull'orizzontale, della sua componente diffusa e dell'irraggiamento diretto normale.

Nella figura 14.11 è visibile la disposizione del campo specchi rispetto all'attuale impianto a ciclo combinato con i relativi collegamenti che porteranno il vapore prodotto dall'energia solare a lavorare nelle attuali turbine della centrale. Le stringhe dei collettori solari (ciascuna lunga 600 metri e formata da due percorsi paralleli da 300 metri) sono orientate con il loro asse longitudinale nella direzione Nord-Sud. I serbatoi di accumulo e il generatore di vapore solare sono posizionati accanto al campo.



*Fig. 14.11 - Planimetria dell'area della centrale: a sinistra, il campo solare a specchi parabolici con accanto ai serbatoi di accumulo termico e il generatore di vapore; a destra, i macchinari dei due attuali gruppi a ciclo combinato la cui generazione elettrica sarà integrata dal vapore di provenienza solare.*

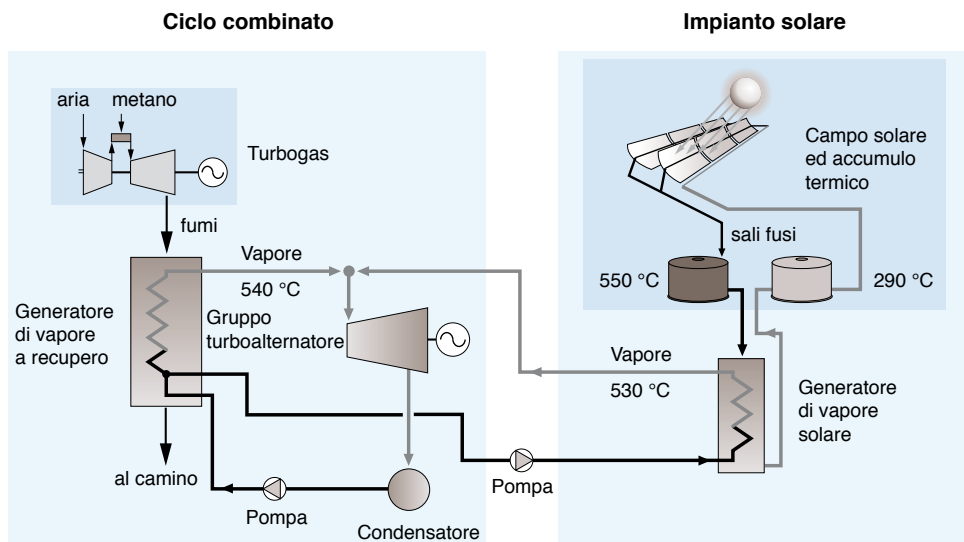
Nella figura 14.12 è riportata una ricostruzione fotografica del campo specchi.



*Fig. 14.12 - Elaborazione fotografica del campo solare a specchi parabolici del progetto Archimede nella zona limitrofa a quella dei gruppi termoelettrici a ciclo combinato.*

#### 14.4.2 Schema generale di funzionamento

Lo schema funzionale dell'impianto solare Archimede è mostrato nella figura 14.13.



*Fig. 14.13 - Schema funzionale del progetto Archimede: a sinistra la parte tradizionale termoelettrica preesistente, a destra l'impianto solare propriamente detto (campo, accumulo termico, generatore di vapore).*

I principali elementi dell'impianto solare sono:

- il campo solare;
- il sistema di accumulo;
- il generatore di vapore;
- i sistemi ausiliari per l'avviamento e il controllo dell'impianto.

Il *campo solare* rappresenta il cuore dell'impianto: in esso viene raccolta, concentrata e assorbita la radiazione solare e sostituisce il combustibile e il generatore di energia termica degli impianti convenzionali. Esso è costituito da collettori parabolici lineari disposti in file parallele, ciascuna delle quali è formata da più elementi collegati in serie a costituire il singolo modulo o stringa. Il campo solare presenta quindi una struttura di tipo modulare: il numero di moduli determina l'energia termica raccolta e quindi la potenza dell'impianto.

I collettori sono costituiti da un riflettore di sezione parabolica che raccoglie e concentra continuamente, tramite un opportuno sistema di controllo, la radiazione diretta del sole su un ricevitore lineare disposto sul fuoco della parabola, al cui interno viene fatto circolare un fluido per l'asportazione dell'energia solare. Nel progetto il fluido termico utilizzato è una miscela binaria di sali fusi costituita da nitrato di potassio ( $KNO_3$ ) e nitrato di sodio ( $NaNO_3$ ) con percentuali in peso, rispettivamente, del 40% e del 60%.

Il *sistema di accumulo* ha il compito di immagazzinare l'energia termica assorbita dal campo solare e renderla disponibile con continuità indipendentemente dalla variabilità della sorgente solare. Il sistema è costituito da due serbatoi che operano a due diverse temperature. Il sistema di accumulo è collegato al campo solare tramite una rete di distribuzione che consente il trasporto dell'energia termica dai collettori solari ai serbatoi di accumulo. In presenza di radiazione solare, infatti, il fluido termico, prelevato dal serbatoio freddo alla temperatura di circa 290 °C, viene fatto circolare attraverso la rete di collettori dove si scalda fino alla temperatura di 550 °C e inviato quindi al serbatoio caldo a costituire l'accumulo dell'energia termica. La portata dei sali nella rete di distribuzione viene regolata in funzione dell'intensità della radiazione solare in modo da mantenere costante la temperatura dei sali in ingresso al serbatoio caldo.

Il *generatore di vapore* costituisce il sistema di utilizzo dell'energia termica accumulata ed è composto da una serie di scambiatori a superficie nei quali il calore sensibile del fluido di processo è trasferito all'acqua in modo da produrre vapore surriscaldato idoneo all'utilizzo nelle turbine della centrale termoelettrica. Quando è richiesta la produzione di energia elettrica, i sali del serbatoio caldo vengono inviati allo scambiatore di calore, dove viene prodotto vapore ad alta pressione e temperatura utilizzato nel ciclo termico della centrale ENEL, e successivamente vengono rimessi nel serbatoio freddo.

I principali *sistemi ausiliari* dell'impianto solare sono quelli relativi alla preparazione del fluido di processo, alla sua circolazione nell'impianto, al riscaldamento delle tubazioni e dei componenti e al movimento dei collettori solari.

La centrale termoelettrica dispone di servizi di stabilimento quali acqua, aria compressa, energia elettrica di emergenza, officine di manutenzione, supporto logistico ecc, adeguatamente dimensionati anche per le esigenze dell'impianto solare.

La disposizione dei collettori sul campo solare può, in generale, avvenire secondo diversi orientamenti. Le disposizioni classiche sono quelle con l'asse dei collettori orientato secondo la direzione Nord-Sud oppure Est-Ovest, ma sono possibili anche orientamenti

intermedi. La scelta dipende principalmente dall'ampiezza e dalla conformazione del sito, dalla latitudine della località e dal tipo di funzionamento previsto per l'impianto.

Per l'impianto di Priolo i collettori sono stati disposti con l'asse orientato secondo la direzione Nord-Sud, in quanto ciò consente una più agevole sistemazione degli elementi nell'area a disposizione e un incremento dell'energia solare annua raccolta.

I collettori utilizzati per il campo solare sono di tipo innovativo rispetto a quelli attualmente disponibili sul mercato: sono stati sviluppati dall'ENEA e provati in condizioni di esercizio in un'apposita struttura sperimentale realizzata nel Centro Ricerche della Casaccia (Roma).

La lunghezza del collettore elementare è di 100 m mentre l'apertura è di 5,90 m. Ciascuna stringa di collettori è lunga 600 m e quindi è costituita da 6 sezioni di 100 metri ciascuna. Ogni sezione di 100 metri è dotata di un proprio sistema di movimentazione Est-Ovest per l'inseguimento solare.

La distanza tra le varie file di collettori è stata fissata pari a due volte l'apertura del collettore. Questo valore è stato scelto in modo da ottimizzare l'occupazione di area cercando di ridurre l'effetto delle ombre tra i collettori e garantire il passaggio per le operazioni di montaggio e di manutenzione.

La scelta dei sali fusi come fluido termovettore nel circuito primario e come mezzo di accumulo del calore è una delle principali innovazioni tecnologiche introdotte dall'ENEA nel progetto dell'impianto solare a collettori parabolici lineari.

L'impiego dei sali, infatti, come già evidenziato, consente di aumentare la temperatura all'interno dei collettori fino a 550 °C, con un guadagno nell'efficienza di conversione del calore, e di realizzare un accumulo termico capace di garantire continuità alla produzione d'energia elettrica.

Di fronte agli indubbi vantaggi sono da curare con molta attenzione gli aspetti relativi alla gestione dei sali fusi in questa tipologia d'impianti.

Le grandi quantità in gioco richiedono un attento studio dei processi di approvvigionamento, di fusione, di stoccaggio, di mantenimento e di dismissione di queste sostanze.

L'origine dei nitrati di potassio e di sodio può essere naturale o sintetica: nel primo caso si fa riferimento ai sali estratti dalle miniere del Cile o del Mar Morto, successivamente raffinati e granulati, mentre le sostanze sintetiche sono prodotte a seguito di reazioni chimiche che coinvolgono essenzialmente acido nitrico, soda caustica o carbonato di sodio, per il nitrato di sodio, e acido nitrico, cloruro di potassio e ossigeno, per il nitrato di potassio.

#### **14.4.3 Progettazione e soluzioni innovative**

Rispetto agli impianti attualmente in esercizio, che sfruttano l'energia solare a concentrazione con collettori parabolici lineari, l'impianto solare Archimede utilizza una tecnologia altamente innovativa che si avvale anche di prodotti sviluppati e brevettati recentemente dall'ENEA. Le principali innovazioni riguardano:

- la struttura del collettore solare, dove avviene la raccolta, la concentrazione e l'assorbimento della radiazione solare, completamente rinnovato rispetto a quelli attualmente in commercio, con un impiego ottimale dei materiali e con un disegno che minimizza le fasi di fabbricazione e di montaggio in situ;
- il tubo ricevitore, posto sul fuoco del collettore parabolico, munito di un rivestimento selettivo di ultima generazione (del tipo CERMET: ceramico metallico) in grado di diffe-

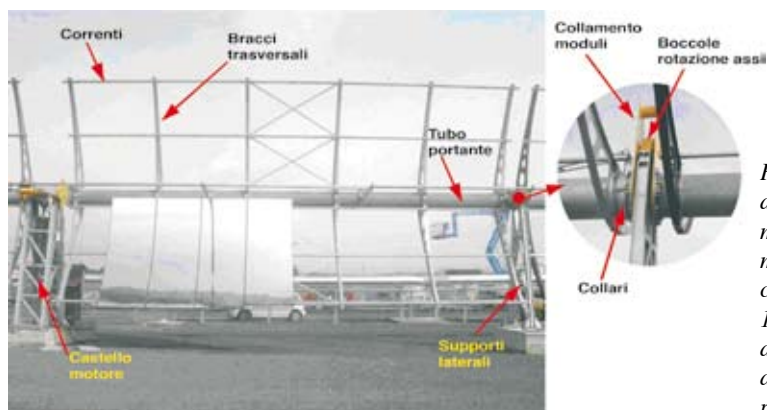
renziare notevolmente l'assorbanza alle lunghezze d'onda solari in ingresso e l'emittanza in uscita nel campo dell'infrarosso alla temperatura di esercizio prevista intorno a 550 °C. Caratteristica di questo rivestimento è, inoltre, la sua resistenza meccanica e stabilità chimica alle temperature citate;

- il fluido termico utilizzato nel circuito per l'asportazione del calore solare. Attualmente impianti simili utilizzano un olio minerale altamente infiammabile e costoso, con il rischio di incidenti rilevanti in caso di fuoriuscita alle temperature di esercizio (290 - 390 °C). Questo fluido, nel progetto Archimede, è stato sostituito da una miscela di sali, nitrati di sodio e di potassio (alla base dei comuni fertilizzanti), largamente utilizzati nell'industria, stabili fino a 600 °C senza nessun problema di corrosione, tossicità o infiammabilità, consentendo di ottenere temperature di esercizio più elevate, con conseguente aumento di efficienza del ciclo termico utilizzatore del calore solare;
- l'accumulo termico, che consente di immagazzinare l'energia solare e renderla quindi disponibile per la generazione elettrica, quando essa non è naturalmente presente (durante periodi di nuvolosità, sia temporanea che completa, o di notte), trasformando l'energia solare, per sua natura altamente variabile, in una sorgente di energia disponibile con continuità. In molti impianti attuali, a base di olio diatermico, l'accumulo termico è notevolmente ridotto, o addirittura assente, per la pericolosità e il costo del fluido di lavoro, per cui è spesso necessario fare ricorso a sistemi di soccorso e integrazione con combustibili fossili.

