

**UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI BOLOGNA**

---

**DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA ELETTRICA**

Viale Risorgimento n°2 - 40136 BOLOGNA (ITALIA)



**QUADERNI DI ENERGIA ELETTRICA**  
**IMPIANTI SOLARI TERMOELETTRICI**  
**A CONCENTRAZIONE**

Alessandra Carota

Francesco Negrini

Luca Trevisani

*...nulla si crea,  
nulla si distrugge,  
tutto si trasforma...*

*Albert Einstein*

## INDICE

<b>Indice .....</b>	<b>I</b>
<b>Nomenclatura .....</b>	<b>III</b>
<b>Capitolo 1- Il sole e l'energia solare a concentrazione .....</b>	<b>5</b>
1.1 Il sole come risorsa .....	5
1.2 La costante solare .....	6
1.3 Le caratteristiche della luce solare.....	7
1.4 L'effetto serra .....	10
1.5 La posizione del sole .....	11
1.6 Calcolo dell'irraggiamento solare su una superficie inclinata collocata sul suolo terrestre	14
1.7 Il sole come fonte primaria delle energie rinnovabili.....	17
1.8 Il mercato attuale e potenziale del solare termoelettico a concentrazione .....	18
1.8.1 A livello mondiale .....	18
1.8.2 In Italia.....	21
1.9 Politiche d'incentivazione del solare termoelettico a concentrazione.....	22
1.9.1 A livello mondiale .....	22
1.9.2 In Italia.....	24
<b>Capitolo 2 - Gli impianti solari a concentrazione.....</b>	<b>27</b>
2.1 Storia degli impianti a concentrazione solare.....	27
2.2 Il principio di funzionamento .....	28
2.3 I principali componenti impiantistici.....	29
2.4 Le configurazioni tecnologiche esistenti .....	31
2.5 Il rendimento del solare a concentrazione .....	32
2.6 Vantaggi/svantaggi .....	33
2.7 Impieghi.....	34
<b>Capitolo 3 - Il budgeting degli impianti solari a concentrazione .....</b>	<b>37</b>
3.1 Introduzione e ipotesi .....	37
3.2 Considerazioni sull'inflazione .....	38
3.3 L'investimento.....	38
3.4 I ricavi operativi.....	39
3.5 I costi operativi .....	39
3.6 L'ammortamento .....	40
3.7 Calcolo del VAN .....	40
3.8 Procedura di calcolo del costo di produzione dell'energia elettrica.....	40
3.8.1 Effetto delle incentivazioni sul costo di produzione dell'energia elettrica.....	41
3.8.2 Semplificazioni nel calcolo del costo di produzione dell'energia elettrica .....	41
<b>Capitolo 4 - Impianti solari a concentratore parabolico cilindrico a fuoco lineare (Parabolic Trough).....</b>	<b>43</b>
4.1 Descrizione tecnica dei principali componenti.....	43
4.1.1 Il concentratore.....	43
4.1.2 Il ricevitore.....	47
4.1.3 Il fluido termovettore.....	49
4.1.4 La turbina a vapore.....	49
4.2 Il processo di generazione dell'energia .....	50
4.3 Esempi di impianti.....	52

---

4.4 Scenario di sviluppo .....	57
4.5 Vantaggi/svantaggi .....	65
<b>Capitolo 5 - Impianti solari a torre centrale(Central Tower) .....</b>	<b>67</b>
5.1 Descrizione tecnica dei principali componenti.....	67
5.1.1 Il concentratore.....	67
5.1.2 Il ricevitore.....	68
5.1.3 Il fluido termovettore primario .....	69
5.1.4 La turbina a vapore/a gas.....	69
5.2 Il processo di generazione dell'energia .....	70
5.3 Esempi di impianto.....	71
5.4 Scenario di sviluppo .....	76
5.5 Vantaggi/svantaggi .....	80
<b>Capitolo 6 - Impianti solari a concentratore parabolico a fuoco puntiforme (Parabolic Dish) .....</b>	<b>81</b>
6.1 Descrizione tecnica dei principali componenti.....	81
6.1.1 Il concentratore.....	81
6.1.2 Il ricevitore.....	85
6.1.4 Il fluido termovettore.....	87
6.1.5 Il motore Stirling.....	87
6.2 Il processo di generazione dell'energia .....	92
6.3 Esempi di impianto.....	93
6.4 Scenario di sviluppo .....	96
6.5 Vantaggi/svantaggi .....	97
<b>Bibliografia .....</b>	<b>99</b>

---

## NOMENCLATURA

**B&V** Black&Veatch  
**CCGT** Combined-Cycle Gas Turbine  
**CESI** Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano  
**CHP** Combined Production of Heat and Power  
**CSP** Concentrating Solar Power  
**CO<sub>2</sub>** Biossido di carbonio  
**CV** Certificati Verdi  
**DG** Distributed Generation  
**DSG** Direct Steam Generation  
**DoE** Department of Energy  
**EC** European Commission  
**EDI** Energy Development Index  
**EPA** Environmental Protection Agency  
**ECP** Engineering, Procurement and Construction  
**EU** European Union  
**FCR** Fixed Charge Rate  
**Gt** Giga tonnes  
**GW** Giga Watt  
**GWh** Giga Wattora  
**HCE** Heat Collection Element  
**HTF** Heat Transfer Fluid  
**IEA** International Energy Agency  
**ISCCS** Integrated solar combined cycle system  
**IGCC** Integrated Gasification Combined Cycle  
**kW** kilo Watt  
**kWh** kilo Wattora  
**LEC** Levelized Electricity Cost  
**MBTU** Million British Thermal Units  
**MW** Megawatt Ora  
**NREL** National Renewable Energy Laboratory  
**OPEC** Organization of the Petroleum Exporting Countries  
**RTO** Regional Transmission Organization (USA)  
**SCA** Solar Collector Assembly  
**SEGS** Solar Electric Generation Station  
**S&L** Sargent & Lundy  
**TPES** Total Primary Energy Supply  
**TW** Tera Watt  
**TWh** Tera Wattora  
**UfM** Union for Mediterranean  
**VAN** Valore Attuale Netto  
**WEO** World Energy Outlook  
**WHO** World Health Organization  
**WTO** World Trade Organization



## CAPITOLO 1

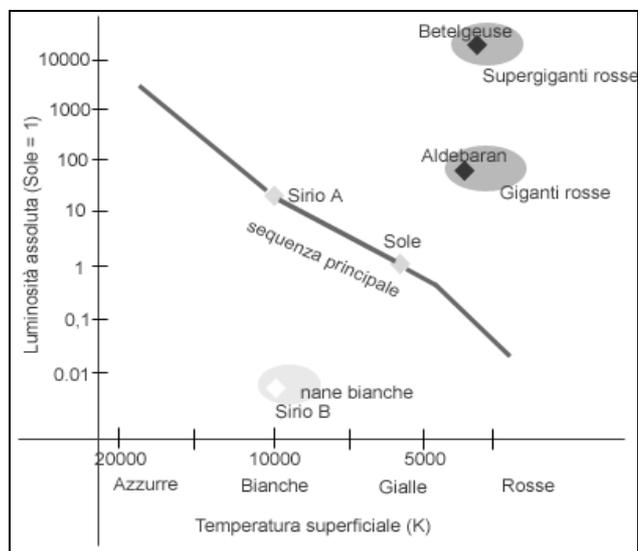
## IL SOLE E L'ENERGIA SOLARE A CONCENTRAZIONE

## 1.1 IL SOLE COME RISORSA

Il sole è la principale fonte di energia rinnovabile disponibile sulla terra. E' composto per l'80% di idrogeno, il 20% di elio, e il restante 0,1% di altri elementi (Tabella 1). Rappresenta l'astro centrale del sistema solare, è considerato l'astro più luminoso del cielo, ma appartiene in realtà alla sequenza principale di Hertzsprung e Russel: il sole non è altro che uno dei miliardi di stelle che popolano la via Lattea (Figura 1).

Massa Idrogeno	$m_i = 1,67356 \cdot 10^{-27} \text{ kg}$
Massa Elio	$m_e = 6,64658 \cdot 10^{-27} \text{ kg}$
Massa Sole	$m_s = 1,9891 \cdot 10^{30} \text{ kg}$
Velocità Luce	$c = 2,997792458 \cdot 10^8 \frac{\text{m}}{\text{s}}$
Raggio Sole	$R_s = 6,926 \cdot 10^5 \text{ km}$
Area superficie Sole	$A_s = 6,089 \cdot 10^{12} \text{ km}^2$
Volume Sole	$V_s = 1,41 \cdot 10^{27} \text{ m}^3$
Distanza Sole-Terra	$R_{ST} = \begin{matrix} 1,471 \cdot 10^8 \text{ km (min)} \\ 1,521 \cdot 10^8 \text{ km (max)} \end{matrix}$

**Tabella 1:** Dati caratteristici del sole [33].



**Figura 1:** Diagramma di Hertzsprung e Russel. *Errore. L'origine riferimento non è stata trovata..*

Nel sole si susseguono numerose reazioni nucleari di fusione, responsabili della produzione di calore che viene trasmesso dagli strati interni verso quelli esterni per conduzione, convezione ed irraggiamento, e dagli strati esterni verso lo spazio circostante per irraggiamento. La reazione termonucleare più importante è quella che trasforma l'idrogeno in elio: la massa di un nucleo di elio è più piccola di quella dei quattro protoni originari ed il difetto di massa viene convertito in energia.

La struttura del sole è così composta (Figura 2):

- **Nucleo** ( $0 \div 0,23 R_s$ ). E' la zona più interna del sole, dove avvengono le reazioni termonucleari di fusione dell'idrogeno. Contiene il 40% della massa solare, il 15% del volume e vi viene generato il 90% dell'energia. Ha una temperatura di  $13 \cdot 10^6 \text{ K}$ , una pressione elevatissima intorno a  $500 \cdot 10^9 \text{ atm}$ , e una densità è di circa  $150 \text{ g/cm}^3$ . Date queste condizioni fisiche, la materia si trova sotto forma di "plasma" cioè di gas completamente ionizzato;
- **Zona Radiativa** ( $0,7 R_s$ ). Assorbe l'energia prodotta dal Nucleo e la trasmette per irraggiamento agli strati superiori. Ha una temperatura di  $130.000 \text{ K}$  e una densità di  $70 \text{ kg/m}^3$ ;
- **Zona Convettiva** ( $0,7 \div 1,0 R_s$ ). Trasporta l'energia verso l'esterno mediante moti convettivi. Ha uno spessore di  $450.000 \text{ km}$ , una temperatura di  $5.000 \text{ K}$  e una densità di  $10^{-5} \text{ kg/m}^3$ ;

- Zona Fotosfera ( $1,0 R_S$ ). E' lo strato superficiale del sole, ossia la "zona di emissione della luce visibile". Ha uno spessore di 300 km, una temperatura di 5.800 K e una bassissima densità (circa  $10^{-4}$  volte la densità dell'aria al livello del mare). E' sede di fenomeni come le macchie solari e i flare;
- Strato d'Inversione ( $> 1,0 R_S$ ). E' uno strato di gas più freddi la cui profondità è di diverse centinaia di km;
- Cromosfera ( $\gg 1,0 R_S$ ). E' uno strato trasparente di  $10^4$  km, visibile solamente con filtri speciali o durante le eclissi totali di sole. E' interessato da diversi fenomeni emissivi come le spicule e le protuberanze solari;
- Corona ( $\gg 1,0 R_S$ ). E' la parte più esterna dell'atmosfera solare costituita da particelle di gas ionizzate. Non ha limiti definiti e si estende per decine di milioni di km in modo molto tenue, la temperatura è di  $3 \cdot 10^6 K$  e la densità è di  $10^{-20} g/cm^3$ .