## 14.5 Il collettore solare a concentrazione

### 14.5.1 La struttura

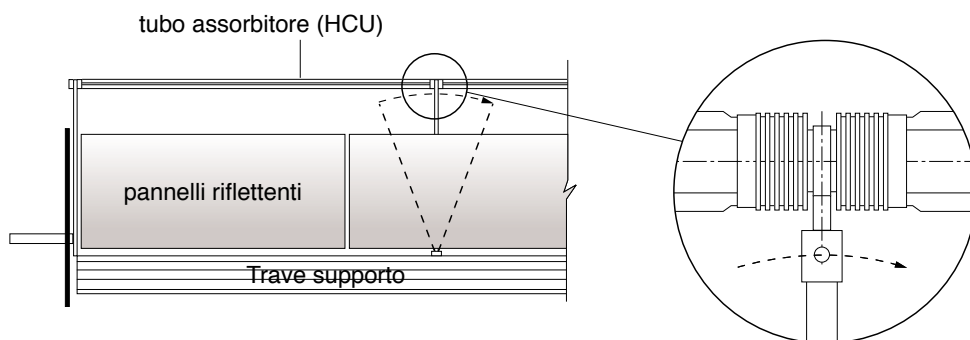
La struttura di supporto del collettore (vedi figura 14.14) è di tipo modulare, costituita da otto elementi uguali che formano la struttura di ogni modulo da 12 m, ed è composta da una "parte mobile", quella in grado di ruotare per orientare al meglio le superfici riflettenti del concentratore, e da una "parte fissa", che garantisce il sostegno e il collegamento al terreno della parte mobile.



*Fig. 14.14 - Struttura di sostegno e movimentazione degli elementi parabolici specchianti di un settore di 12 metri facente parte di un collettore solare a concentrazione del progetto Archimede.*

La rotazione del sistema di concentrazione avviene su un asse passante per il baricentro della parte mobile dei moduli; la trave principale, pertanto, reca alle estremità due piastre per riportare l'appoggio sui piloni di supporto all'altezza dell'asse di rotazione. I piloni costituiscono la parte fissa del sistema di concentrazione e hanno altezza tale da consentire la rotazione libera della parte mobile, entro gli angoli definiti dalle diverse condizioni operative. Mentre i piloni di supporto dei singoli moduli sono tra loro uguali, il pilone centrale del sistema di concentrazione è disegnato in modo da accogliere il sistema di movimentazione dell'intero collettore.

La funzione del sistema di supporto dei tubi ricevitori (vedi figura 14.15) è di mantenere in posizione il ricevitore, assecondando le dilatazioni termiche occorrenti nel tubo metallico assorbitore e sostenendone il peso e i carichi del vento applicati ad esso. Poiché i tubi ricevitori vengono tra loro giuntati per saldatura, la dilatazione termica si cumula su tutta la lunghezza del ramo del collettore per poi venire compensata dai raccordi idraulici di collegamento con il collettore contiguo o con la rete primaria. Il sistema di supporto è in grado di compensare dilatazioni della linea realizzata in tubo d'acciaio AISI 321 in un campo di temperatura compreso tra la temperatura ambiente e la temperatura massima operativa del tubo ricevitore, pari a 580 °C, senza causare condizioni di stress termomeccanico incompatibili con la funzionalità e la durata del componente. Inoltre, nell'intervallo delle temperature di lavoro (290-550 °C), lo spostamento dell'asse del tubo ricevitore dalla sua posizione nominale non deve superare i 5 mm, in nessun punto della linea.



*Fig. 14.15 - Particolare del sistema di supporto del tubo ricevitore (assorbitore) posto lungo la linea dei fuochi del cilindro parabolico costituito dai pannelli riflettenti.*

Per tutti i componenti del collettore costruiti in materiale soggetto a corrosione sono previsti idonei rivestimenti protettivi.

Il dimensionamento di tutti gli elementi strutturali è stato eseguito e verificato tramite specifiche analisi numeriche con codici di calcolo agli elementi finiti tenendo in conto sia la resistenza meccanica, sia le prestazioni ottiche.

### 14.5.2 Gli specchi concentratori

La parte riflettente del sistema di concentrazione è costituita da una serie di pannelli (vedi figura 14.16) che realizzano una superficie cilindro-parabolica la cui sezione retta è una parabola di apertura 5.900 mm e fuoco posto a 1.810 mm dal vertice. Si intende per superficie “cilindro-parabolica” una superficie generata dalla traslazione di un arco di parabola lungo una linea retta perpendicolare al piano della parabola stessa.



*Fig. 14.16 - Particolare degli specchi elementari, a sagoma parabolica, facenti parte del concentratore solare. Prove di montaggio e collaudo presso il campo sperimentale dell'ENEA presso la Casaccia, Roma.*

La funzione matematica che definisce il profilo della sezione retta di detta superficie dovrà essere pertanto quella della parabola, cioè:  $y=x^2/4f$  dove :  $-2950 < x < 2950$  (mm) e  $f= 1810$  (mm). L'arco di parabola con tale profilo presenta un raggio di curvatura variabile tra un minimo di 3620 mm, in corrispondenza dell'asse ( $x = 0$ ), e un massimo di 7770 mm, in corrispondenza degli estremi, cioè per  $x = \pm 2950$  mm.

Lo strato riflettente dovrà riprodurre il profilo ideale come sopra definito con una tolleranza sul valore *RMS* dello scostamento della proiezione, sul piano della sezione retta, della normale alla superficie  $< 1,5$  mrad. La determinazione del valore *RMS* viene compiuta sull'intero elemento riflettente, vincolato tramite i punti di ancoraggio previsti per il montaggio sulla struttura portante, verificando un numero di punti distribuiti uniformemente sull'intera superficie non inferiore a 100. In ogni caso, non è ammesso uno scostamento dal profilo ideale superiore a  $\pm 2$  mm in corrispondenza della mezzzeria della semiparabola e valori linearmente decrescenti tra questo punto e gli estremi.

Il pannello riflettente è costituito da uno specchio in vetro sottile piano, accoppiato a un supporto opportunamente sagomato. Lo strato riflettente è realizzato con specchi di vetro sottile del tipo sodio-calcico “float” in lastra unica di spessore nominale 0,85 mm (o inferiore) e riflettività diretta, integrata sull’intero spettro della radiazione solare, non inferiore al 94%. Sono state prese in considerazione altre tre possibili soluzioni di diversa tecnologia.

- Specchi in vetro laminato. Il pannello riflettente è costituito da uno specchio in vetro sottile piano accoppiato a un vetro spesso, con funzione di supporto, opportunamente curvato. La forma geometrica che deve assumere lo strato riflettente viene ottenuta facendo aderire la lastra piana alla lastra di supporto formata, con la necessaria precisione, con un processo di curvatura a caldo da una lastra di vetro “float” sodio-calcico di spessore 5 mm. La resistenza meccanica del vetro di supporto viene migliorata durante la fase di formatura attraverso un ciclo di raffreddamento rapido che consente l’ottenimento di un vetro nello stato “indurito” o “temprato”. L’accoppiamento tra la lastra riflettente piana e il vetro di supporto curvo avviene su stampo tramite uno strato di adesivo con processo che può essere sia “a caldo” che “a freddo”.
- Specchi su supporto in SMC. Il pannello riflettente è costituito da uno specchio di vetro sottile applicato a un elemento portante in materiale composito di opportuna formulazione, formato con tecnologia SMC (Sheet Moulding Compound). La caratteristica del materiale composito, di tipo “low profile”, consente la realizzazione di un pannello di supporto di estrema precisione e con coefficiente di dilatazione termica prossimo a quello del vetro. L’adesione tra specchio e supporto viene garantita da un film applicato a caldo su stampo in modo da garantire la massima uniformità e la minima distorsione ottica. I punti di ancoraggio del pannello alla struttura vengono incorporati nel pannello stesso in sede di stampaggio.
- Specchi su supporto in composito autoportanti. Il pannello riflettente è costituito da uno specchio di vetro sottile applicato a un elemento portante in materiale composito, corredato di longherone centrale o costole di rinforzo, con caratteristiche strutturali tali da ridurre la struttura portante del collettore a una semplice trave centrale. Il pannello così concepito realizza metà della sezione parabolica e viene ancorato direttamente alla trave centrale della struttura di supporto tramite un sistema di registrazione per l’allineamento finale.

Lo sviluppo longitudinale (larghezza dell’elemento riflettente) della parte riflettente del pannello è nominalmente di 1.200 mm. A questa misura si aggiunge un sovrappessore di protezione del bordo dello specchio sottile di 2 mm su ciascun lato. La tolleranza sulle dimensioni del pannello garantisce che gli elementi riflettenti possano essere montati sulla struttura di supporto con interasse di 1.210 mm senza interferenza o contatto reciproco.

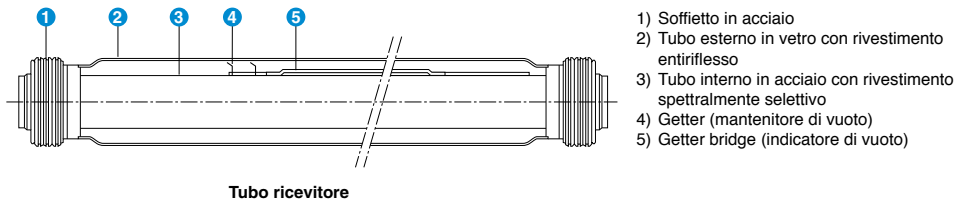
Gli elementi riflettenti vengono montati sulla struttura non perfettamente contigui, ma presentano tra l’uno e l’altro delle aperture limitate per evitare interferenza reciproca durante l’esercizio o per esigenze di montaggio. L’estensione di tali discontinuità della superficie riflettente è contenuta entro il limite del 2% della superficie totale.

### **14.5.3 Il tubo ricevitore solare**

Il tubo ricevitore (vedi figura 14.17) è alloggiato lungo la linea focale dello specchio parabolico lineare. Esso è l’elemento di raccolta del calore: la radiazione solare, concentrata dallo specchio parabolico, viene assorbita sulla superficie del tubo di acciaio e

il calore viene ceduto al fluido di scambio che circola nel tubo ricevitore. Affinché tutto ciò avvenga con alta efficienza di conversione foto-termica, sono necessari i seguenti accorgimenti:

- il tubo di acciaio deve essere rivestito con un materiale spettralmente selettivo, cioè con un materiale in grado sia di assorbire la quasi totalità della radiazione solare (alta assorbanza) sia di impedire la perdita di calore per re-irraggiamento (bassa emissività);
- il tubo di acciaio deve essere contenuto all'interno di un tubo di vetro e nell'intercapedine deve essere realizzato un buon grado di vuoto ( $10^{-4}$  mbar) al fine di limitare al massimo lo scambio di calore verso l'esterno per conduzione e convezione; soffietti metallici, adattatori in leghe metalliche e saldature speciali vetro-acciaio devono garantire massima affidabilità per le escursioni in temperatura dell'intero tubo ricevitore;
- il tubo esterno di vetro deve essere rivestito con uno strato di materiale antiriflesso al fine di massimizzare la quantità di radiazione solare incidente sul tubo di acciaio.