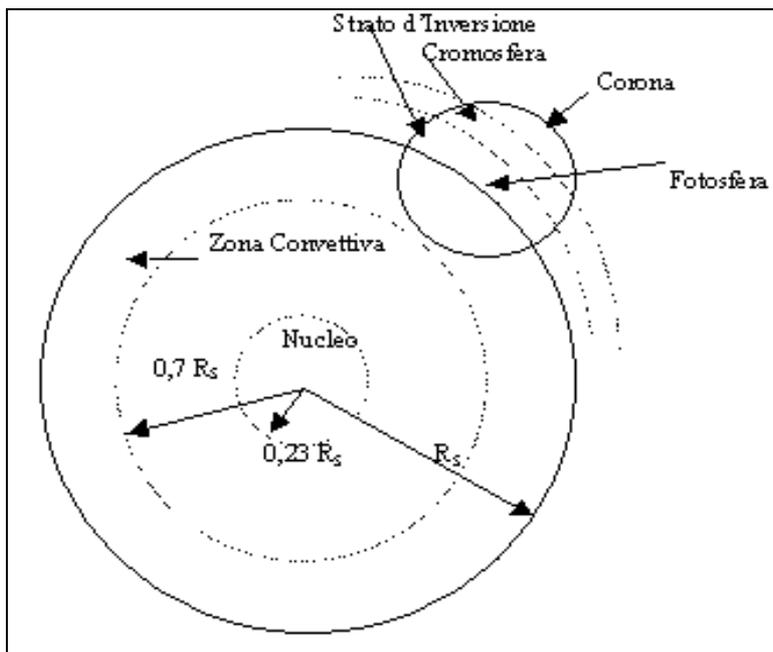


Figura 2: La struttura del sole [33].

## 1.2 LA COSTANTE SOLARE

Il sole irradia energia perché all'interno del suo nucleo avvengono continuamente delle reazioni di fusione termonucleare che convertono massa in energia. Vi sono diversi passi nella reazione, che in definitiva fonde atomi di idrogeno e crea atomi di elio ed energia. Essendo la massa dell'atomo di elio minore della somma delle masse dei 4 atomi di idrogeno, la loro differenza viene trasformata in energia.

Secondo la relazione di Einstein  $E = mc^2$ , in cui  $E$  è l'energia perduta,  $m$  è la massa perduta con la reazione e  $c$  è la velocità della luce, Per ogni atomo di elio prodotto dalle reazioni di fusione, si ha la trasformazione di energia di una massa  $m = 4,76350 \cdot 10^{-29} kg$ , per cui:

$$E = mc^2 = 4,763530 \cdot 10^{-29} kg \cdot 8,98 \cdot 10^{16} \frac{m}{s} = 4,2828408 \cdot 10^{-12} J \quad (1.1)$$

Il sole perde complessivamente  $4,3 \cdot 10^9 kg/s$ , il che significa che, dividendo questo valore per la massa su calcolata, questa reazione avviene  $10^{38}$  volte al secondo e che perciò la potenza totale sviluppata dal sole è  $P_s = 3,845 \cdot 10^{20} MW$ , da cui si ricava l'irraggiamento alla superficie solare:

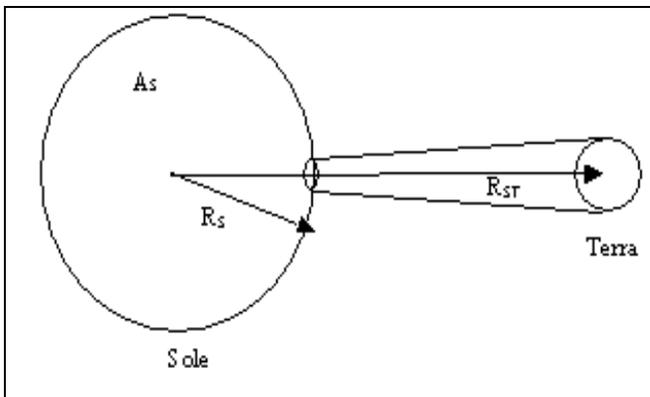
$$I_s = \frac{P_s}{A_s} = 63,17 \frac{MW}{m^2} \quad (1.2)$$

Se poi consideriamo che quando raggiunge la terra questa potenza è distribuita sull'area di una sfera ( $4\pi R^2$ ), avente per raggio la distanza sole terra, possiamo applicare il principio di conservazione dell'energia e dire che l'irraggiamento moltiplicato per l'area è costante. Ne ricaviamo allora che la *costante solare*, ossia l'energia irraggiata dal sole nell'unità di tempo su di una superficie unitaria della terra al di sopra dell'atmosfera, in direzione normale alla direzione dei raggi solari è data da:

$$I_T = I_S \frac{R_S^2}{R_{ST}^2} = 1,325 \div 1,417 \frac{W}{m^2} \tag{1.3}$$

La variazione di  $I_T$  dipende da vari fenomeni, tra cui il più importante è la variazione della distanza sole terra che è massima nel solstizio d'estate e minima nel solstizio d'inverno. Nei calcoli si considera un valore medio pari a  $I_T = 1,367 \text{ W/m}^2$ .

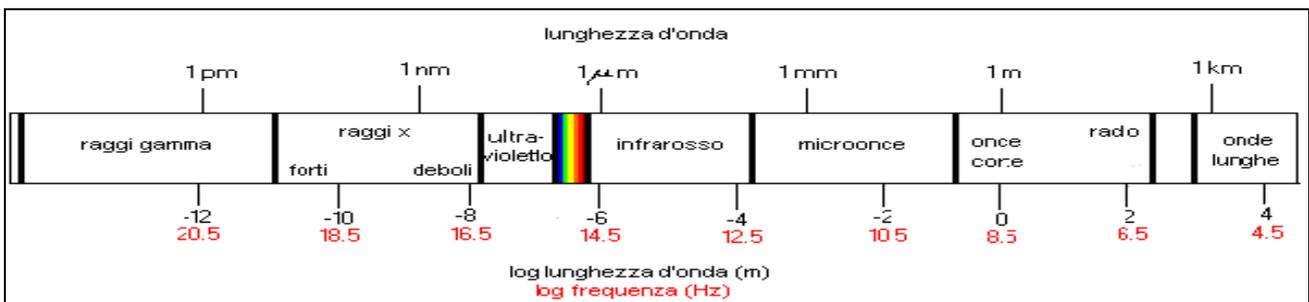
Tenuto conto quindi della superficie sferica del nostro pianeta, la potenza solare che viene indirizzata sulla terra ha un valore di  $174 \cdot 10^6 \text{ GW}$ : in altri termini l'energia solare arriva sulla terra al ritmo di  $174 \cdot 10^6 \text{ GJ/s}$ .



**Figura 3:** Schema per il calcolo della costante solare [44].

### 1.3 LE CARATTERISTICHE DELLA LUCE SOLARE

L'energia irraggiata dal sole sulla superficie terrestre, al di sopra dell'atmosfera, è costituita da radiazioni elettromagnetiche per lo più con una lunghezza d'onda compresa tra i  $0,17 \div 4 \mu\text{m}$  (onde corte), a cui corrispondono diversi colori (Figura 4, Tabella 2).



**Figura 4:** Spettro delle radiazioni elettromagnetiche [53].

<i>Tipo di radiazione elettromagnetica</i>	<i>Frequenza</i>	<i>Lunghezza d'onda</i>
<i>Onde radio</i>	$< 3\text{GHz}$	$>10\text{ cm}$
<i>Microonde</i>	$3\text{ GHz}\div 300\text{GHz}$	$10\text{ cm}\div 1\text{ mm}$
<i>Infrarossi</i>	$300\text{ GHz}\div 428\text{ THz}$	$1\text{ mm}\div 700\text{ nm}$
<i>Luce Visibile</i>	$428\text{ THz}\div 749\text{ THz}$	$700\text{ nm}\div 400\text{ nm}$
<i>Ultravioletti</i>	$749\text{ THz}\div 30\text{ PHz}$	$400\text{ nm}\div 10\text{ nm}$
<i>Raggi X</i>	$30\text{ PHz}\div 300\text{ EHz}$	$10\text{ nm}\div 1\text{ pm}$
<i>Raggi Gamma</i>	$>300\text{ EHz}$	$<1\text{ pm}$

**Tabella 2:** Nomi, frequenze e lunghezze delle radiazioni elettromagnetiche [53].

Secondo la formula di Planck l'energia emessa dal sole per ogni lunghezza d'onda è descritta da:

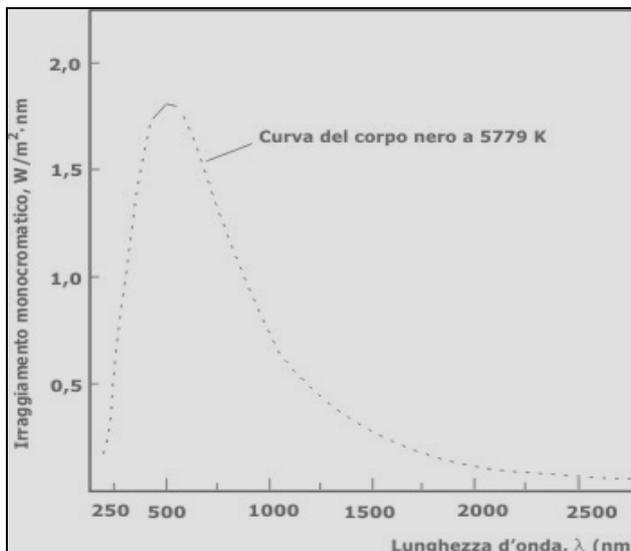
$$E = \frac{3,74 \cdot 10^8}{\lambda^5 \left[ e^{\frac{14.400}{\lambda T}} - 1 \right]} \tag{1.4}$$

La formula 1.6 si basa sul noto modello detto “del corpo nero”, in cui il sole ha caratteristiche di perfetto assorbimento e di perfetta emissione. Applicando la relazione per la temperatura del sole otteniamo la curva dello spettro solare.