- 1) Soffietto in acciaio
- 2) Tubo esterno in vetro con rivestimento antiriflesso
- 3) Tubo interno in acciaio con rivestimento spettralmente selettivo
- 4) Getter (mantenitore di vuoto)
- 5) Getter bridge (indicatore di vuoto)

*Fig. 14.17 - Tubo ricevitore solare con rivestimento selettivo e tubo esterno in vetro tipo Pyrex per il mantenimento del vuoto. Il tubo lungo circa 4 metri presenta alle sue estremità dei soffietti metallici per compensare le dilatazioni differenziali vetro/metallo fra temperatura ambiente e temperatura di esercizio. Ogni singolo collettore solare presenta più tubi in serie saldati fra di loro fino a una lunghezza di circa 100 metri; la serie continua per i successivi 100 metri con l'interposizione di opportuni giunti snodabili o flessibili.*

Attualmente, per chi voglia approvvigionarsi di tubi ricevitori sul mercato mondiale, la scelta è estremamente limitata. Le uniche aziende impegnate nella produzione di tubi ricevitori solari per le medio-alte temperature (con collettori parabolici), adatti quindi all'impiego per la generazione di potenza, sono la società israeliana Solel Solar Systems (ex Luz International Limited) e la società tedesca Schott.

Oggi, sia per ottenere efficienze spinte, sia per avere elementi stabili nel tempo, chiunque produca un progetto di impianto solare termodinamico a media-alta temperatura, non può prescindere da un tubo ricevitore che utilizzi un materiale assorbente e otticamente selettivo a base di strati CERMET.

Il progetto Archimede, utilizzando come fluido di scambio una miscela di sali fusi, prevede una temperatura massima operativa molto alta (550 °C). A queste condizioni estreme la superficie del tubo ricevitore raggiunge una temperatura massima di 580 °C. Di conseguenza, il materiale assorbente e otticamente selettivo da utilizzare in questo tipo di impianto deve possedere le seguenti caratteristiche:

- alta efficienza foto-termica, cioè alta assorbanza solare ( $> 94\%$ ) e bassa emissività ( $< 15\%$ ) in tutto l'intervallo di temperatura operativa, da  $300\text{ }^{\circ}\text{C}$  a  $580\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;
- alta stabilità chimico-strutturale fino alla temperatura di  $580\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

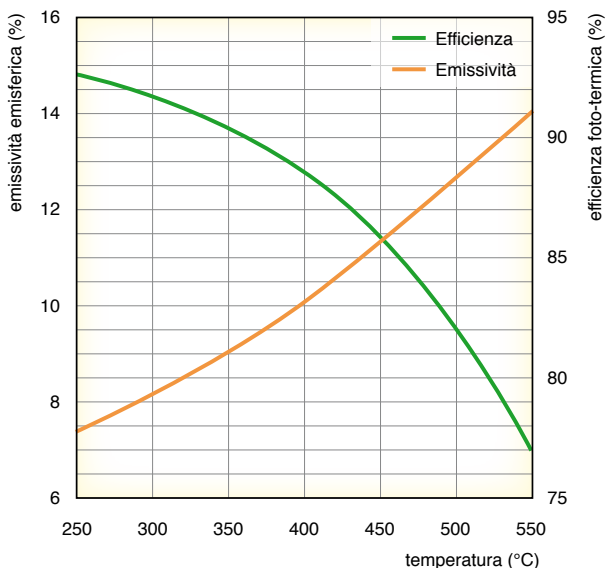
Le specifiche stringenti sopra riportate fanno sì che non tutti i materiali assorbenti e otticamente selettivi a base di strati CERMET siano adatti all'utilizzo in un impianto solare quale Archimede.

Il rivestimento superficiale, realizzato con apposito brevetto da ENEA, è costituito da una struttura multistrato a film sottili con uno strato inferiore di metallo riflettente nell'infrarosso (Tungsteno) e uno strato superiore di materiale ceramico antiriflesso (Allumina), tra i quali sono predisposti due strati, inferiore e superiore, di materiale composito ceramico-metallico o CERMET (Tungsteno-Allumina) a diversa frazione volumetrica di metallo: quello inferiore ha una frazione volumetrica di metallo più alta di quella presente nello strato di CERMET superiore. Il tubo da ricoprire con il suddetto rivestimento otticamente selettivo è un elettrosaldato costituito da acciaio AISI 316 Ti, con superficie esterna lappata ed elettrolucidata e ha le seguenti dimensioni : lunghezza 4060 mm, diametro 70 mm e spessore 3 mm.

L'impossibilità di trovare sul mercato tubi ricevitori con caratteristiche adeguate alle specifiche del progetto ENEA ha reso necessario progettare e costruire, presso il Centro ENEA di Portici, una macchina pilota per la realizzazione del rivestimento selettivo su tubi di acciaio della lunghezza di 4 metri.

La macchina, che è stata realizzata dalla società Kenosistec del Gruppo Angelantoni, utilizza la tecnica di co-sputtering e ha una capacità di produzione di circa 50 tubi al giorno.

Nella figura 14.18 sono riportate le curve di emissività ed efficienza foto-termica dei tubi prodotti dalla macchina.



*Fig. 14.18 - Diagramma dell'emissività e dell'efficienza foto-termica del rivestimento selettivo in CERMET del tubo ricevitore solare in funzione della sua temperatura superficiale.*

L'involucro esterno del tubo ricevitore ha la funzione di proteggere sotto vuoto il coating depositato sulla superficie esterna del tubo d'acciaio (tubo assorbitore). La pressione assoluta di progetto  $10^{-4}$  Torr ( $1.334 \times 10^{-2}$  Pa), è mantenuta da un getter di materiale opportuno (NEG), depositato sulla superficie di un nastro d'acciaio di larghezza 8 mm e spessore 0,5 mm, avvolto sulla superficie dello schermo interno al vetro (lo schermo serve a ridurre la temperatura delle giunzioni vetro-metallo e dei soffietti).

Un secondo getter al Bario viene depositato sulla superficie interna del vetro, generando una macchia di colore metallico di qualche  $\text{cm}^2$  di estensione, che serve a indicare visivamente, attraverso una variazione di colore, la presenza o meno del vuoto all'interno del tubo.

L'involucro protettivo è costituito da un tubo di vetro borosilicato (BoSi), spessore 3 mm, connesso con due giunzioni vetro-metallo a due soffietti di compensazione delle dilatazioni termiche differenziali tra vetro e acciaio, a loro volta saldati al tubo assorbitore.

L'analisi delle proprietà degli acciai inossidabili della serie AISI 300 ha permesso di scegliere un tubo con le seguenti caratteristiche:

- materiale acciaio AISI 316 Ti;
- superficie esterna elettrolucidata (rugosità media  $< 0.5 \mu\text{m}$ );
- bordi smussati ( $45^\circ$ ), spalla 1 mm, per saldatura TIG-orbitale;
- lunghezza 4.060 mm, diametro esterno 70 mm, spessore 3 mm.

Alla temperatura dei sali fusi di  $550^\circ\text{C}$ , la temperatura massima sulla superficie irraggiata del tubo assorbitore è di circa  $580^\circ\text{C}$ . Tenendo conto che a questa temperatura il coefficiente di dilatazione termica dell'acciaio è  $18.9 \times 10^{-6} \text{K}^{-1}$ , la dilatazione termica assiale del tubo assorbitore è circa 40 mm.

Nelle stesse condizioni di esercizio la temperatura massima del borosilicato (nella zona vicino ai soffietti) è di circa  $200^\circ\text{C}$ . Il coefficiente di dilatazione termica del vetro BoSi a questa temperatura è  $4 \times 10^{-6} \text{K}^{-1}$ , quindi la dilatazione assiale del tubo di vetro è molto minore di quella del tubo d'acciaio.

Il soffietto è ottenuto per saldatura laser circonferenziale di otto coppie di membrane (convoluzioni), d'acciaio inossidabile di spessore 0,15 mm, sagomate in modo da ridurre al minimo le tensioni nelle zone di saldatura. Questa soluzione permette di avere una elevata capacità di estensione in direzione assiale e una buona rigidità agli spostamenti in direzione perpendicolare all'asse del tubo (massimo spostamento laterale inferiore a 1 mm).

Il tubo di vetro è un prodotto commerciale, di diametro 125 mm, spessore 3 mm e lunghezza standard circa 4 m. Il materiale è un borosilicato con le seguenti caratteristiche ottiche nello spettro solare: trasmittanza 0.915, assorbanza 0.006, riflettanza 0.079.

## 14.6 Il sistema di movimentazione

Il sottosistema di inseguimento ha come compito principale quello di muovere il collettore durante la fase di produzione di calore in modo da posizionarlo costantemente con gli assi delle sezioni paraboliche che vengono a giacere su un piano definito dall'asse del tubo ricevitore e la direzione attuale della radiazione incidente. Pertanto la rotazione avviene su un solo asse, perpendicolare alle sezioni paraboliche del collettore.

Più in generale le funzioni del sistema di inseguimento sono:

- muovere il collettore durante la fase di produzione di calore in modo da puntarlo costantemente verso il sole;
- posizionare il collettore in condizioni di sicurezza quando particolari condizioni ambientali, per esempio, superamento della velocità limite del vento, improvvise precipitazioni, ecc possono comprometterne l'integrità;
- mantenere la posizione in tutte le condizioni operative nelle quali il collettore deve essere mantenuto fermo e in particolare nelle condizioni di sopravvivenza. In quest'ultima condizione il sistema si avvale di un dispositivo di blocco oleodinamico che inserisce un perno per garantire il mantenimento della posizione anche alle condizioni di carico più impegnative.

Il sistema di inseguimento può avere un moto continuo o discontinuo con passo comunque non superiore a 0,4 mrad. La precisione del puntamento dovrà essere comunque tale da garantire un errore inferiore a 0,8 mrad.

Il sistema di movimentazione è costituito da:

- un cinematismo meccanico-oleodinamico;
- un circuito oleodinamico;
- un dispositivo di blocco oleodinamico;
- un'unità di controllo locale e di interfacciamento col controllo esterno;
- un rilevatore di posizione angolare e sensori di fine corsa;
- un quadro elettrico di alimentazione;
- una struttura di supporto.

Il sistema di inseguimento si configura come un "gruppo motore" package, proveniente da un unico fornitore, da posizionare semplicemente sui plinti di fondazione e collegare meccanicamente alla struttura portante del collettore solare, in modo da semplificare l'approvvigionamento, il trasporto e l'installazione dello stesso.

La disposizione dei componenti è tale da garantire il totale contenimento degli stessi all'interno della struttura di sostegno centrale del collettore, con l'esclusione del solo encoder.

Le uniche operazioni per l'installazione del "gruppo motore", oltre al collegamento al resto della struttura e alle fondazioni, consisteranno nell'installazione dell'encoder, nel collegamento alla rete di alimentazione elettrica e a quella di comunicazione con il controllo dell'impianto (DCS). Il sistema non necessita di essere caricato di olio idraulico in cantiere in quanto progettato per essere trasportabile quando riempito di fluido idraulico nel rispetto della normativa vigente.

Il sistema di inseguimento e i suoi componenti sono concepiti per lavorare all'aperto in atmosfera salmastra senza ricorso a protezioni aggiuntive. Il grado di protezione del sistema e dei singoli componenti non è inferiore a IP 64.

L'operazione di inseguimento è monitorata da un'unità di controllo dell'impianto (DCS) dal quale l'unità locale d'inseguimento riceve istruzioni per l'attivazione delle diverse condizioni operative e la modifica dei parametri di controllo, al quale invia informazioni sullo stato operativo, la posizione effettiva, la diagnostica e gli allarmi.

Il sistema di inseguimento è dotato di una funzione che consente di operare localmente tramite unità portatile, comune a tutti i sistemi installati sull'impianto, in grado di replica-

re tutte le funzioni eseguibili da DCS. Tale funzione si rende necessaria in fase di prima installazione del collettore e durante le operazioni di manutenzione, quando si deve poter posizionare il collettore nella posizione più favorevole.