Calcolando l'integrale della curva di Planck (area sottesa dalla curva) si ottiene l'irraggiamento totale in funzione della temperatura, dato dalla legge di Stefan-Boltzmann:

$$I = A\sigma T^4 \tag{1.5}$$

dove  $\sigma = 5,67051 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$  è la costante di Stefan-Boltzmann, e  $A$  è l'area (Figura 5).



**Figura 5:** Spettro di emissione di un corpo nero a  $T=5.777\text{ K}$  [53].

Per un area  $A = 1\text{ m}^2$ , possiamo calcolare che:

$$T = \sqrt[4]{\frac{I_s}{\sigma}} = \sqrt[4]{\frac{63.170.000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{5,67051 \cdot 10^{-8} \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}^4}}} = 5.777\text{ K} \tag{1.6}$$

Quindi, nel modello del corpo nero, la temperatura della superficie del sole è  $5.777\text{ K}$ .

### 1.4 LA RADIAZIONE SOLARE DISPONIBILE AL SUOLO

Una considerevole frazione delle radiazioni solari che giunge nella parte superiore dell'atmosfera viene da essa assorbita e riflessa, cosicché solo il 51% circa della radiazione solare complessiva riesce a raggiungere la superficie terrestre.

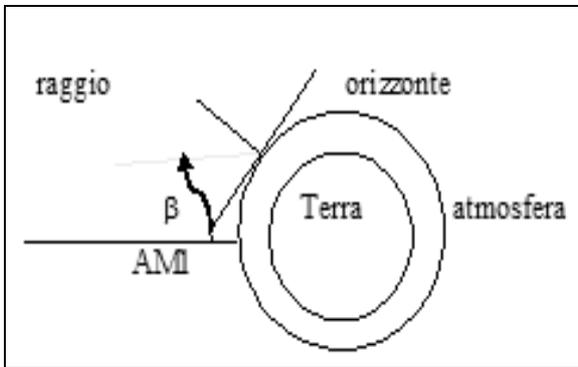
L'atmosfera terrestre filtra la luce solare tagliandone alcune frequenze. Questo si riscontra facilmente di sera, quando il sole appare rosso a causa del taglio delle frequenze corrispondenti agli altri colori. Il taglio dipende dalla inclinazione con cui arrivano i raggi sulla terra.

Al crescere della porzione di atmosfera attraversata dalla luce, diminuisce l'energia contenuta. La porzione di atmosfera attraversata si esprime con il coefficiente *AM* (Air Mass):

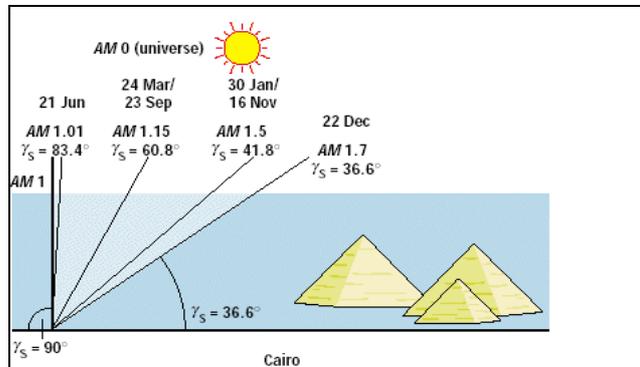
$$m = \frac{1}{\text{sen}(\beta)} \tag{1.7}$$

dove è  $\beta$  l'angolo tra il raggio solare e la orizzontale terrestre (Figura 6).

Per direzioni perpendicolari alla terra, Air Mass sarà 1 o *AM1* (non possibile in Italia), mentre all'esterno dell'atmosfera sarà 0 o *AM0*; durante il pomeriggio potrebbero avere valori tipo *AM5* o superiori (Figura 7).



**Figura 6:** Calcolo del coefficiente Air Mass [44].



**Figura 7:** Calcolo del coefficiente Air Mass al Cairo [44].

La luce è visibile solo per alcune lunghezze d'onda  $\lambda = 0,4 \div 0,8 \mu m$ . L'energia corrispondente ad ogni lunghezza d'onda è inversamente proporzionale a  $\lambda$  per la relazione di Plank:

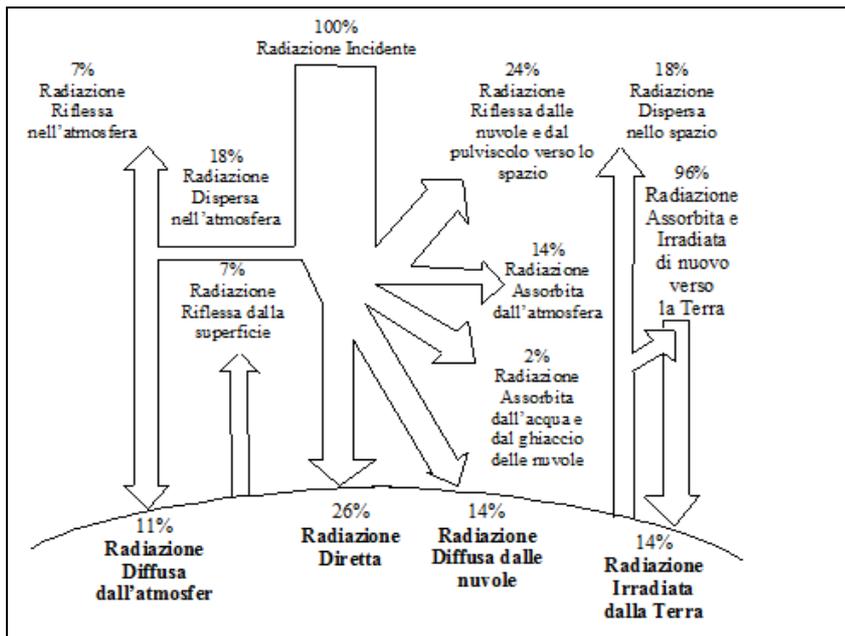
$$E = \frac{h \cdot c}{\lambda} \tag{1.8}$$

Al passaggio nell'atmosfera, la luce subisce attenuazioni della sua energia per alcune lunghezze d'onda; al crescere del coefficiente air mass, si abbassa il profilo dello spettro di frequenza.

Una volta che le radiazioni solari hanno attraversato l'atmosfera e sono giunte sulla superficie terrestre, quest'ultima non riesce a trattenere tutte le radiazioni che riceve e il 4% circa di essa viene riflessa. Si ha quindi che le radiazioni solari effettivamente assorbite dal suolo costituiscono circa il 47% della radiazione solare che investe il limite superiore dell'atmosfera.

Le radiazioni assorbite dal suolo riscaldano la Terra, che a sua volta, irradia energia verso l'esterno sotto forma di onde elettromagnetiche (infrarossi). Queste onde vengono in gran parte assorbite dai gas atmosferici. Il riscaldamento dell'atmosfera quindi deriva non solo dall'energia che riceve direttamente dal Sole, ma anche dall'irraggiamento proveniente dalla Terra. La frazione di potenza termica assorbita dall'atmosfera viene a sua volta riemessa in parte verso l'esterno, in parte verso la superficie terrestre, che così viene riscaldata anche da questa radiazione di ritorno.

Il comportamento dell'atmosfera quindi è quello tipico dei vetri di una serra, impedendo la dispersione delle radiazioni emesse dal suolo, che così si mantiene caldo. Questo fenomeno è il noto "effetto serra". A causa dell'effetto serra, la temperatura della superficie terrestre risulta notevolmente superiore a quella che avrebbe, se la Terra fosse priva di atmosfera. (Figura 8).



**Figura 8:** Bilancio termico dell'atmosfera [26].

In sintesi la radiazione solare totale che la superficie terrestre riceve può essere così scomposta:

- **Radiazione diretta:** è la parte di radiazione che giunge nella direzione dei raggi solari senza subire né diffusioni, né riflessioni da parte dell'atmosfera e delle nuvole, e quindi costituita da raggi pressoché paralleli in cui l'apertura angolare del sole è inferiore a 1°;
- **Radiazione diffusa:** è la parte di radiazione che a causa dello scattering dell'atmosfera e dell'assorbimento da parte delle nuvole proviene da tutte le direzioni;
- **Radiazione riflessa:** è la parte di radiazione che proviene dalle riflessioni del terreno e degli oggetti che circondano la superficie.

La quantità di luce disponibile in un sito per la produzione elettrica può essere misurata con il luxmetro o fotometro (si basa sulla differenza di riscaldamento tra due lastrine di cui una nera e una bianca, la temperatura viene rilevata da una termocoppia). La variazione di anno in anno può essere rilevante, in funzione della presenza di nuvole, della pulizia dell'aria, dei cicli solari.

Più in generale, comunque, le variazioni di insolazione sulla terra dipendono dai seguenti cicli di movimento tra terra e sole:

- La rotazione che determina il giorno e la notte;
- La rotazione attorno al sole, che a causa dell'inclinazione dell'asse terrestre rispetto all'asse dell'ellittica solare determina le stagioni;
- I movimenti di Milankovitch di variazione di eccentricità (passa da un'orbita praticamente circolare con lo 0,5% di eccentricità ad un massimo del 6%, ogni 100.000 anni);
- I movimenti di variazione di inclinazione (passa da 21,5° a 24,5° ogni 41.000 anni);
- I movimenti di variazione di precessione, ossia di rotazione dell'asse terrestre rispetto ad un asse passante per il centro della terra e ortogonale all'ellittica (un giro ogni 23.000 anni).

Oltre a questi movimenti c'è poi un ciclo di funzionamento del sole, con apparizione di macchie solari (zone più fredde, 4.500 K, sulla superficie solare).

## 1.4 L'EFFETTO SERRA

Si è visto sopra che la luce solare corrisponde ad un fascio di onde elettromagnetiche che vengono in parte assorbite dalla superficie terrestre e in parte irradiate da quest'ultima verso l'esterno sotto forma di onde elettromagnetiche a minore frequenza (verso l'infrarosso). La presenza nell'atmosfera di alcuni gas trattiene queste onde aumentando quindi il calore trattenuto e quindi la temperatura della terra.

I maggiori gas ad effetto serra sono:

- Anidride carbonica  $CO_2$  ;
- Metano  $CH_4$  ;
- Protossido di azoto  $N_2O$  ;
- Idrofluorocarburi  $HFC$  ;
- Perfluorocarburi  $PFC$  ;
- Esafluoruro di zolfo  $SF_6$  .

Di questi il più diffuso e importante è la  $CO_2$ , infatti le emissioni di gas serra si calcolano in tonnellate equivalenti di  $CO_2$ .

Di per se il fenomeno dell'effetto serra non sarebbe negativo, dato che consente alla terra di avere una temperatura adatta alla sopravvivenza degli esseri viventi (senza atmosfera la temperatura media della superficie terrestre sarebbe di  $-18\text{ }^\circ\text{C}$ ). Il fenomeno ha assunto rilievo nell'ultimo secolo a causa dell'amplificarsi di alcuni effetti in relazione all'aumento dell'impiego delle fonti fossili per produrre energia la cui combustione vede come principale prodotto della reazione l'emissione di  $CO_2$ .