Le condizioni di guasto del sistema di inseguimento o delle alimentazioni elettriche al sistema o della rete di comunicazione, che non consentono più il controllo dello stesso né da “remoto” né in “locale”, vengono superate tramite un’unità di soccorso esterna, anche in questo caso unica per tutti i collettori dell’impianto, che consente di porre il sistema in condizioni di sicurezza. L’unità di soccorso può essere collegata agevolmente al sistema idraulico per fornire allo stesso olio la pressione necessaria e alimentare e comandare tutti i componenti del circuito necessari per la messa in sicurezza del collettore.

## 14.7 Il fluido termovettore

### 14.7.1 Composizione e caratteristiche

Il fluido di processo previsto per l’impianto solare, con funzione di vettore e di accumulo termico, è costituito da una miscela di sali fusi, al 60 % in massa di nitrato di sodio e al 40 % di nitrato di potassio. La scelta di questo fluido conferisce al progetto Archimede diversi vantaggi, ma poiché alle condizioni nominali di progetto i sali fusi presentano una temperatura di fusione pari a 238 °C, si intuisce come l’impianto presenti la necessità di mantenere sempre temperature elevate in tutti i suoi punti a contatto con il fluido termovettore. Le concentrazioni massime di impurezze, tollerabili nella miscela di sali fusi per l’impianto Archimede, sono riportate nella tabella 14.4.

**Tab. 14.4 – Specifiche chimiche del fluido termovettore utilizzato nel progetto Archimede.**

<b>Composizione ponderale della miscela</b>	
Nitrato di sodio – NaNO <sub>3</sub>	60%
Nitrato di potassio – KNO <sub>3</sub>	40%
<b>Concentrazione massima delle impurezze</b>	
Nitriti	0,20%
Cloruri	0,03%
Carbonati	0,05%
Solfati	0,15%
Alcalinità idrossidi	0,04%
Perclorati	0,04%
Magnesio	0,04%
Calcio	0,04%
Insolubili	0,06%
<b>Condizioni operative di esercizio</b>	
Temperatura	290 – 550 °C
Pressione	1 – 10 bar
Velocità scorrimento nelle tubazioni	1,5 – 2,5 m/s

La scelta della composizione di utilizzo è dettata dalla necessità di disporre di un fluido con la temperatura di fusione minima possibile; tale considerazione porterebbe alla scelta di una miscela con composizione eutettica e quindi, in base al diagramma di stato riportato nella figura 14.19, con composizione equimolare. Poiché il costo del nitrato di potassio è circa il doppio rispetto al nitrato di sodio, al fine di ridurre il costo complessivo della miscela, pur cercando di operare a una temperatura minima di processo (290 °C) superiore almeno di 50 K alla temperatura di solidificazione del fluido, si sceglie una composizione nominale di progetto pari al 64% in moli di nitrato di sodio (60% in massa), composizione la cui temperatura di inizio cristallizzazione è 238 °C. Tale condizione implica che in nessun punto dell’impianto il fluido termovettore dovrà trovarsi, nel caso in cui esso si presenti perfettamente miscelato, a un valore di temperatura inferiore al suddetto. Analogamente si trova che la temperatura di inizio solidificazione è pari a 227 °C.

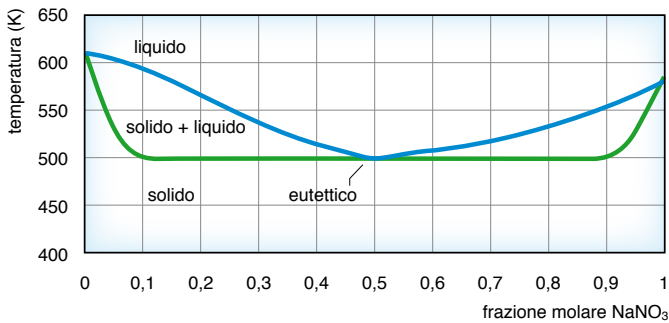


Fig. 14.19 - Diagramma di stato (temperatura di fusione in funzione della composizione) per la miscela  $\text{NaNO}_3 - \text{KNO}_3$ . Da notare sulle ordinate la scala delle temperature espresse in gradi Kelvin.

Al fine di stabilire un range di temperatura di utilizzo della miscela di sali, oltre alla considerazione di un limite inferiore di temperatura che inibisca fenomeni di cristallizzazione, è necessario stabilire a quale temperatura sia possibile riscaldare la miscela per evitare fenomeni di decomposizione dei nitrati.

I processi di decomposizione dannosi per il corretto funzionamento dell’impianto sono quelli che portano alla formazione di carbonati: questi, sulla base degli studi sperimentali effettuati dai laboratori ENEA, una volta formati al di sopra del 3% in massa, tenderebbero a precipitare e dar luogo a fenomeni di incrostazione delle parti meccaniche dell’impianto, penalizzando così anche lo scambio termico.

Considerazioni di carattere chimico e diversi dati di letteratura portano a stabilire che la temperatura massima di utilizzo, al di sotto della quale la composizione del fluido termovettore si mantiene in specifica, impedendo così ogni eventuale precipitazione di carbonati, è superiore a 600 °C. Da ciò risulta accettabile il valore di 550 °C come limite superiore di utilizzo del fluido.

Tuttavia, sebbene in maniera meno sensibile, alcuni meccanismi di decomposizione che portano alla formazione di  $\text{NO}_x$  si verificano anche a temperature appena al di sopra del

punto di fusione. Infatti, a causa della presenza di  $Mg(NO_3)_2$  come impurezza nella miscela di Sali, si può avere la seguente reazione di decomposizione:



Al termine della fase di caricamento dei serbatoi, durante la quale deve essere previsto uno sfiato libero all'aria per la eliminazione della residua acqua di imbibizione ed eventuali  $NO_x$  liberati durante la fase di fusione, si deve realizzare una polmonazione con ossigeno, prevedendo un sistema di reintegro del gas di polmonazione se necessario. Le parti libere dei due serbatoi devono essere comunicanti in modo di avere un travaso della stessa atmosfera da un serbatoio all'altro durante le normali oscillazioni del livello del sale nei due serbatoi nel funzionamento dell'impianto. Deve essere installato un sistema automatico di controllo continuo della composizione del gas sovrastante il sale nei serbatoi; l'analisi continua deve controllare la concentrazione di  $CO_2$ ,  $O_2$  e  $H_2O$ . In particolare, il controllo del contenuto di acqua risulta particolarmente importante per l'individuazione precoce di malfunzionamenti, perdite o rotture nel generatore di vapore.

Al fine di mettere in evidenza i benefici attesi dal progetto riguardo all'utilizzazione di una miscela di nitrati fusi come vettore dell'energia termica raccolta dal campo specchi e come fluido da adoperare per la realizzazione di un sistema di accumulo termico di grandi dimensioni, si mettono a confronto alcune proprietà del fluido scelto nel progetto Archimede con quelle relative a un fluido a base di olio diatermico, comunemente usato come vettore dell'energia termica nelle attuali realizzazioni impiantistiche mondiali.

L'olio diatermico preso in considerazione, largamente utilizzato negli attuali impianti solari, è costituito da una miscela di ossido di Difenile e Bifenile, disponibile in commercio con i seguenti nomi:

- Dowterm A (Dow Chemical);
- Therminol VP1 (Monsanto);
- Mobiltherm 603 (Mobil).

Al fine di confrontare la capacità di scambio termico dei due fluidi in questione, nella figura 14.20 si riporta l'andamento del coefficiente  $h$  di scambio termico, a parità di velocità ( $u = 1 \text{ m/s}$ ) e diametro interno della tubazione ( $d = 64 \text{ mm}$ ), al variare della temperatura.

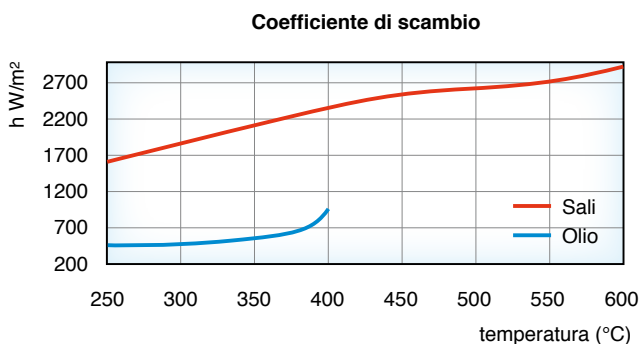


Fig. 14.20 - Confronto del coefficiente di scambio termico per un olio diatermico e per la miscela di sali fusi adottata nel progetto Archimede.

La curva riferita all'olio diatermico è interrotta a 400 °C poiché per temperature superiori insorgono sensibili fenomeni di decomposizione. Sono evidenti le migliori prestazioni dei sali fusi per ogni valore di temperatura: in particolare per le rispettive temperature medie di lavoro si ottiene:

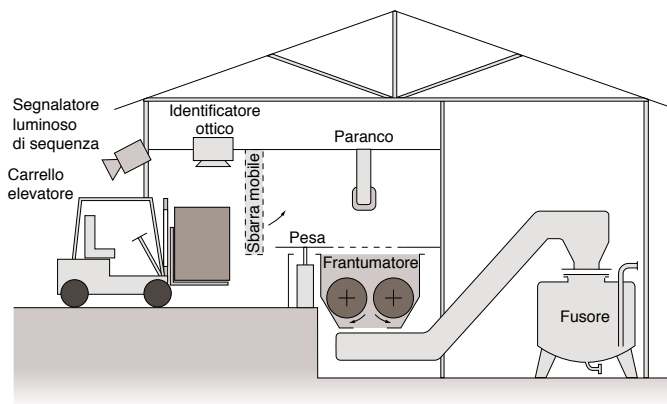
- $h_{sali(290-550)} = 2400 \text{ W/m}^2 \text{ K}$ ;
- $h_{olio(250-390)} = 500 \text{ W/m}^2 \text{ K}$ .

Una migliore capacità di scambio termico garantisce minori superfici di scambio e quindi minori costi relativi alla realizzazione del generatore di vapore.

### 14.7.2 Sistemi ausiliari per la gestione dei sali fusi

Generalmente i nitrati, per i quantitativi richiesti dall'impianto Archimede, vengono forniti in sacchi "big-bag" da 1.000 kg. I sacchi, di forma pressoché cubica, sono realizzati in materiale plastico (polipropilene) e possono essere impilati in genere su due strati. È da preferire dal punto di vista dei costi e della sicurezza del dosaggio, soprattutto per grossi quantitativi, l'approvvigionamento separato dei due sali.

Ogni sacco è dotato di un sistema di identificazione del contenuto, che consente a un impianto di lettura automatico, ottico o magnetico, di verificarne il contenuto per il controllo della procedura di caricamento. L'area per lo stoccaggio prevista per il primo caricamento dei sali è di circa 3000 m<sup>2</sup> ed è divisa in una zona per il nitrato di sodio (NaNO<sub>3</sub>) e una per il nitrato di potassio (KNO<sub>3</sub>).