Per capire meglio l'incidenza della produzione di da parte delle fonti fossili, si ha che la combustione di un atomo di carbonio  $C$ , costituente principale del carbone con l'ossigeno  $O_2$ , dà luogo ad una molecola di  $CO_2$ , e può essere rappresentata dalla reazione:



Similmente, la combustione di una molecola di benzene  $C_6H_6$ , idrocarburo tipico tra i costituenti del petrolio:



ed analogamente per il metano  $CH_4$ , principale costituente del gas naturale:



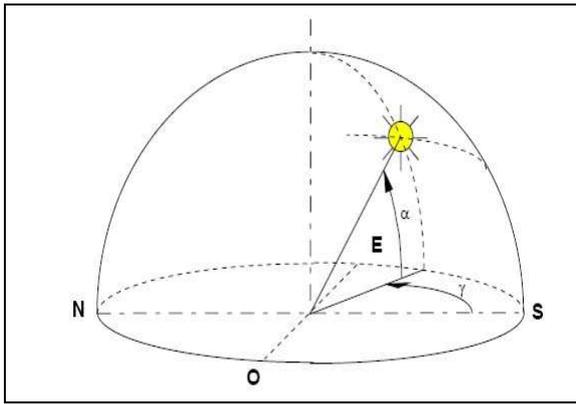
In tutti i casi di combustione delle fonti fossili si producono quindi: energia termica, vapore d'acqua  $H_2O$ , anidride carbonica  $CO_2$ , gas inquinanti (ossidi di zolfo, ossido di azoto e acido cloridrico), polveri fini.

I gas inquinanti sono invece quelli dovuti alla incompleta combustione o alla presenza di polveri fini, associate alle impurezze presenti nelle fonti fossili, e costituisce la parte più dannosa delle emissioni.

## 1.5 LA POSIZIONE DEL SOLE

La posizione del sole rispetto alla terra, in un certo istante dell'anno e in una determinata località, può essere individuata mediante i seguenti due angoli caratteristici (Figura 9):

- Altezza solare o elevazione  $\alpha$   
E' la distanza angolare tra il piano orizzontale e il raggio solare;
- Azimut solare  $\gamma$   
E' la distanza angolare misurata tra il sud e la proiezione del raggio solare sul piano orizzontale. E' positivo se la proiezione cade verso est (prima del mezzogiorno solare) ed è negativo se la proiezione cade verso ovest (dopo mezzogiorno).



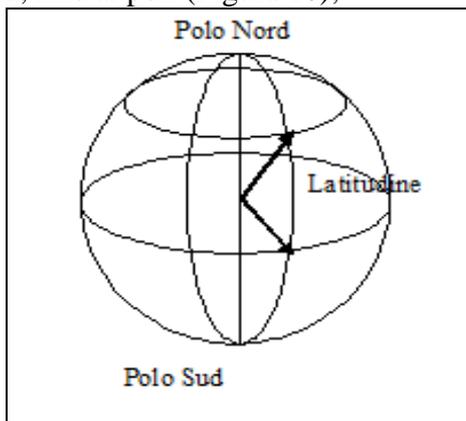
**Figura 9:** Altezza solare  $\alpha$  e Azimut solare  $\gamma$  [44].

Per convenzione si assume  $\alpha$  positivo tra  $0$  e  $90^\circ$  (quando è negativo significa che il sole è tramontato), e  $\gamma$  positivo nel senso antiorario (ed è nullo quando il sole si trova esattamente a Sud) e quindi varia da  $-180^\circ$  a  $+180^\circ$ .

Per il calcolo di  $\alpha$  e  $\gamma$  è opportuno riferirsi ad altri angoli:

- Latitudine L

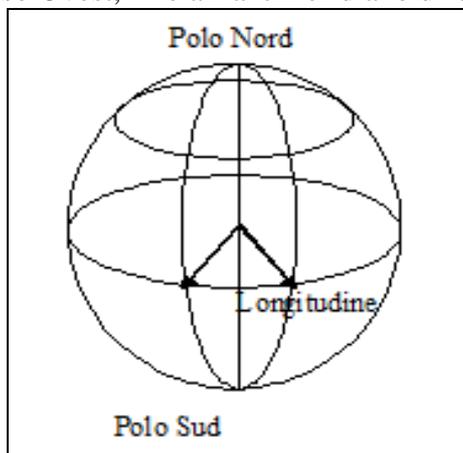
E' la misura angolare dell'arco di meridiano compreso tra il piano dell'equatore e il parallelo passante per il punto considerato. Si misura da  $0^\circ$  a  $+90^\circ$  verso Nord e da  $0^\circ$  a  $-90^\circ$  verso Sud, fino ai poli (Figura 10);



**Figura 10:** Latitudine di un punto [44].

- Longitudine  $\varphi$

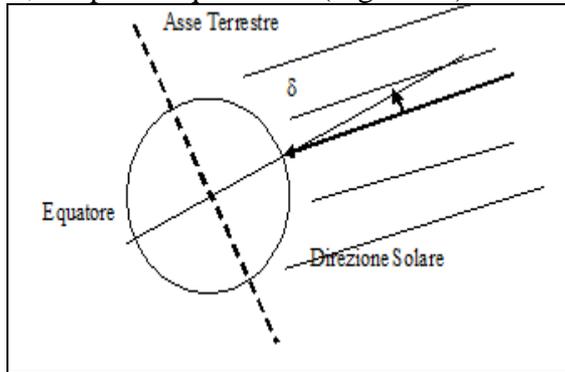
E' la misura angolare dell'arco di equatore compreso tra il meridiano passante per il punto considerato e il meridiano di Greenwich. Si misura da  $0^\circ$  a  $+180^\circ$  verso Est e da  $0^\circ$  a  $-180^\circ$  verso Ovest, fino all'antimeridiano di Greenwich (Figura 11);



**Figura 11:** Longitudine di un punto [44].

- Declinazione solare  $\delta$

E' l'angolo che la direzione dei raggi solari forma a mezzogiorno, sul meridiano considerato, col piano equatoriale (Figura 12).



**Figura 12:** Declinazione solare  $\delta$  [44].

Quest'angolo può essere calcolato con la formula di Cooper:

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen}\left(\frac{360 \cdot (n - 81)}{365}\right) \quad (1.12)$$

dove  $n$  è il numero progressivo del giorno contato a partire dal 1° gennaio ( $n = 1$ ). La declinazione solare viene conteggiata da  $-23,27^\circ$  in inverno e  $+23,27^\circ$  in estate, e viene considerata costante nell'arco di una giornata (subisce variazioni massime giornaliere dell'ordine di  $0,4^\circ$ ), trascurando gli effetti della longitudine.

- Angolo orario  $h$

Indica i gradi che la terra deve ruotare perché il sole sia esattamente sul proprio meridiano. Risulta  $h = 0$  a mezzogiorno,  $h > 0$  nelle ore antimeridiane e  $h < 0$  nelle ore pomeridiane. Il mezzogiorno è, in generale, l'istante di culminazione del sole in meridiano. Esso risulta quindi pari al numero di ore di distanza dal mezzogiorno, moltiplicato per 15 (poiché la terra ruota di  $15^\circ$  all'ora alla velocità nominale di  $360^\circ$  al giorno). Indicando con  $OS$  l'ora solare si calcola:

$$\omega = (12^{00} - OS) \cdot 15 \cdot \left(\frac{\text{gradi}}{h}\right) \quad (1.13)$$

Per il calcolo di  $OS$ , a partire da  $OL$  ora locale, si deve sapere in che posizione si è all'interno del fuso orario:

$$OS = (OL + 4) \cdot (\text{Meridianolocale}^\circ - \text{Longitudinelocale}^\circ + E) \quad (1.14)$$

$E$  è il risultato della cosiddetta equazione del tempo che tiene conto del fatto che l'orbita della terra attorno al sole è ellittica, perciò la lunghezza del giorno solare (da mezzogiorno a mezzogiorno) varia durante l'anno. La  $n$ -esima giornata sarà perciò lunga 24 ore più:

$$E = 9,87 \cdot \text{sen}(2B) - 7,53 \cdot \cos(\beta) - 1,5 \cdot \text{sen}(\beta) \quad (1.15)$$

in cui:

$$B = \frac{360}{364}(n - 81) \quad (1.16)$$

La lunghezza della giornata varia di circa 15 minuti rispetto a  $OL$ , l'ora legale se in atto deve essere tolta. Possiamo quindi calcolare Azimut e Elevazione con le seguenti formule:

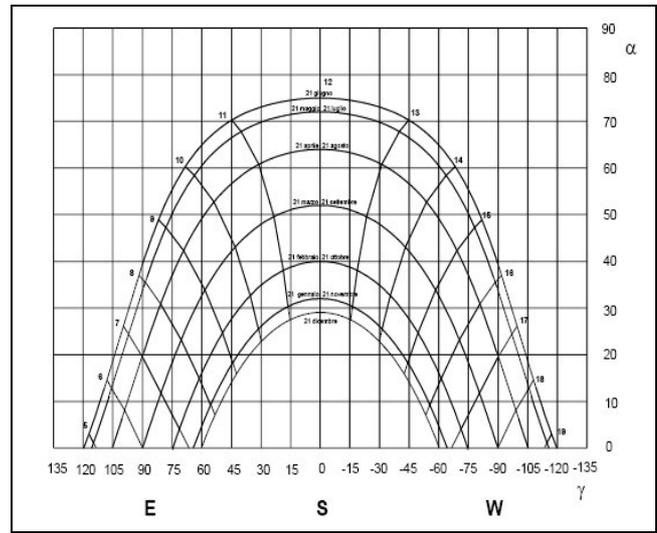
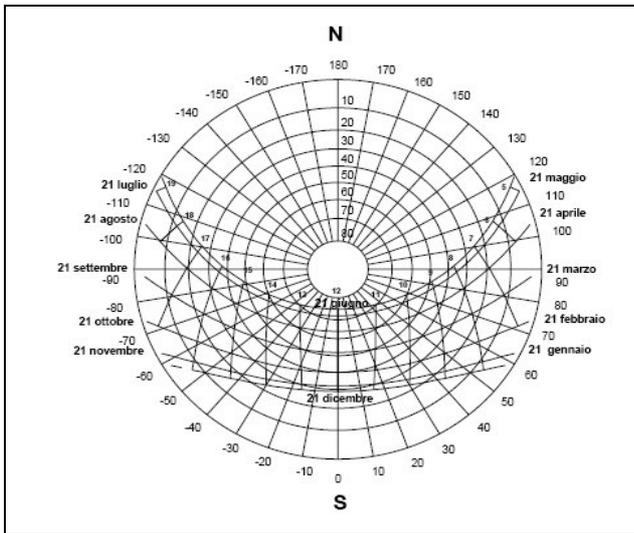
$$\alpha = \arcsen(\cos(L) \cdot \cos(h) \cdot \cos(\delta) + \text{sen}(L) \cdot \text{sen}(\delta)) \quad (1.17)$$

$$\gamma = \arcsen\left(\frac{\cos(\delta) \cdot \text{sen}(h)}{\cos(\alpha)}\right) \quad (1.18)$$

Questa formula può generare confusione in quei casi in cui  $\gamma > 90^\circ$  (succede in primavera ed estate, all'inizio e alla fine della giornata). Questo perché  $\text{sen}(90^\circ - x) = \text{sen}(90^\circ + x)$ . Perciò bisogna controllare che:

$$\cos(L) \geq \frac{\tan(\delta)}{\tan(L)} \quad (1.19)$$

in questo caso  $|\gamma| \leq 90^\circ$ , altrimenti  $|\gamma| \geq 90^\circ$  on queste formule si perviene alla definizione dei grafici delle traiettorie solari, in coordinate cartesiane e/o sferiche (Figura 13, Figura 14).

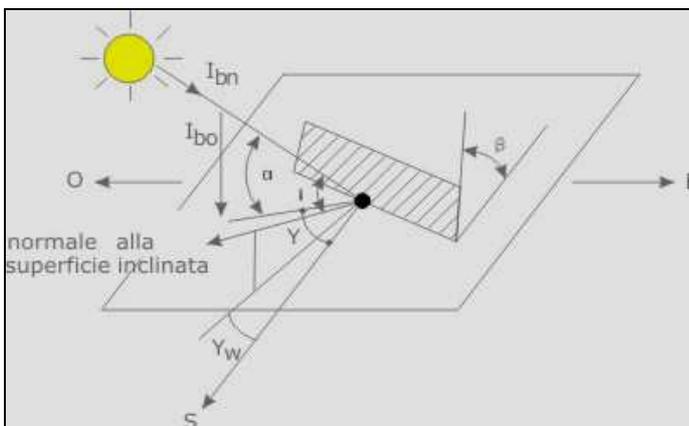


**Figura 13:** Traiettorie solari in coordinate cartesiane a Cosenza (39° Latitudine N) [44].

**Figura 14:** Traiettorie solari in coordinate polari a Cosenza (39° Latitudine N)[44].

### 1.6 CALCOLO DELL'IRRAGGIAMENTO SOLARE SU UNA SUPERFICIE INCLINATA COLLOCATA SUL SUOLO TERRESTRE

Si vuole ora calcolare l'irraggiamento solare totale che colpisce una superficie inclinata collocata in un certo sito della superficie terrestre. Supponiamo che la superficie sia inclinata rispetto al piano orizzontale di un angolo  $\beta$  ( $0 \leq \beta \leq 180^\circ$ ). Supponiamo inoltre di conoscere la posizione del sole e quindi di saper l'angolo di azimut  $\gamma$  e l'angolo di altezza  $\alpha$  (Figura 15).



**Figura 15:** Irraggiamento totale su una superficie inclinata [44].

Sapendo che l'irraggiamento totale  $I_{tot}$  è dato da:

$$I_{tot} = I_{dir} + I_{dif} + I_{rif} \quad (1.20)$$

si passa a calcolare le 3 componenti:

• Irraggiamento diretto  $I_{dir}$

E' dato da:

$$I_{dir} = I_{bn} \cos(i) \quad (1.21)$$

con  $i$  angolo che i raggi solari formano con la normale alla superficie e  $I_{bn}$  irraggiamento diretto normale alla superficie.

Per conoscere il  $\cos(i)$ , si applica la seguente formula:

$$\begin{aligned} \cos(i) = & \text{sen}(\gamma - \gamma_w) \cos(\alpha) \text{sen}(\beta) + \text{sen}(\alpha) \cos(\beta) = \\ & \text{sen}(\delta) (\text{sen}(L) \cos(\beta) - \cos(L) \text{sen}(\beta) \cos(\gamma_w)) + \\ & + \cos(\delta) \cos(h) (\cos(L) \cos(\beta) + \text{sen}(L) \text{sen}(\beta) \cos(\gamma_w)) + \\ & + \cos(\delta) \text{sen}(\beta) \text{sen}(\gamma_w) \text{sen}(h) \end{aligned} \quad (1.22)$$

Si possono identificare i seguenti casi particolari:

$$\cos(i) = \begin{cases} \text{sen}(\delta) \text{sen}(L) + \cos(\delta) \cos(L) \cos(h) = \text{sen}(\alpha) & \text{se } \beta = 0 \\ & \text{(superficie orizzontale)} \\ -\text{sen}(\delta) \cos(L) + \cos(\delta) \text{sen}(L) \cos(h) & \text{se } \beta = 90, \gamma = 0 \\ & \text{(superficie verticale esposta a sud)} \\ \text{sen}(L - \beta) \text{sen}(\delta) + \cos(L - \beta) \cos(\delta) \cos(h) & \text{(superficie inclinata esposta a sud)} \end{cases} \quad (1.23)$$

Si ha che  $I_{bn}$  è legata a  $I_{bo}$  irraggiamento diretto istantaneo incidente sul piano orizzontale dalla seguente relazione:

$$I_{bo} = \frac{I_{bn}}{\text{sen} \alpha} \quad (1.24)$$

per cui:

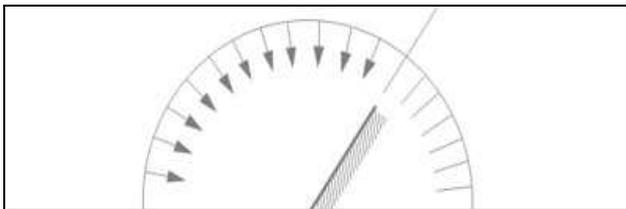
$$I_{dir} = I_{bo} R_{dir} \quad (1.25)$$

con  $R_{dir}$  fattore di inclinazione dell'irraggiamento diretto dato da:

$$R_{dir} = \frac{\cos(i)}{\text{sen}(\alpha)} \quad (1.26)$$

• Irraggiamento diffuso  $I_{dif}$

A causa dell'urto con l'atmosfera, parte della radiazione solare viene diffusa in maniera piuttosto omogenea alla superficie terrestre con diversi angoli di incidenza (Figura 16).



**Figura 16:** Irraggiamento diffuso [47].

Analogamente a come si è calcolato prima l'irraggiamento diretto:

$$I_{dif} = I_{do} R_{dif} \quad (1.27)$$

con  $I_{do}$  irraggiamento diffuso incidente sul piano orizzontale e  $R_{dif}$  fattore di inclinazione

della radiazione diffusa dato da:

$$R_{dif} = \cos^2\left(\frac{\beta}{2}\right) = \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \quad (1.28)$$

(si ha che  $R_{dif}$  raggiunge il suo valore min  $I_{dif} = I_{do} \frac{1}{2}$  quando  $\beta = 90^\circ$ , cioè la superficie captante è perpendicolare al piano orizzontale, mentre raggiunge il suo valore max  $I_{dif} = I_{do}$  quando  $\beta = 0^\circ$ , cioè la superficie captante è parallela al piano orizzontale).

- **Irraggiamento riflesso  $I_{rif}$**

Una superficie comunque inclinata anche se in minima parte è investita dalla radiazione solare che proviene dalla riflessione dell'ambiente circostante (Figura 17).



**Figura 17:** Irraggiamento riflesso [47].

La quantità di radiazione solare riflessa verso l'esterno da parte di una superficie è misurata mediante l'ausilio dei coefficienti di albedo  $\rho$ , che varia in funzione del tipo di materiale (la norma UNI 8477 mostra i valori dei coefficienti di albedo per le diverse superfici, tabella 3).

Superficie	Indice
Neve	0,75
Bosco innevato	0,72
Ghiaia	0,6
Pareti di edifici chiare	0,6
Foglie morte	0,30
Pareti di edifici scuri (mattoni rossi..)	0,27
Bosco in autunno	0,26
Erba verde	0,26
Calcestruzzo invecchiato	0,22
Erba secca	0,20
Suolo (creta, marne..)	0,14
Superfici di bitume e ghiaia	0,13
Tetti e terrazze in bitume	0,13
Asfalto invecchiato	0,10
Bosco di conifere d'inverno	0,07
Superfici d'acqua	0,07
Strade sterrate	0,04

**Tabella 3:** Coefficienti di albedo  $\rho$  [31].

Analogamente a come si è calcolato prima l'irraggiamento diretto:

$$I_{rif} = (I_{bo} + I_{do}) \cdot R_{rif} \quad (1.29)$$

con  $R_{rif}$  fattore di inclinazione della radiazione riflessa dato da:

$$R_{rif} = \rho \cdot \sin^2\left(\frac{\beta}{2}\right) = \rho \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \quad (1.30)$$

(si ha che  $R_{rif}$  raggiunge il suo valore min  $(I_{rif}) = 0$  quando  $\beta = 0^\circ$ , cioè la superficie captante è parallela al piano orizzontale, mentre raggiunge il suo valore max  $(I_{rif}) = \frac{(I_{bo} + I_{do})\rho}{2}$

$\max I_{rif} = (I_{b0} + I_{d0}) \rho/2$  quando  $\beta = 90^\circ$ , cioè la superficie captante è perpendicolare al piano orizzontale).

In definitiva si ha quindi che l'irraggiamento totale  $I_{tot}$  su un modulo inclinato di un angolo  $\beta$  rispetto alla superficie terrestre è pari a:

$$I_{tot} = I_{dir} + I_{dif} + I_{rif} = I_{b0}R_{dir} + I_{d0}R_{dif} + (I_{b0} + I_{d0}) \cdot R_{rif} \quad (1.31)$$

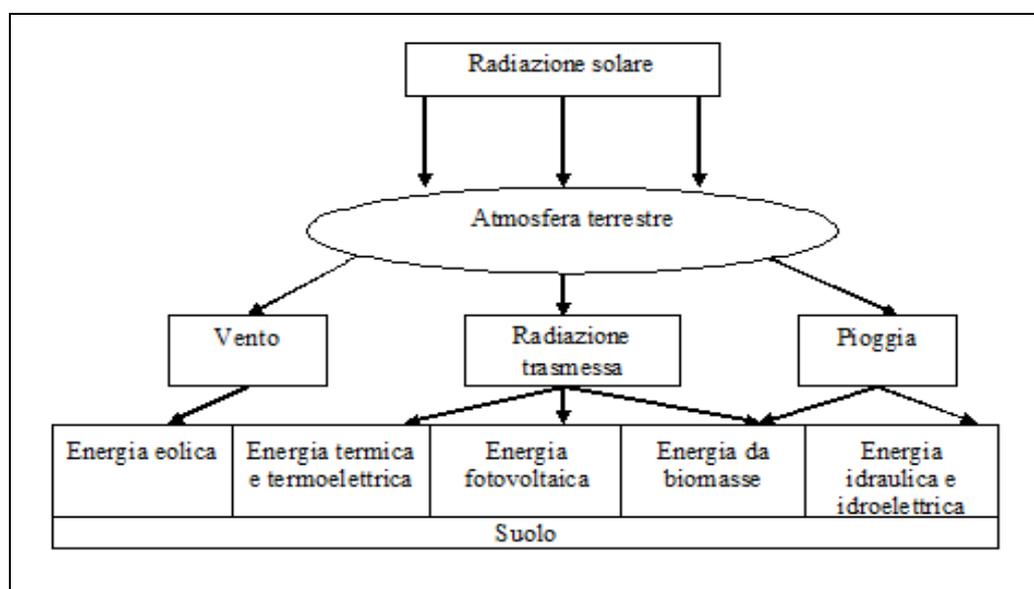
Percentualmente i valori delle single componenti dipendono dalle condizioni meteorologiche ed ambientali della località presa in esame: in una giornata serena, ad esempio la quantità percentuale della componente diretta è di gran lunga superiore rispetto alle altre, mentre in una giornata nuvolosa, la quantità percentuale della componente diffusa è di gran lunga superiore rispetto alle altre.