*Fig. 14.21 - Sistema di movimentazione sali e di preparazione della miscela previa pesatura, frantumazione e fusione. Questa operazione è prevista solamente alla prima messa in servizio dell'impianto o per i rabbocchi periodici a seguito di svuotamenti per manutenzioni.*

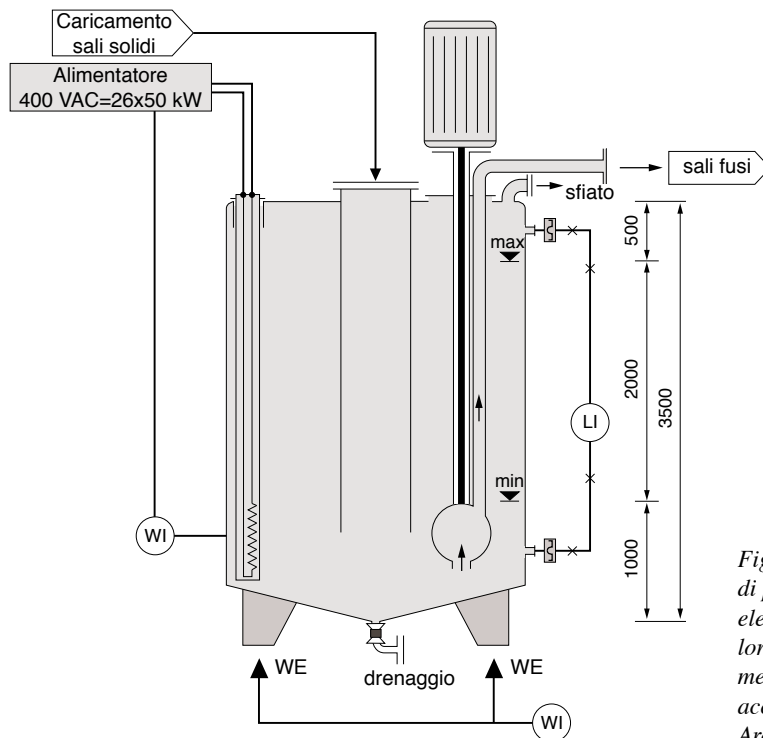
I sacchi contenenti il nitrato di sodio e potassio sono quindi trasportati dall'area di stoccaggio alla zona del fusore. È prevista anche una zona di stoccaggio giornaliera nei pressi del frantumatore per almeno 100 t di sale: ovvero 60 t di sodio nitrato e 40 t di potassio nitrato. Il trasporto avviene con carro a forche. Mediante l'ausilio di un sistema di sollevamento fisso (gru a bandiera o simile) il sacco di nitrato è prima pesato, quindi, dopo registrazione del peso, posto sulla bocca della tramoggia del frantumatore (vedi figura 14.21).

Il sistema di pesatura dei sacchi ha una precisione dell'1‰ e acquisisce in automatico la misura di peso e l'identificazione del tipo di sale. Il frantoio o frantumatore ha una portata non inferiore a 250 kg/min con dimensioni della pezzatura ottenuta non superiore a 0,01 m (1 cm).

Il trasportatore a nastro del sale dai silos del sale frantumato, alla tramoggia di carico del fusore ha una portata massima di 250 kg/min e consente una regolazione continua della portata da 0 fino a 250 kg/min. La tramoggia di alimentazione è posta sulla bocca di alimentazione del fusore e ha il solo scopo di convogliare il sale in arrivo dal nastro trasportatore all'interno del fusore.

Il fusore, il cui schema di principio è riportato nella figura 14.22, è dotato di un agitatore meccanico del bagno fuso, del tipo a elica ad asse verticale o inclinato, con controllo continuo del numero di giri del motore elettrico. L'albero e il corpo dell'agitatore sono realizzati in acciaio AISI 321 H.

Le operazioni di normale funzionamento della fusione del sale sono svolte per cariche complessive di 5 t per volta, preparate secondo la procedura definita precedentemente. Nel fusore deve essere normalmente presente un volume minimo di 2,5 m<sup>3</sup> di sale fuso alla temperatura di 340° ÷ 370° C. Il tempo medio di fusione per 1.000 kg di sale è dell'ordine di circa 7 min.

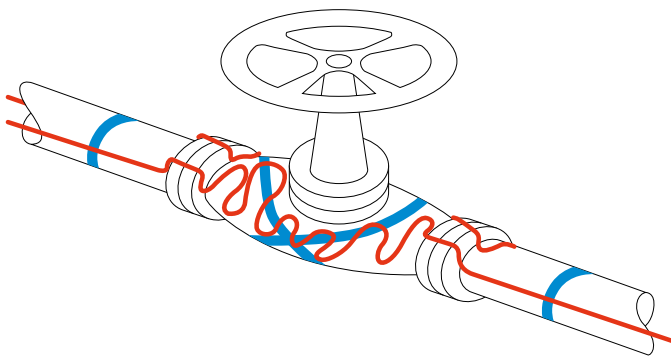


*Fig. 14.22 - Schema di principio del fusore elettrico dei sali per il loro successivo caricamento nel serbatoio di accumulo dell'impianto Archimede.*

La pompa per il trasporto dal fusore al serbatoio del sale fuso ha una portata minima di 500 kg/min con una prevalenza di circa 10 metri. Tutte le parti della pompa a contatto con il sale sono realizzate in acciaio AISI 321 H. La pompa è ad asse verticale. La costruzione della pompa è tale da consentire un completo drenaggio del sale fuso contenuto tra la girante e il corpo pompa, all'interno dei cuscinetti di strisciamento e tra l'albero di trasmissione e l'eventuale campana o tubo di contenimento dei cuscinetti.

### 14.7.3 Sistemi ausiliari di riscaldamento tubazioni

L'utilizzo della miscela di sali fusi come fluido termovettore di un impianto solare ha il vantaggio, rispetto ad altri tipi di fluido, di raggiungere elevate temperature di esercizio senza perdere le proprie caratteristiche chimico-fisiche, avere grande capacità di accumulo dell'energia termica e avere un basso costo di approvvigionamento. Il problema più importante di questo fluido è l'elevata temperatura di solidificazione pari a circa 238 °C, per cui risulta necessario durante l'esercizio dell'impianto mantenere la temperatura del fluido al di sopra di questo valore con un certo margine. Con impianto regolarmente in servizio, il mantenimento delle temperature minime di sicurezza, quando per esempio di notte non esiste la sorgente solare, è assicurato tramite una circolazione a bassa portata del fluido prelevato dal serbatoio di accumulo caldo verso tutto il campo solare. Questa energia termica, dispersa dal punto di vista della produzione elettrica, è debitamente messa in conto fra le perdite per ausiliari e globalmente assomma a qualche percento dell'energia raccolta nel giorno. Questo sistema permette il mantenimento in sicurezza dell'impianto anche per più giorni consecutivi, avendo a disposizione il serbatoio caldo che, grazie alla sua coibentazione, non perde a regime più di un grado al giorno per trasmissione termica verso l'ambiente. Particolare attenzione va posta invece nella fase di primo avviamento e riempimento della rete di tubazioni che si trovano a bassa temperatura e nelle fasi susseguenti a lunghi periodi di fermata dell'impianto.



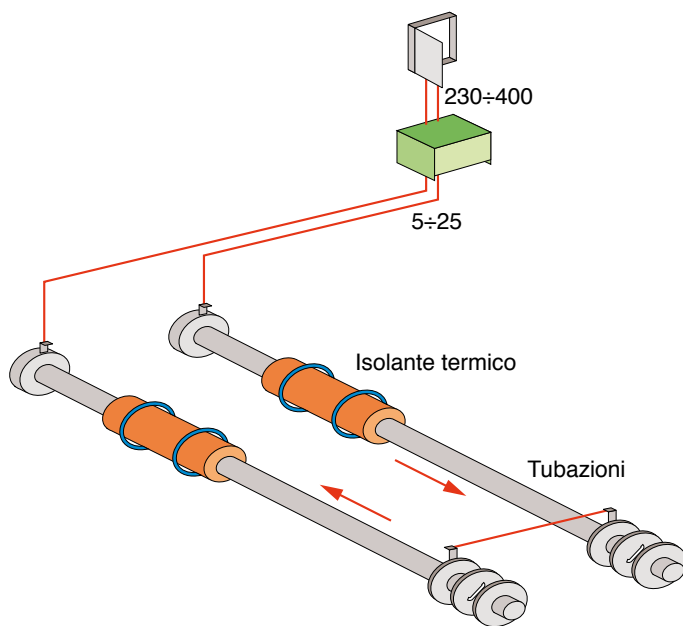
*Fig. 14.23 - Sistema di riscaldamento a cavi scaldanti. Questo sistema di riscaldamento (utilizzato in emergenza o per i riempimenti dell'impianto freddo con i sali fusi) è utilizzato per tutti i corpi massicci delle apparecchiature, quali valvole, bocchelli, scambiatori di calore.*

È quindi necessario prevedere, per risolvere tale problema, l'utilizzo di sistemi di riscaldamento delle tubazioni e dei componenti che siano semplici e affidabili. I sistemi di

riscaldamento previsti nell'impianto solare sono di tipo elettrico: in particolare sistemi con cavi scaldanti e sistemi per impedenza. I primi vengono utilizzati per il riscaldamento dei componenti (valvole, strumenti di misura, bocchelli ecc, vedi figura 14.23) mentre per le tubazioni vengono utilizzati i sistemi a impedenza (vedi figura 14.24).

Nel caso del sistema a impedenza, la stessa tubazione diventa un riscaldatore allorché nel suo spessore, lungo il percorso longitudinale, viene fatta passare una corrente elettrica con una tensione di pochi Volt. Quest'ultima viene ottenuta tramite opportuno trasformatore in corrente alternata, alimentato a 230-400 V con uscita a bassa tensione 5-25 V. La figura 14.26 rappresenta schematicamente questo tipo di sistema di riscaldamento elettrico applicato a tratti di tubazioni affiancate.

Sebbene questo sistema di riscaldamento risulti meno economico per il costo del trasformatore, ha il grande vantaggio di una lunga durata, poca manutenzione e un accurato controllo della temperatura.



*Fig. 14.24 - Sistema di riscaldamento a impedenza per tubazioni affiancate. Anche questo tipo di riscaldamento (principalmente utilizzato per i tubi ricevitori dei collettori solari) è da considerarsi di emergenza o per casi particolari di esercizio e manutenzione.*

Bisogna evidenziare il fatto che la possibilità di utilizzare come soluzione il sistema di riscaldamento per impedenza deriva dal fatto che la presenza di sali fusi come fluido termovettore garantisce, dal punto di vista delle correnti elettriche, il passaggio totale di queste solamente nella sezione della tubazione, tanto è vero che la resistività elettrica dei sali è senz'altro superiore a quella dell'acciaio impiegato nelle tubazioni. Infatti:

- resistività elettrica del sale a 300 °C  $1,42 \cdot 10^{-4}$  S/cm;
- resistività elettrica dell'acciaio AISI 321 a 300 °C  $95 \cdot 10^{-6}$  S/cm.

## 14.8 L'accumulo termico

### 14.8.1 Necessità e dimensionamento dell'accumulo

In questa sezione vengono riassunte e focalizzate le specifiche tecniche poste alla base della progettazione del sistema di accumulo termico a sali fusi, il quale svolgerà la funzione di accumulare l'energia termica raccolta dal sole e consentirne l'utilizzo in un qualsiasi momento. In particolare le specifiche progettuali sono:

- il sistema di accumulo deve essere composto da due serbatoi distinti; il primo deve svolgere la funzione di raccogliere, nelle normali condizioni di esercizio dell'impianto solare, i sali fusi in uscita dal campo specchi; nel secondo invece si riversano i sali fusi freddi una volta usciti dal generatore di vapore (GVS). Non si ricorre così alla tecnologia dell'unico serbatoio di accumulo con stratificazione termica dei sali fusi all'interno;
- la temperatura dei sali fusi all'uscita dal campo specchi è pari a 550 °C;
- in condizioni nominali di esercizio, la temperatura dei sali fusi in uscita dal GVS è pari a 290 °C;
- l'energia che deve essere accumulata all'interno del sistema per la produzione di vapore nel GVS deve essere pari a 100 MWh (autonomia massima di funzionamento dell'impianto solare in assenza di sole pari a circa 8 ore con una potenza termica di esercizio di circa 12 MW);
- la capacità di ciascun serbatoio deve essere dimensionata in modo da consentire di raccogliere l'intera quantità di sali fusi presente nell'impianto solare, qualora quest'ultimo dovesse essere completamente svuotato;
- per poter affrontare in estrema sicurezza l'eventualità della rottura di uno dei serbatoi e per garantire una maggiore flessibilità di esercizio, deve essere possibile travasare il contenuto tra l'uno e l'altro. Questa specifica comporta che i due serbatoi devono essere identici e che quindi il serbatoio freddo deve essere dimensionato come se dovesse funzionare a 550 °C;
- deve essere garantita la possibilità di utilizzare dei sistemi, direttamente immersi nel serbatoio, per riscaldare i sali fusi nei periodi di bassa insolazione;
- il sistema di accumulo deve possedere una vita utile pari a 25 anni.