La norma UNI 10349 indica i dati storici di radiazioni solare di tutti i capoluoghi di provincia, distinti in  $I_{b0}$  e  $I_{d0}$ . Vi sono poi delle tabelle elaborate dall'ENEA indicanti il valore complessivo di  $I_{tot}$  su una superficie orizzontale o con inclinazioni standard.

## 1.7 IL SOLE COME FONTE PRIMARIA DELLE ENERGIE RINNOVABILI

Con il termine energia rinnovabile si indicano fonti energetiche presenti in natura tali per cui la velocità di utilizzo è paragonabile alla velocità con la quale la fonte stessa si rende nuovamente disponibile. A livello normativo sono riconosciute come fonti rinnovabili di energia: l'energia solare, eolica, geotermica, idraulica, maremotrice, del moto ondoso, i gas di discarica, i gas residuati dai processi di depurazione, il biogas e le biomasse (Direttiva 2001/77/CE, recepita nel Dlgs. 387/2003).

Le radiazioni solari costituiscono un importante motore di attivazione delle diverse fonti di energia rinnovabile [33]. La figura sottostante mostra schematicamente come le trasformazioni subite dalla radiazione solare, durante la penetrazione dell'atmosfera e nell'incontro con il suolo terrestre, diano origine ad alcune delle principali fonti di energia rinnovabile (Figura 18).



**Figura 18:** Schema di generazione delle fonte rinnovabili dal sole [33].

- Energia eolica e idraulica

La radiazione solare, mentre attraversa l'atmosfera terrestre, cede una piccola parte della sua energia all'aria e al vapore d'acqua presente in essa. La parte più rilevante giunge al suolo dove viene assorbita e trasformata in energia termica del terreno e degli strati d'aria più bassi e, ancora in parte, trasformata in calore latente di evaporazione dell'acqua presente al suolo soprattutto negli oceani. L'aria calda e il vapore acqueo si sollevano innescando i fenomeni meteorologici noti a tutti, che causano in parte il vento e dall'altra la pioggia

(pertanto il vento può essere visto come il risultato finale della trasformazione dell'accumulo di una parte della radiazione solare in energia potenziale gravitazionale delle molecole d'acqua che la costituiscono). Si considera l'energia cinetica presente nelle masse d'aria in movimento come se fosse una fonte energetica primaria e viene detta "energia eolica", e analogamente l'energia cinetica dei flussi d'acqua in caduta viene detta energia idraulica (quest'ultima viene poi ormai identificata con la sua applicazione più importante per la generazione di energia elettrica chiamandola energia idroelettrica);

- Energia solare termica e termoelettrica

La radiazione solare diretta che giunge al suolo può essere catturata mediante assorbimento da parte di opportune superfici metalliche annerite artificialmente oppure riflessa da specchi e fatta arrivare concentrata in un dispositivo ricevitore. In entrambi i casi, l'energia luminosa viene trasformata in energia termica di un fluido a temperatura più alta di quella dell'ambiente e, quindi, può essere utilizzata direttamente per le esigenze di calore dell'uomo oppure trasformata in energia elettrica sfruttando uno dei numerosi cicli termodinamici che la tecnica mette a disposizione;

- Energia solare fotovoltaica

La radiazione solare sia diretta che diffusa può essere convertita direttamente in energia elettrica sfruttando l'effetto che produce nei materiali semiconduttori. I raggi solari vengono catturati da alcuni dispositivi elettrici, detti celle fotovoltaiche, che provvedono a trasformare l'energia luminosa direttamente in energia elettrica a tensione e corrente continua;

- Energia da biomasse

Per biomassa si intende la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali ed urbani. L'energia solare viene assorbita da piante di apposite coltivazioni energetiche ad alto rendimento, che attraverso il processo foto sintetico provvedono a trasformarla in energia chimica e ad accumularla nelle diverse parti della pianta. Attraverso la combustione della biomassa prodotta viene generata energia termica, oppure l'energia termica può essere impiegata per alimentare un ciclo termodinamico in modo da produrre direttamente energia elettrica. L'uso di legna da ardere è la forma più antica di sfruttamento dell'energia solare. Recentemente si è aggiunta una nuova modalità consistente nella coltivazione di piante da semi oleaginosi (colza, girasole, mais,..) e nella trasformazione dell'olio in essi contenuto mediante esterificazione in combustibile per autotrazione del tutto simile al gasolio fossile, il cosiddetto biocombustibile o biodiesel;

- Energia geotermica

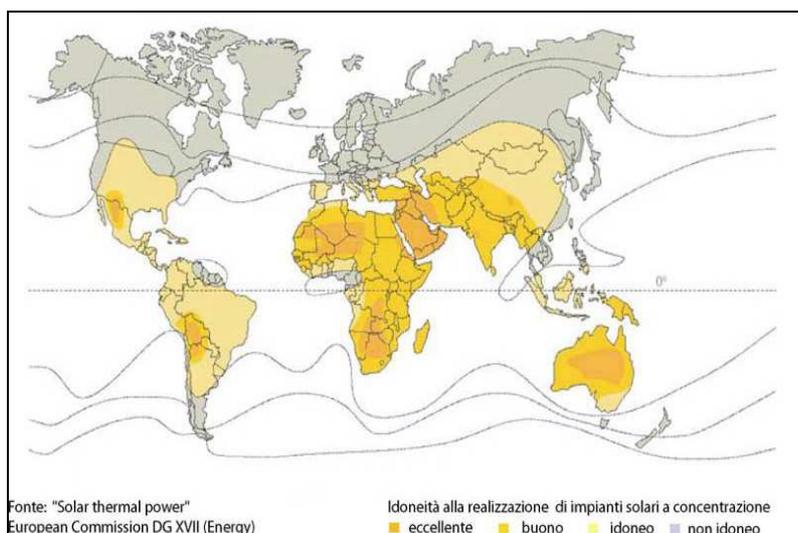
Consiste nello sfruttamento del calore sotterraneo della terra. In alcuni punti della terra si possono incontrare a 1.000 m di profondità temperature  $>200$  °C. La coesistenza di tale zona con un deposito sotterraneo d'acqua e una situazione geologica di rocce frammentate che lasciano filtrare fluidi, crea una fonte di vapore che può essere sfruttato per azionare una turbina.

## **1.8 IL MERCATO ATTUALE E POTENZIALE DEL SOLARE TERMOELETTRICO A CONCENTRAZIONE**

### ***1.8.1 A livello mondiale***

Uno studio del 2005 realizzato dalla World Bank [23] afferma che il portafoglio di impianti programmati a vario livello nel mondo, basati su energia solare a concentrazione, assomma oggi a 1.562 MW<sub>e</sub>, con un portafoglio nel breve-medio termine di oltre 1.700 MW<sub>e</sub> di potenza elettrica complessivamente installata.

La potenza che gli impianti a concentrazione solare sono in grado di generare dipende dalla sola radiazione solare diretta incidente sugli elementi captanti (a differenza degli impianti fotovoltaici che possono invece sfruttare anche la radiazione diffusa). Questo tipo di sistema di produzione di energia rinnovabile è quindi particolarmente attraente per le aree a forte insolazione diretta, cioè i cosiddetti paesi della “sunbelt”, dove i livelli di irraggiamento solare diretto DNI (Direct Normal Irradiation), cioè la componente diretta dell’irraggiamento solare su un piano orizzontale che non subisce alcun fenomeno di diffusione o riflessione, oscillano tra  $1.700 \div 2.800 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{anno}$ , e laddove riesce a garantire costi di produzione del kWh elettrico comparabili con i sistemi fossili e eolici, e molto inferiori a quelli dei sistemi fotovoltaici attuali (Figura 19).



**Figura 19:** Paesi della sunbelt [16].

L’area della sunbelt copre la maggior parte delle aree desertiche e molti paesi in via di sviluppo: Africa, paesi del bacino del mar Mediterraneo, parte della Cina, parte dell’India, parte dei paesi dell’ex URSS e Pakistan, Messico, Sud Ovest degli USA, Australia (le più indicate sono quelle entro i  $40^\circ$  di latitudine nord o sud).

Nell’immediato, alcune zone dell’Europa meridionale, in particolare della Spagna, ma anche dell’Italia meridionale, dispongono di una discreta potenzialità per sfruttare le tecnologie solari termodinamiche ai fini di aumentare la quota rinnovabile di produzione elettrica (Tabella 4).

Località della “sun belt”	Latitudine ( $^\circ\text{N}$ )	Irraggiamento solare diretto ( $\text{kWh/m}^2 \cdot \text{anno}$ )
Trapani, Italia	$38^\circ \text{N}$	1.700
Deserto de Tabernas, Spagna	$37^\circ \text{N}$	1.900
Jodhpur, India	$26^\circ \text{N}$	2.200
Andalusia, Spagna		2.200
Creta, Grecia	$35^\circ \text{N}$	2.293
Ouarzazate, Marocco	$31^\circ \text{N}$	2.364
Kuraymat, Egitto		2.400
Wadi Rum, Giordania	$30^\circ \text{N}$	2.700
Barstow, USA	$35^\circ \text{N}$	2.725
Nord del Messico	$26 \div 30^\circ \text{N}$	2.835

**Tabella 4:** DNI di alcune località della “sun belt” ( $\text{kWh/m}^2 \cdot \text{anno}$ ) [28].

Dato che nelle zone a forte irraggiamento solare diretto  $1 \text{ km}^2$  di superficie riflettente di collettori CSP è sufficiente a generare un’energia elettrica pari a  $100 \div 130 \text{ GWh}$ , equivalente a quella prodotta da un impianto convenzionale di  $50 \text{ MW}_e$ , si può perfino affermare che per produrre la potenza totale installata in Europa pari a  $700 \text{ MW}_e$ , occorrerebbe una superficie di  $14.000 \text{ km}^2$  pari solo al

0,2% della superficie totale del deserto del Sahara, circa il 60% della Sicilia [28]. Dato che poi la trasmissione elettrica ad alta tensione in corrente continua (o HVDC) dalle lontane zone desertiche alle zone europee è fattibile, sia da un punto di vista tecnologico che economico, non è affatto illogico pensare di realizzare in queste regioni, in un quadro di integrazione economica e sociale, una produzione solare CSP destinata, oltre che ai crescenti consumi elettrici e idrici dell'area Nord Africana e del Medio Oriente, anche a parte dei consumi elettrici dell'Europa. A oggi nel mondo ben 60  $\text{GW}_e$  di potenza elettrica sono trasportati a grande distanza in 80 progetti attualmente operativi, basati su linee di trasmissione HDVC (tra cui, ad esempio, il trasporto di energia idroelettrica dal Canada a New York su una distanza maggiore di 3.000 km, oppure il trasporto di energia idroelettrica dalla diga delle Tre Gole in Cina a Shanghai su una distanza di circa 1.000 km [10]): alcuni di questi superano, con l'ausilio di cavi marini, anche gli ostacoli dovuti all'attraversamento di tratti di mare (Giappone, Alaska). Il costo di trasmissione di potenza elettrica tramite linee HDVC può essere stimato con la relazione:

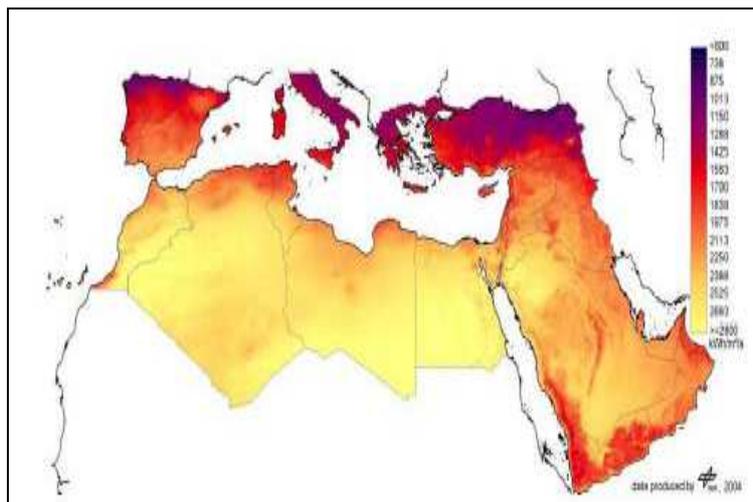
$$0,3 + (0,2 \div 0,6)L_0 \frac{c\$}{kWh} \quad (1.32)$$

dove  $L_0$  è la lunghezza in migliaia di km. L'incidenza dei tratti marini è all'incirca 10 volte maggiore per unità di lunghezza rispetto a quella sopracitata. La quota per la perdita di potenza nel trasporto è contenuta a  $0,03 L_0$ . Quindi, a titolo di esempio, il costo di trasporto per una distanza di 1.100 km, di cui 1.000 su terra e 100 in mare, cioè la distanza per trasportare in Sicilia l'energia prodotta nel Sahara, è dell'ordine di  $0,6 \div 1,0$   $c\$/kWh$ , un costo addizionale sicuramente accettabile. L'energia elettrica quindi prodotta in nord Africa potrebbe quindi essere trasferita alla rete elettrica europea per mezzo di linee HDVC marine.

In proposito vale la pena di ricordare che, a prescindere da obiettivi strettamente energetici ed economici, è già allo studio la realizzazione del cosiddetto "anello elettrico mediterraneo" (medring), che dovrebbe permettere la completa interconnessione elettrica dei paesi che si affacciano sul Mediterraneo alla rete elettrica europea [22]. I progetti già avviati o di cui è stata definita la fattibilità sono:

- Il completamento delle connessioni est-ovest fra i vari paesi sulla sponda sud, a partire dalla Spagna fino alla Grecia;
- La connessione Marocco-Spagna da 3.000  $\text{MW}_e$ ;
- La connessione fra Terga (Algeria) e Litoral de Almeria (Spagna) da 2.000  $\text{MW}_e$ ;
- La connessione Algeria-Sardegna da 1.000  $\text{MW}_e$ ;
- Il rinforzo della linea Sardegna Italia da 1.000  $\text{MW}_e$ ;
- La connessione Tunisia-Italia da 1.000  $\text{MW}_e$ ;
- La connessione Libia-Italia da 1.600  $\text{MW}_e$ .

Su un ulteriore e notevole potenziamento dell'interconnessione nord-sud puntano invece recenti studi di grande prospettiva sullo sfruttamento dell'energia solare, che prevedono l'introduzione HVDC con capacità di trasmissione totale dell'ordine dei 60  $\text{MW}_e$  al 2050, in grado di trasferire 450 TWh/anno di energia di origine solare. In attesa di un approfondimento sul piano tecnico-economico e politico di simili prospettive è evidente che lo sfruttamento significativo della risorsa solare presente nel Mediterraneo è una questione di notevole portata economica e politica e potrebbe avere notevoli risvolti (Figura 20).



**Figura 20:** *Mappa del DNI nella zona del Mediterraneo (in chiaro le zone a più forte irraggiamento)[15].*

Il principale ostacolo che fino ad ora ha impedito il decollo di questa fonte rinnovabile, nella produzione di energia elettrica a livello commerciale, è legato all'elevato costo d'investimento degli impianti di 2,5÷4 volte superiore a quello degli impianti a combustibili fossili, con un costo del kWh che, di conseguenza, è attualmente almeno il doppio di quello di un impianto tradizionale a combustibile fossile. A seconda delle diverse soluzioni tecnologiche e applicazioni, l'obiettivo dell'attuale R&S è di portare i costi dagli attuali 0,10÷0,15 €/kWh a 0,05÷0,08 €/kWh entro i prossimi 10 anni (contro lo 0,05÷0,06 €/kWh da fonti fossili).

Uno studio del 1999 della Enermodal [6] ha stimato un mercato potenziale per i prossimi 20 anni di 600 GW<sub>e</sub> di impianti CSP o 6.000 impianti di 100 MW<sub>e</sub>, molti dei quali nei paesi in via di sviluppo, e comunque un'istallazione totale di 45 GW<sub>e</sub> con un tasso di istallazione di 100 MW<sub>e</sub>/anno.

Nel 2005 Greenpeace, ESTIA e IEA Paces [17] [21] ha stimato che nel 2025 ci sarà una potenza elettrica istallata di impianti CSP di 36 GW<sub>e</sub> in grado di generare 95,8 TWh di energia elettrica (pari al 5% dei consumi totali mondiali), riducendo di 395 Mt le emissioni di CO<sub>2</sub>. Sempre quest'ultimo studio ha inoltre previsto un'istallazione di 100 GW<sub>e</sub> nel 2030 e di 600 GW<sub>e</sub> nel 2040.

C'è tuttavia da dire che gli studi sopra citati hanno preso in considerazione i potenziali di sviluppo economico degli impianti per la generazione di energia elettrica, trascurando la fattibilità economica di quelli per la generazione di solo energia termica. A tal proposito, la Commissione Europea nel Libro Verde del novembre del 2000 [9], ha stimato che il 50% della domanda di calore dei processi industriali Europei, è ad una temperatura al di sotto dei 250 °C: i sistemi solari termodinamici, oltre alla produzione di energia elettrica, possono fornire un calore a temperatura ben superiore a quella richiesta, e possono quindi contribuire a fornire un approvvigionamento di energia termica sicuro per i paesi UE (fermo restando che per questo tipo di applicazioni gli impianti CSP dovrebbero essere realizzati nelle vicinanze degli impianti industriali serviti).

### 1.8.2 In Italia

Nonostante alcuni esempi di piccoli impianti istallati in passato, lo sviluppo odierno degli impianti a concentrazione solare in Italia è del tutto scarsa. Sebbene diversi impianti pilota situati in territori ad alto irraggiamento solare diretto (con valori simili a quelli siti presso la Plataforma Solar de Almeria) abbiano evidenziato risultati positivi, nessun progetto su scala commerciale è stato portato avanti per promuovere questa tecnologia, indirizzando gli investimenti principalmente sulla concorrente tecnologia fotovoltaica. Merita tuttavia attenzione la realizzazione, partita nel 2008, del progetto Archimede ideato dal premio nobel Rubbia e basato sulla tecnologia "parabolic trough", che l'Enea e l'Enel completeranno nel 2010 [28].

Sicuramente, oltre alla scarsa disponibilità di ampi territori aventi un adeguato irraggiamento solare diretto dell'ordine dei 1.700÷1.800 kWh/m<sup>2</sup> (Figura 21), (quali quelli della Sicilia, della Sarde-

gna, della Basilicata, della Calabria e della Puglia) è mancata una politica di tariffazione incentivante, così come è invece avvenuto per gli impianti fotovoltaici.

Al di là comunque di uno sviluppo interno del solare a concentrazione, non bisogna escludere la promozione di progetti a più ampio raggio che vedano coinvolti i diversi paesi del Mediterraneo, tra cui anche l'Italia, per la creazione di una rete elettrica internazionale alimentata da tale fonte.

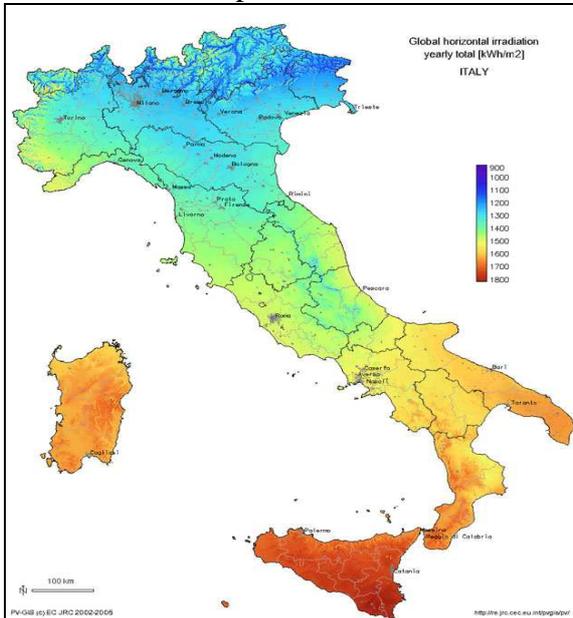


Figura 21: DNI in Italia ( $kWh/m^2 \cdot anno$ ) [51].