Sono state studiate due soluzioni per la realizzazione dei serbatoi. La prima, con recipiente esterno in acciaio al carbonio, mattoni refrattari interni e camicia di contenimento corrugata in AISI 321H o 316 Ti. La soluzione comporta l'utilizzo di una sottile camicia corrugata a tenuta in AISI 321H o 316Ti in grado di assorbire le dilatazioni termiche e di scaricare il carico idrostatico dei sali fusi sui mattoni. Il mantello esterno del serbatoio può essere realizzato in acciaio al carbonio grazie all'abbattimento di temperatura effettuato dalla parete di mattoni refrattari; non è necessario sovrappessore di corrosione sull'acciaio al carbonio perché il sale non è in contatto con questo, ma è contenuto nella camicia corrugata in AISI 321H o 316Ti. La camicia corrugata tuttavia viene prodotta da pochi fornitori.

La seconda soluzione invece prevede un mantello realizzato in acciaio inossidabile AISI 321H o 316Ti di spessore sufficiente a contenere la spinta idrostatica del sale fuso (e di tutti i carichi esterni come vento, terremoto ecc). L'isolamento termico viene realizzato interamente all'esterno del mantello mediante fibra ceramica.

Dal punto di vista economico, la prima soluzione utilizza minore acciaio inossidabile, con conseguente risparmio sul materiale di base. Si è però scelto di realizzare la seconda soluzione poiché le dimensioni del serbatoio sono contenute e il maggior costo del materiale viene bilanciato dall'adozione di una soluzione molto collaudata, affidabile e con un vasta reperibilità sul mercato, oltre che a minor costo in termini di manodopera e conseguenti minori tempi di realizzazione.

La scelta è caduta sulla soluzione con mantello in acciaio inossidabile anche per il fatto che la sottile camicia corrugata rappresenta un elemento molto critico del progetto (è ricca di singolarità geometriche e lavora a fretting sui mattoni): eventuali perdite di sali ad altissima temperatura comporterebbero, infatti, problemi strutturali per il mantello esterno in acciaio al carbonio. La soluzione con lamiera corrugata sarà riesaminata per progetti di maggiori dimensioni anche in relazione alle condizioni specifiche di sito del relativo progetto.

Ciascuno dei serbatoi di accumulo è fornito di riscaldatori elettrici per prevenire il congelamento dei sali dovuto alle dispersioni termiche per conduzione, irraggiamento e convezione dalle superfici del serbatoio con l'ambiente esterno durante periodi prolungati di mancanza di apporto di energia termica solare.

Il sistema di riscaldamento elettrico comprende un gruppo di riscaldatori disposti orizzontalmente montati sulla parete dei serbatoi, distribuiti in senso radiale e posti a un'altezza dal fondo del serbatoio di circa 0,4 m e comunque inferiore al battente minimo del serbatoio (1 m). I riscaldatori sono elementi incamiciati, una soluzione che rende più agevole e facile la sostituzione di tali elementi scaldanti eventualmente danneggiati. Sono previste anche camicie aggiuntive per un futuro possibile potenziamento del sistema di riscaldamento.

#### **14.8.2 Serbatoio ad alta temperatura**

Nel serbatoio ad alta temperatura vengono accumulati i sali a 550 °C in uscita dal campo solare che sono poi avviati successivamente al GVS.

Prima di affrontare il dimensionamento del serbatoio è stata valutata la quantità complessiva di sale che lo stesso deve essere in grado di accogliere, sia per la funzione precipua di accumulo che di raccolta del sale nel caso di completo svuotamento dell'impianto. La quantità di sale presente nel campo solare e nelle tubazioni che collegano i serbatoi al campo solare e al GVS è stata valutata in prima approssimazione utilizzando dati come, ad esempio, l'effettiva planimetria del campo solare.

Comunque la massa principale del sale presente nell'impianto è una conseguenza della scelta dell'energia che si vuole rendere disponibile anche in assenza di radiazione solare: con la scelta di un accumulo termico di 100 MWh termici e con il salto di temperatura disponibile fra i due serbatoi, la massa complessiva di sale (accumulo, tubazioni, collettori, GVS) è stata valutata in circa 1.580 t con un volume (a 550 °C) pari a 913 m<sup>3</sup>.

L'effettivo volume di ciascuno dei due serbatoi è stato definito prevedendo, oltre alla quantità di sale appena descritta, anche uno spazio vuoto tra il livello massimo e il tetto del serbatoio e una quantità basilare di sali da lasciare sempre nel serbatoio, per un livello pari a un metro. Quest'ultima quantità assicura che il sistema di riscaldamento dei sali risulti immerso nei sali fusi in qualsiasi condizione di esercizio.

Il dimensionamento del serbatoio è stato svolto seguendo le linee guida della norma API

650 *Welded Steel Tanks for Oil Storage* API 650 con le sollecitazioni ammissibili previste per l'acciaio AISI 316 Ti e 321H dal codice ASME IID.

Il dimensionamento del serbatoio è il seguente:

- diametro serbatoio 13,5 m, altezza mantello 6,5 m, tetto emisferico di raggio pari al diametro del serbatoio;
- mantello in acciaio inossidabile AISI 316 Ti o AISI 321H; gli spessori varieranno dal piede alla cima;
- fondo piano di spessore minimo 7 mm con lamiere saldate di testa;
- coibentazione con materassini in fibra ceramica con relativo lamierino protettivo in alluminio di spessore minimo 350 mm.

Cercando di conseguire il duplice e contrastante obiettivo di ridurre le dispersioni termiche attraverso la fondazione e limitare la temperatura di esercizio del calcestruzzo (per garantirne la piena funzionalità è infatti necessario mantenere la temperatura a valori inferiori a 100 °C) è stato definito il seguente isolamento termico del sale fuso (partendo dal mantello e andando verso il basso):

- uno strato di sabbia fine e asciutta all'interno del quale è alloggiato il sistema di raccolta e individuazione delle perdite dal fondo del serbatoio (circa 7 cm);
- uno strato di mattoni refrattari isolanti (circa 13 cm);
- uno strato di isolante foamglass® (circa 20 cm);
- una lamiera in acciaio al carbonio di spessore sufficiente a sostenere la pressione sovrastante con bassa flessione (circa 2 cm);
- una griglia di travi in acciaio al carbonio HEA 300;
- una seconda griglia di muretti in calcestruzzo ruotata di 90 gradi rispetto alla precedente;
- la fondazione in cemento armato.

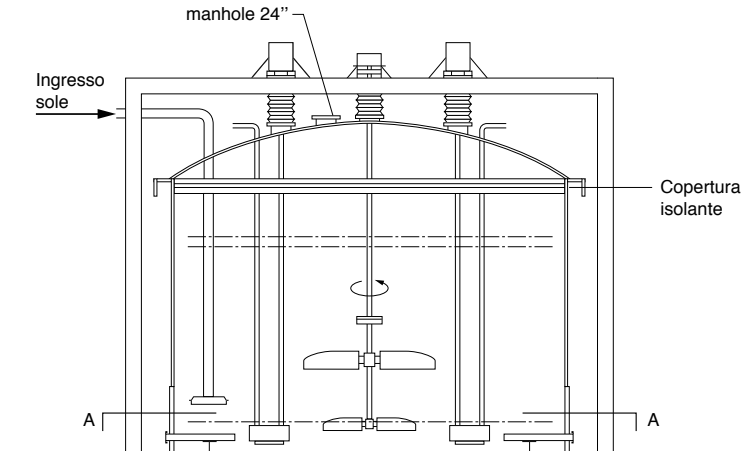
La doppia griglia ha il compito di permettere l'aerazione e il conseguente contenimento delle temperature del calcestruzzo.

Infine, partendo dal massimo livello del pelo libero del sale fuso e procedendo verso l'alto il serbatoio presenta le seguenti caratteristiche costruttive:

- dopo un tratto libero dal sale, la camera è chiusa superiormente da un diaframma autoportante di materiale isolante. Questo diaframma è attraversato dai passaggi per tubi, pompe, alberi di agitatori e per evitare che si crei una differenza di pressione tra la camera di contenimento e il sottotetto;
- una camera d'aria sotto il tetto;
- il tetto autoportante a cupola emisferica di raggio pari al diametro del serbatoio, saldato al mantello del serbatoio stesso in corrispondenza di un anello di irrigidimento posto in sommità;
- uno strato di coibentazione con materassini in fibra ceramica con relativo lamierino protettivo in alluminio.

I carichi provenienti da pompe e agitatori non graveranno sul tetto, bensì su una struttura a ponte sovrastante.

Lo schema di massima del serbatoio è riportato nella figura 14.25.



*Fig. 14.25 – Schema del serbatoio caldo di accumulo dei sali fusi, con i suoi ausiliari principali: pompe verticali di alimentazione del generatore di vapore (una di riserva all'altra), agitatore, riscaldatori elettrici sul fondo.*

Si riassumono di seguito infine le principali dotazioni del serbatoio:

- pompa di mandata (con opportuna ridondanza) al generatore di vapore; tale pompa è ad asse verticale con motore posto al di sopra del tetto;
- pompa di mandata (con opportuna ridondanza) al campo solare; tale pompa è ad asse verticale con motore posto al di sopra del tetto; tale pompa è, ovviamente, alloggiata in corrispondenza del serbatoio freddo;
- sistema di riscaldamento dei sali posto sul fondo per mantenere a livelli ammissibili la temperatura dei sali fusi durante i periodi di fermata dell'impianto, evitando la solidificazione degli stessi;
- per evitare qualsiasi fenomeno di stratificazione termica del sale fuso e quindi fenomeni di circolazione naturale, il serbatoio è dotato di un agitatore meccanico a elica;
- sistema di raffreddamento del basamento della fondazione;
- sono previsti i consueti passi d'uomo per consentire l'accesso al serbatoio nelle normali operazioni. Tali passi d'uomo sono, per quanto possibile, limitati al tetto del serbatoio per ridurre il più possibile la presenza di discontinuità sulla parete laterale del serbatoio;
- l'immissione dei sali fusi provenienti dal campo solare avviene dal tetto senza così alterare la continuità strutturale del mantello del serbatoio;
- per individuare per tempo l'eventuale presenza di perdite di sale fuso, è presente un sistema di monitoraggio delle temperature della parete laterale esterna del serbatoio, basato su una serie di termocoppie.

### **14.8.3 Serbatoio a bassa temperatura**

Come detto nel paragrafo precedente, il serbatoio a bassa temperatura è identico a quello ad alta temperatura. Rispetto a quest'ultimo la potenza termica dispersa nell'ambiente esterno risulta limitata a circa 80 kW.

## 14.9 Il generatore di vapore solare

### 14.9.1 Dimensionamento delle parti in pressione

Il dimensionamento dei tre scambiatori (economizzatore, evaporatore e surriscaldatore) costituenti il GVS (generatore di vapore solare) ha richiesto preliminarmente le seguenti scelte progettuali: configurazione geometrica del fascio tubiero e del mantello; orientamento dei tubi e del mantello rispetto al piano orizzontale; tipologia di circolazione all'interno dell'evaporatore: naturale, assistita o del tipo a "piscina" (evaporatore *kettle*).

Tra le svariate configurazioni geometriche, quelle adottate presentano le seguenti caratteristiche:

- l'economizzatore è con tubi a U e mantello rettilineo con due passaggi su entrambi i lati; l'entrata e l'uscita dei sali e dell'acqua hanno luogo quindi in corrispondenza della medesima estremità dello scambiatore; l'economizzatore è montato orizzontalmente; il sale, entrando dalla parte superiore, fluisce dal passaggio superiore a quello inferiore, mentre invece l'acqua, entrando dalla parte inferiore, fluisce in controcorrente, verso l'alto;
- l'evaporatore è di tipo verticale con il sale fuso fluente dal lato mantello e l'acqua all'interno dei tubi; il fascio tubiero è rettilineo con due piastre tubiere; la separazione fra acqua e vapore avviene in un corpo cilindrico posto alla sommità dell'evaporatore e munito di pompe di ricircolo;
- il surriscaldatore è con tubi e mantello a U, con un unico passaggio sia per il vapore, sia per il sale; i due rami paralleli della generica U, orizzontali, appartengono a un piano verticale; il sale entra nell'estremità superiore ed esce da quella inferiore, mentre il vapore entra in corrispondenza dell'uscita ed esce in corrispondenza dell'entrata del sale stesso.

La scelta della configurazione dell'economizzatore, assai diffusa e costruttivamente semplice, è stata dettata principalmente dall'opportunità di evitare il ricorso a sistemi a soffietto o a piastra flottante, atti a contenere le tensioni da dilatazioni termiche differenziali. Il montaggio con un'unica piastra tubiera saldata direttamente al mantello lato acqua e con tubi a U assicura contro qualsiasi eventualità di perdite di acqua pressurizzata all'interno del sale fuso. Una volta selezionata la configurazione con tubi a U, il posizionamento in orizzontale risulta migliore rispetto a quello verticale per motivi termoidraulici, per minore complessità di costruzione e messa in opera, per maggiore semplicità della struttura di sostegno e, infine, per la possibilità di drenare lo scambiatore durante le fasi di arresto dell'impianto. La configurazione dell'evaporatore permette una sua agevole e sicura gestione in fase di esercizio. Infine, per quanto riguarda il surriscaldatore, si è deciso di ricorrere alla autocompensazione "geometrica" delle dilatazioni termiche utilizzando due piastre tubiere distinte, per la zona ad alta temperatura e per quella a bassa temperatura.

Il GVS è costituito quindi da tre scambiatori di calore separati: un economizzatore, un evaporatore e un surriscaldatore. Lo schema di processo del GVS è riportato nella figura 14.26.

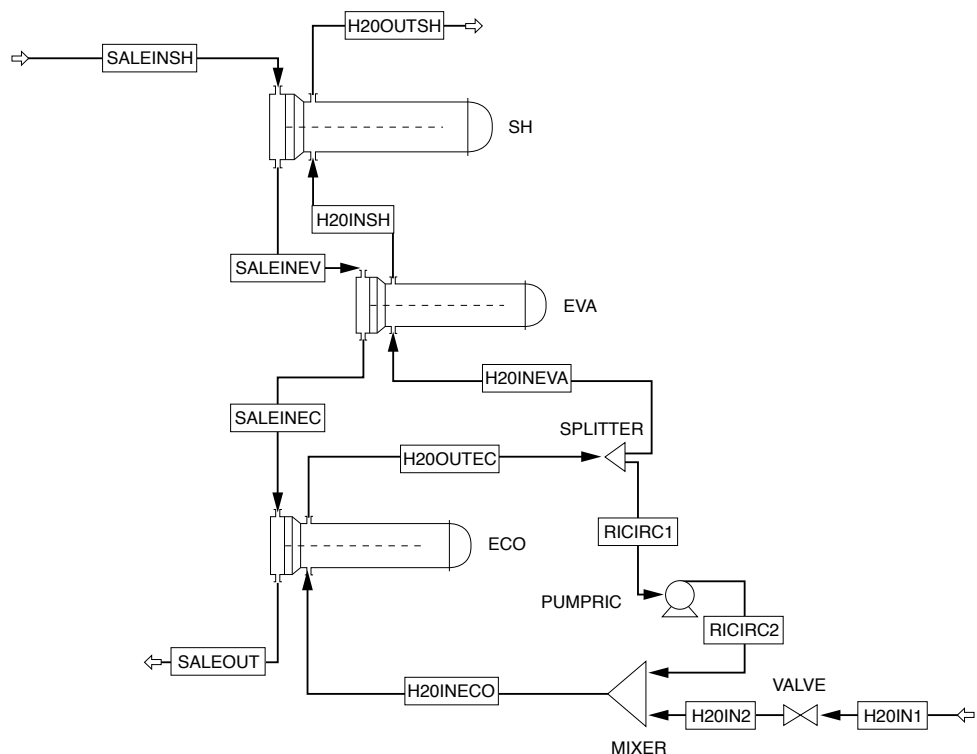


Fig. 14.26 - Schema di processo del generatore di vapore: dal basso verso l'alto, secondo il percorso acqua/vapore, si incontrano i seguenti componenti: economizzatore, evaporatore, surriscaldatore. Il percorso dei sali è inverso, in controcorrente rispetto a quello dell'acqua, con ingresso in corrispondenza del surriscaldatore.

La potenza termica che è stata presa a riferimento nella progettazione del GVS è pari a 12 MW.

L'acqua di alimento in ingresso al GVS viene prelevata dall'economizzatore n. 2 di alta pressione dell'attuale GVR del ciclo combinato, le cui condizioni termodinamiche sono le seguenti:

- temperatura: 245 °C;
- pressione: 104 bar.

Le condizioni termodinamiche del vapore prodotto dal GVS, in ingresso alla turbina di alta pressione del ciclo combinato, prese a riferimento per la progettazione, sono le seguenti:

- temperatura: 540 °C;
- pressione: 102 bar.

È previsto un ricircolo di acqua nell'economizzatore per ottenere, a valle del mescolamento in ingresso allo scambiatore, una temperatura dell'acqua pari a 238 °C.

Nella tabella 14.5 sono riportati i valori di temperatura, pressione e portata del sale e dell'acqua/vapore.

**Tab. 14.5 - Caratteristiche termodinamiche del GVS in condizioni nominali.**

<b>Specifiche funzionali lato acqua/vapore</b>		
Temperatura di ingresso ECO	°C	245
Temperatura di ingresso EVA	°C	302
Temperatura di ingresso SH	°C	312
Temperatura di uscita SH	°C	540
Pressione di ingresso ECO	bar	103
Pressione di ingresso EVA	bar	102
Pressione di ingresso SH	bar	102
Pressione di uscita SH	bar	102
Portata	kg/s	4,6
Portata all'interno dell'ECO	kg/s	6,85
<b>Specifiche funzionali lato sali</b>		
Temperatura di ingresso SH	°C	550
Temperatura di ingresso EVA	°C	477
Temperatura di ingresso ECO	°C	337
Temperatura di uscita ECO	°C	292
Pressione di ingresso SH	bar	7
Pressione di ingresso EVA	bar	6,5
Pressione di ingresso ECO	bar	6,2
Pressione di uscita ECO	bar	6
Portata	kg/s	30,5

Il bilancio di energia e di massa del GVS è stato effettuato avvalendosi di un modello numerico di simulazione costruito con il software commerciale Aspen Plus®. I valori della pressione acqua/vapore sono stati definiti partendo dal valore della pressione all'ingresso della turbina a vapore di alta pressione, fissato in 102 bar, e procedendo a ritroso.

La pressione di ingresso del sale fuso nel surriscaldatore è stata fissata tenendo conto che il sale stesso, una volta uscito dall'economizzatore, deve avere una prevalenza sufficiente per reimmettersi nel serbatoio freddo. Calcolando la caduta di pressione del sale nell'attraversamento del GVS, pari a 1 bar, la pressione del sale fuso in ingresso al surriscaldatore è stata fissata in 7 bar.

### **14.9.2 Integrazione fra generatore di vapore solare e ciclo combinato**

La centrale termoelettrica ENEL a ciclo combinato di Priolo Gargallo (vedi figure 14.27 e 14.28) è composta da due gruppi da 380 MW<sub>e</sub> ciascuno (250 MW<sub>e</sub> dalla produzione turbogas e 130 MW<sub>e</sub> da parte del vapore del ciclo a recupero), per una potenza complessiva di 760 MW<sub>e</sub>: il primo gruppo alimenta la rete elettrica nazionale a 220 kV, il secondo quella a 150 kV.



*Fig. 14.27 - Centrale termoelettrica ENEL di Priolo Gargallo. Sala macchine della parte a vapore del ciclo combinato.*



*Fig. 14.28 - Centrale termoelettrica ENEL di Priolo Gargallo. Vista dei due gruppi a ciclo combinato con in primo piano gli edifici dei turbogas e, dietro, i due GVR (Generatori di Vapore a Recupero).*

Dal punto di vista impiantistico, ogni gruppo è composto da un gruppo turbogas alimentato a gas naturale (Siemens V94 3/A), che produce una potenza nominale pari a  $250 \text{ MW}_e$  e che è accoppiato a un ciclo a vapore mediante un generatore di vapore a recupero (GVR) a

tre livelli di pressione, dove il calore scaricato dai prodotti della combustione del turbogas è sfruttato come sorgente termica.

Le turbine a vapore dei due gruppi sono sostanzialmente quelle di due vecchi gruppi termoelettrici degli anni '80 che, secondo il progetto iniziale, erano semplici cicli a vapore con caldaie di tipo olio/gas. Le turbine erano state progettate per produrre una potenza nominale di 329 MW<sub>e</sub>. Nel momento in cui si è deciso di convertire la vecchia centrale a vapore in gruppo combinato, le turbine sono state modificate per adeguarle alle nuove condizioni di esercizio. Infatti, nel ciclo combinato la turbina si trova a elaborare portate di vapore inferiori a quelle che erano prodotte dalla caldaia a olio e di conseguenza anche le pressioni di esercizio risultano diminuite. L'intervento di modifica ha comportato l'eliminazione dello stadio di controllo ad azione e la riprogettazione della sezione di alta pressione.

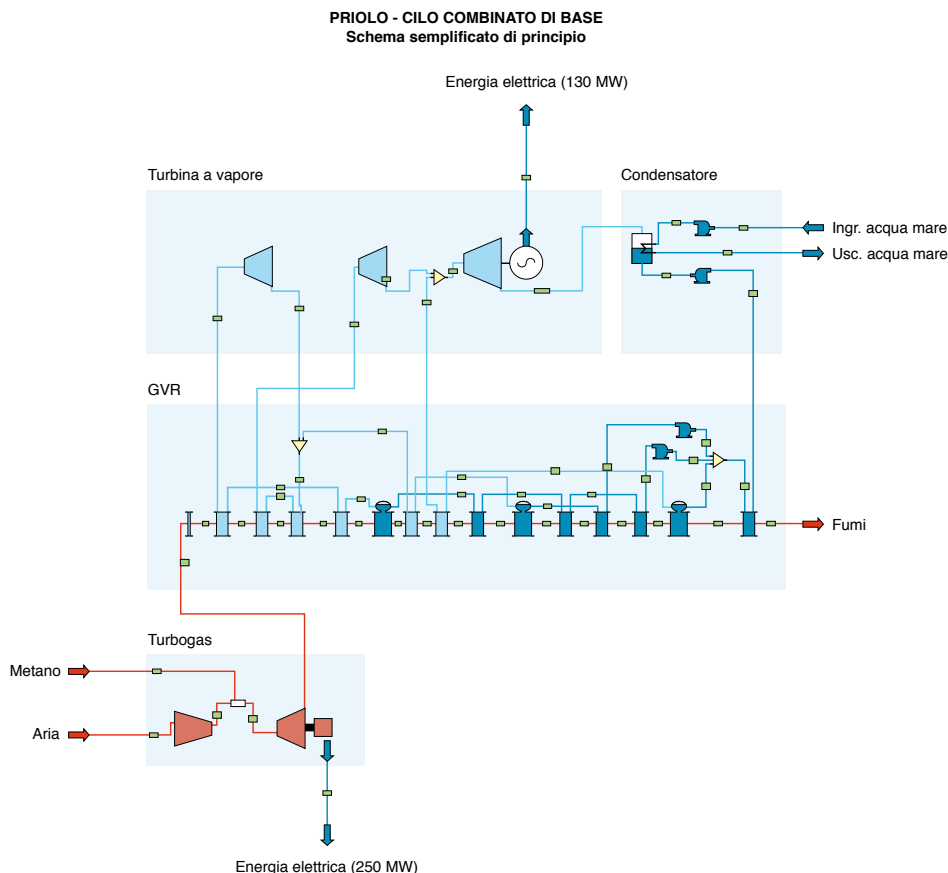


Fig. 14.29 – Schema di processo di uno dei due gruppi a ciclo combinato della Centrale ENEL di Priolo Gargallo, nel funzionamento di base precedente all'integrazione a energia solare.

Nello schema della figura 14.29 si individuano i quattro sottosistemi che compongono ciascun gruppo a ciclo combinato di Priolo Gargallo: il turbogas (TG), il generatore di vapore a recupero (GVR), la turbina a vapore (TV) e il condensatore (C). Il generatore di vapore a recupero (GVR) ha lo scopo di trasferire il calore dei gas di scarico del turbogas a un ciclo termico, al fine di ottenere vapore saturo e successivamente vapore surriscaldato e risurriscaldato, atto ad alimentare una turbina a vapore (TV) accoppiata al relativo alternatore.

I generatori di vapore a recupero installati nella centrale di Priolo Gargallo sono di tipo orizzontale, rispetto al flusso dei gas provenienti dalla turbina a gas TG. Sono composti da sezioni di scambio termico che producono vapore a tre livelli di pressione con banchi evaporanti a circolazione naturale, a tubi verticali, e privi di qualunque sistema di post-combustione.

Dal GVR esce vapore a tre diverse pressioni dette AP (alta pressione), MP (media pressione), BP (bassa pressione). Nella figura 14.29 è riportata la rappresentazione schematica dei vari banchi di riscaldamento del GVR. Tale immagine è un particolare estrapolato dallo schema complessivo dell'impianto che è stato modellato con l'ausilio del software commerciale Gate Cycle®. Si può osservare che, dal punto di vista del percorso dei fumi, tutti i banchi di riscaldamento sono disposti rigorosamente in serie.

L'acqua di alimento, proveniente dal condensatore, passa attraverso l'economizzatore di bassa pressione (ECO BP) dove viene preriscaldata fino a un valore di 10 °C inferiore alla temperatura del saturo. Per evitare possibili fenomeni di condensazione del vapore d'acqua contenuto nei fumi di scarico è stato previsto un sistema di ricircolo di parte dell'acqua in uscita dall'economizzatore ECO BP. Questo intervento è stato realizzato tramite una pompa (pompa ricircolo ECO) e una valvola di regolazione di temperatura che agiscono in modo tale da mantenere la temperatura in ingresso a questo scambiatore a circa 60° C.

La portata in uscita dall'ECO BP procede nel corpo cilindrico di bassa pressione (CC BP) che, collocato sotto la torretta degasante, serve da serbatoio di raccolta dell'acqua degasata. Nella figura 14.29 non compare il degasatore, dato che il modello dell'impianto è stato pensato per essere simulato in condizioni ideali, sia per quanto riguarda le condizioni ambientali di riferimento, sia per l'assetto isolato del ciclo. L'acqua saturo dal CC BP è inviata all'evaporatore di bassa pressione a circolazione naturale (EVA BP) che produce, oltre al vapore di processo, anche il vapore per il degasaggio dell'acqua alimento. Il vapore di processo di bassa pressione viene surriscaldato nell'SH BP per poi espandersi nella turbina di bassa pressione (TV BP).

Dal CC BP è anche derivata la linea che serve le pompe di acqua alimento per i livelli di alta e media pressione del GVR. La linea di media pressione è costituita dai seguenti scambiatori: economizzatore ECO MP, evaporatore EVA MP a circolazione naturale, surriscaldatore SH1 MP, e due risurriscaldatori attraversati dal vapore uscente dall'SH1 BP, sommato con quello proveniente dallo scarico della turbina di alta pressione (TV AP). La sezione di AP è caratterizzata da tre economizzatori, da un circuito evaporante a circolazione naturale e da due banchi di surriscaldamento.

La figura 14.30 riporta uno schema semplificato dell'impianto descritto, con l'aggiunta della parte solare integrata con l'impianto preesistente. Il vapore prodotto dall'impianto solare servirà a integrare quello prodotto dal recupero del calore dei fumi dei gruppi turbogas e alimenterà le due turbine a vapore a suo tempo utilizzate nella centrale a olio combustibile e riadattate per il funzionamento in ciclo combinato.

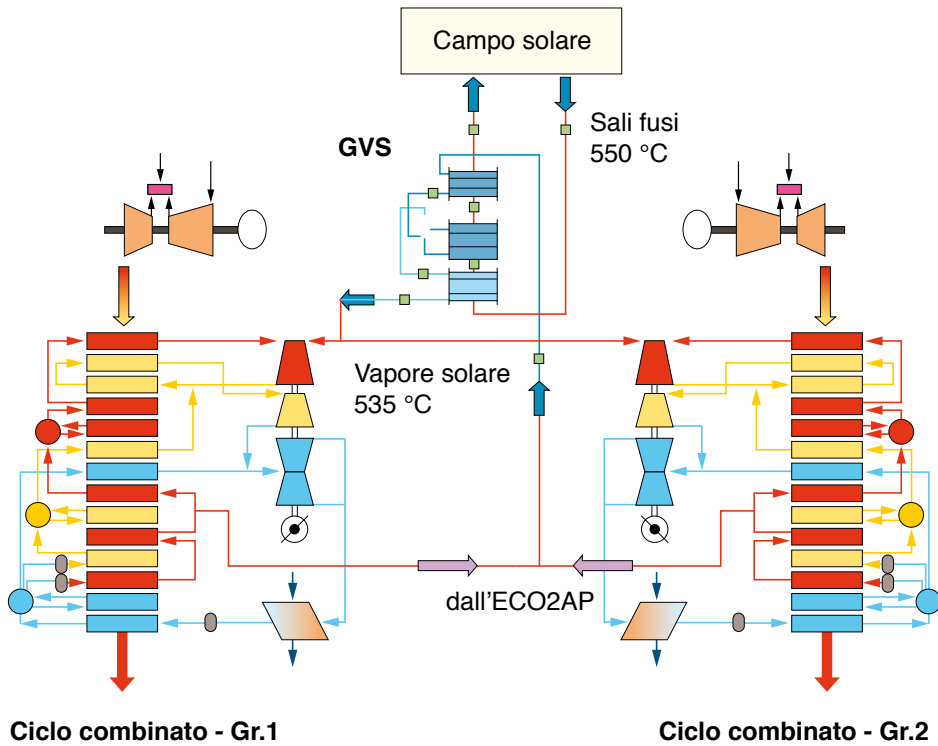


Fig. 14.30 - Schema di principio dei due gruppi della centrale ENEL di Priolo Gargallo con integrazione fra la parte solare e la parte tradizionale preesistente a ciclo combinato.

## 14.10 Bilanci energetici e prestazioni

La sintesi dei dati progettuali e delle prestazioni globali dell'impianto solare Archimede, così come descritto e integrato al ciclo combinato ENEL di Priolo Gargallo, è riportata nella tabella 14.6. I valori si riferiscono all'energia, rendimenti, ecc della produzione esclusivamente da fonte solare, da intendersi aggiuntiva a quella del normale funzionamento dell'impianto alimentato da gas naturale.

Tab. 14.6 – Dati generali dell'impianto solare Archimede e prestazioni globali su base annua.

<b>Orientamento collettori</b>		NS
<b>Radiazione diretta normale</b>	kWh/(m <sup>2</sup> a)	1936
<b>Radiazione media annua sui collettori<sup>1</sup></b>	kWh/(m <sup>2</sup> a)	1556
<b>Numero di collettori</b>		54
<b>Superficie collettori</b>	10 <sup>4</sup> m <sup>2</sup>	3,058

Continua...

...continua

<b>Potenza di picco del campo solare<sup>2</sup></b>	MW <sub>t</sub>	23,3
<b>Temperatura serbatoio caldo</b>	°C	550
<b>Temperatura serbatoio freddo</b>	°C	290
<b>Rendimento medio annuo di raccolta<sup>3</sup></b>	%	59,4
<b>Capacità accumulato</b>	MWh	100
<b>Potenza termica massima del GVS</b>	MW <sub>t</sub>	12
<b>Potenza elettrica nominale netta</b>	MW <sub>e</sub>	4,72
<b>Energia elettrica netta prodotta<sup>4</sup></b>	GWh <sub>e</sub> /a	9,215
<b>Ore annue di funzionamento previste</b>	h/a	5.110
<b>Fattore di utilizzazione dell'impianto<sup>5</sup></b>	%	40,3
<b>Rendimento medio annuo elettrico netto sul DNI</b>	%	15,6
<b>Risparmio di energia primaria<sup>6</sup></b>	TEP	2029
<b>Emissione CO<sub>2</sub> evitata</b>	t	6337

<sup>1</sup> Tiene conto dell'orientamento dei collettori e dell'effetto delle loro ombre.  
<sup>2</sup> Con un flusso solare di 1.000 Watt/m<sup>2</sup> e un'efficienza di picco dei collettori del 76%.  
<sup>3</sup> Calcolato sull'energia solare sul piano dei collettori.  
<sup>4</sup> Per ottenere la produzione netta dalla lorda, occorre detrarre l'assorbimento degli ausiliari relativi alla parte solare, stimati al 3% dell'energia prodotta.  
<sup>5</sup> Rapporto tra l'energia prodotta e quella producibile se l'impianto lavorasse alla potenza nominale per tutte le ore di funzionamento previste.  
<sup>6</sup> Si è considerato un consumo specifico termico medio di 2.184 kcal/kWh e un'emissione specifica di 670 g CO<sub>2</sub>/kWh, dati medi ENEL 2003 per produzione termoelettrica.

Ponendo uguale a 100 l'energia solare diretta di riferimento per il sito, a livello annuale, le varie trasformazioni energetiche dalla raccolta nel campo solare fino alla corrispondente energia elettrica netta in rete, possono essere schematizzate come nella figura 14.31 dove, in corrispondenza a ogni blocco elementare, sono evidenziate le perdite considerate e il conseguente rendimento parziale.

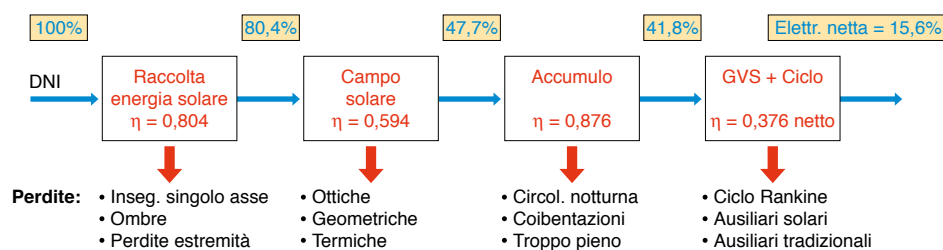


Fig. 14.31 - Schema a blocchi del processo energetico di trasformazione da energia solare (sotto forma di DNI) a energia elettrica netta in rete. Ogni blocco del disegno riporta il proprio rendimento di conversione, avendo evidenziato le perdite considerate nei relativi calcoli. I valori si riferiscono a un bilancio con base temporale annua (8.760 valori orari).

## Bibliografia

- CESI, Ricerca di Sistema, *Problematiche nello sviluppo di grandi impianti solari termoelettrici*, Rapporto ENERIN SFR01-032, Milano, 2000.
- Cucumo M.A., Marinelli V., Oliveti G., *Ingegneria solare, principi e applicazioni*, Pitagora editrice, Bologna, 1994.
- De Santoli L., *Fisica tecnica ambientale, trasmissione del calore*, vol. II, Casa editrice Ambrosiana, Milano, 1999.
- Dollo Corrado (a cura di), *Archimede, mito tradizione scienza*, Studio e Testi IV, Biblioteca di Nunciatus, Leo S. Olschki, Firenze, 1992.
- Duffie J.A., Beckman W.A., *Solar engineering of thermal processes*, John Wiley inc., New York, 1991.
- Kreith F., Kreider J.F., *Principles of solar engineering*, Mc Graw Hill Book Company, New York, 1978.
- Moncada Lo Giudice G., De Santoli L., *Progettazione di impianti tecnici*, Casa editrice Ambrosiana, Milano, 2000.
- Pilkington Solar International GmbH, *Status report on solar trough power plants*, Cologne, 1996.
- Rabl A., *Active solar collector and their applications*, Oxford University Press, New York, 1985.
- Simms Dennis L., *Archimedes and the burning mirrors at Syracuse*, Technology and Culture vol. 28, 1987.