## 1.9 POLITICHE D'INCENTIVAZIONE DEL SOLARE TERMOELETTRICO A CONCENTRAZIONE

### 1.9.1 A livello mondiale

A livello mondiale sono state portate avanti diverse iniziative per la promozione della tecnologia CSP, tra le principali si segnalano le seguenti:

- Il programma GEF Global Environment Facility

Nel 1996 il Panel tecnico-scientifico (Scientific and Technical Advisory panel - STAP) del GEF ha raccomandato la tecnologia solare CSP come una fra le tecnologie rinnovabili in grado di esibire un significativo potenziale di riduzione dei costi e di garantire la crescente domanda di energia da parte dei paesi situati nella "sun belt". Vari paesi hanno richiesto il supporto del GEF per iniziative concrete nel campo del solare a concentrazione ad alta temperatura (Egitto, India, Iran, Giordania, Messico, Marocco), anche se finora nessun progetto è entrato nella fase realizzativa [45].

- Il programma SolarPaces

E' un programma collaborativo istituito dalla IEA (International Energy Agency) con lo scopo di coordinare le azioni dei vari organismi impegnati nello sviluppo della tecnologia solare a concentrazione. Sono previste una serie di Task (azioni) relative allo sviluppo delle varie tecnologie solari a concentrazione per applicazioni in vari campi, dalla produzione di elettricità alla chimica [51].

- Il programma GMI Global Market Initiative

E' un'iniziativa internazionale stabilita al Summit Mondiale di Johannesburg del 2002, coordinata nell'ambito dei Task I del SolarPaces, intrapresa da un insieme di soggetti pubblici e privati con l'obiettivo di facilitare e accelerare la realizzazione di 5.000 MW<sub>e</sub> di impianti solari a concentrazione, nel mondo, entro i prossimi 10 anni. In questo quadro, durante la Conferenza Mondiale sulle Energie Rinnovabili svoltasi nel 2004 a Bonn, l'Italia ha siglato un accordo con Germania, Spagna, Algeria, Marocco, Israele per lo svi-

luppo di centrali elettriche ibride a gas con integrazione solare, iniziando con gli impianti in Algeria, Marocco, Egitto previsti nel quadro del GEF e dei meccanismi di flessibilità dell'accordo di Kyoto [51].

- Il programma Desertec

Il 13 luglio 2008 alla conferenza UFM a Parigi il governo tedesco ha proposto la realizzazione di un progetto congiunto Europa-Africa del Nord per avviare la costruzione di impianti solari nel deserto del Africa del Nord in grado di produrre energia da trasferire poi in parte ai paesi europei che si affacciano sul Mediterraneo [40].

A livello europeo si può inoltre citare il Libro Bianco della Commissione Europea del 1997 [3]. Il documento-guida ha posto come obiettivo strategico un contributo delle fonti rinnovabili al consumo di energia primaria del 12%, da raggiungere entro il 2010. Al 2004 tale quota era ferma al 5,61%, con un contributo del 65% da biomasse, 27% da idroelettrica, 5% eolica, 2% geotermica e 1% solare (Tabella 5). Il documento sottolinea anche i positivi risvolti, non solo ambientali ma anche economici che ne deriverebbero:

- L'investimento netto (calcolato sottraendo all'investimento totale l'investimento che sarebbe stato necessario se l'energia ricavata dalle rinnovabili fosse fornita da tecnologie di combustibili fossili) è stimato a 95 miliardi di euro;
- La riduzione delle emissioni di anidride carbonica, stimata a 402 milioni di tonnellate l'anno rispetto al 1997;
- L'aumento occupazionale legato al settore delle fonti rinnovabili e del relativo indotto è stimato, al netto delle perdite occupazionali in settori concorrenti, in 500.000 unità per il 2010;
- La crescita potenziale dell'industria europea dell'energia rinnovabile sui mercati internazionali può portare nella Bilancia Commerciale europea circa 17 miliardi di euro annui per attività di esportazione.

Fonte Rinnovabile	Quota 1995	Quota prevista 2010
<b>Eolica</b>	2,5 GW <sub>e</sub>	40 GW <sub>e</sub>
<b>Idroelettrica</b>	92 GW <sub>e</sub>	105 GW <sub>e</sub>
<b>Fotovoltaica</b>	0,03 GW <sub>e</sub>	3 GW <sub>e</sub>
<b>Biomassa</b>	44,8 Mtep	136 Mtep
<b>Geotermica</b>		
-Energia Elettrica	0,5 GW <sub>e</sub>	1 GW <sub>e</sub>
-Energia Termica	1,3 GW <sub>e</sub>	5 GW <sub>e</sub>
<b>Solare termico</b>	6,5·10 <sup>6</sup> m <sup>2</sup>	100·10 <sup>6</sup> m <sup>2</sup>

**Tabella 5:** Contributo delle fonti rinnovabili in Europa secondo il Libro Bianco [3].

A livello nazionale sono diverse le politiche messe in atto per promuovere il CSP, tra le principali si possono citare:

- Algeria

Il Ministro dell'Energia algerino partecipa al programma internazionale GMI per la promozione dell'istallazione degli impianti CSP, impegnandosi a coprire il 5% dei consumi interni di energia primaria con le fonti rinnovabili e ad installare 500 MW<sub>e</sub> di impianti CSP entro il 2010. Il governo si è interessato principalmente allo sviluppo di impianti CSP ibridi a ciclo Combinato, impieganti il gas come fonte combustibile, data l'abbondante presenza nel territorio. Il *Decreto 04-92 del 25 marzo 2004 "Produzione di energia elettrica diversificata"* ha avviato una tariffazione incentivante la realizzazione di impianti solari, in particolare CSP [51];

- Francia

Il 26 luglio 2006 è stata avviata una tariffa di incentivazione alla produzione di energia rinnovabile esclusivamente da fonte solare pari a 0,30 €/kWh per impianti siti nel territorio francese, e di 0,40 €/kWh per impianti siti nel territorio oltremare. Questa tariffa è limitata ai soli impianti aventi una potenza elettrica inferiore a 12 MW<sub>e</sub> e avente un fattore di capacità inferiore al 17% (1.500 h/anno di funzionamento), per impianti invece con potenza elettrica e fattore di capacità superiore la tariffa incentivante è di solo 0,05 €/kWh [51];

- Germania

Il 17 marzo del 2000 è stato approvato “*L’atto di incentivazione alle fonti di energia rinnovabile*”. L’atto avvia un tariffa di incentivazione alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare per 20 anni. Questa tariffa è limitata ai soli impianti aventi una potenza elettrica inferiore a 5 MW<sub>e</sub> [45];

- Grecia

La *Legge 3468/2006* ha avviato una tariffa di incentivazione alla produzione di energia elettrica da impianti CSP pari a 0,23 €/kWh per impianti siti nel territorio, e di 0,25 €/kWh per impianti siti sulle vicine isole. Questa tariffa è limitata ai soli impianti aventi una potenza elettrica superiore a 5 MW<sub>e</sub> [45];

- Portogallo

Nel 2007 è stata avviata una tariffa di incentivazione alla produzione di energia rinnovabile da impianti CSP pari a 0,27 €/kWh per impianti aventi una potenza elettrica installata superiore 10 MW<sub>e</sub>, e pari a 0,16÷0,20 €/kWh per impianti aventi una potenza elettrica installata inferiore a 10 MW<sub>e</sub> [51];

- Spagna

Nel Decreto Reale 841/2002, la Spagna è stata il primo paese europeo a introdurre un sistema di tariffazione incentivante rivolto sia al fotovoltaico che al solare a concentrazione: per gli impianti aventi una potenza elettrica installata dai 100 kW<sub>e</sub> ai 500 MW<sub>e</sub>, veniva riconosciuto, per ogni kWh di energia elettrica prodotta un premio di 0,12 €/kWh. Purtroppo, in particolare per il solare a concentrazione, questo sistema non si rivelò efficace per coprire i costi d’investimento di molti dei progetti pilota sviluppati. Con il Decreto Reale 436/2004, venne approvata una nuova tariffa di incentivazione per la produzione dell’energia elettrica da impianti CSP (per soluzioni ibride, la quota prodotta da fonti tradizionali non può superare il 12÷15%) del 300% del prezzo di riferimento dell’energia elettrica (pari a 0,072072) per 25 anni e del 240% per gli anni successivi. Con il Decreto Reale 661/2007, è stata approvata una nuova tariffa di incentivazione per l’energia elettrica prodotta da impianti CSP pari a 0,269375 €/kWh per impianti aventi una potenza elettrica installata di 50 MW<sub>e</sub> per 25 anni. Si è posto come obiettivo da raggiungere entro il 2010 un’installazione complessiva di 500 MW<sub>e</sub> da impianti CSP [51].

### 1.9.2 In Italia

Secondo la normativa vigente gli impianti solari a concentrazione possono usufruire dell’incentivazione tariffaria prevista dal *DM. 11/04/2008*, “*Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici*”. Il Decreto stabilisce i criteri e le modalità di un Conto Energia riservato agli impianti solari termodinamici, cioè gli impianti termoelettrici in cui il calore utilizzato per il ciclo termodinamico è prodotto sfruttando l’energia solare come sorgente di calore ad alta temperatura. L’impianto termodinamico che usufruisce degli incentivi previsti può anche essere ibrido, cioè può produrre energia elettrica utilizzando altre fonti, rinnovabili e non, oltre alla fonte solare come sorgente di calore ad alta temperatura.

I destinatari dell’incentivo sono le persone fisiche e giuridiche responsabili degli impianti che presentano i seguenti requisiti:

- Essere dotati di sistema di accumulo termico con capacità nominale di accumulo non inferiore a 1,5 kWh termici per ogni m<sup>2</sup> di superficie captante;

- Non utilizzare come fluido termovettore né come mezzo di accumulo sostanze e preparati classificati come molto tossici, tossici e nocivi ai sensi delle *Direttive 67/548/CEE* e *1999/45/CE* e loro successive modificazioni ( a meno che l'impianto non sia ubicato in aree industriali);
- Avere una superficie captante superiore a 2.500 m<sup>2</sup>;
- Essere collegati alla rete elettrica o a piccole reti isolate (ogni impianto dovrà avere un unico punto di connessione alla rete elettrica).

La procedura per accedere alle tariffe incentivanti prevede che il soggetto responsabile inoltri al gestore di rete:

- La domanda di accesso alle tariffe incentivanti;
- La domanda di connessione alla rete;

allegando:

- Il progetto preliminare dell'impianto;
- Una scheda tecnica con l'indicazione delle caratteristiche dell'impianto e delle tecnologie utilizzate;
- L'indicazione della superficie captante;
- La stima del rendimento globale del ciclo termodinamico, del sistema di concentrazione e del sistema di produzione di energia elettrica ed ogni elemento utile alla determinazione della produzione netta e della produzione netta attribuibile alla fonte non solare (negli impianti ibridi);
- Indicazione della tipologia di fonti non solari (negli impianti ibridi).

Terminato l'impianto, il soggetto responsabile dovrà trasmettere al gestore di rete GSE [46] la comunicazione di ultimazione dei lavori. Entro sessanta giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto il soggetto responsabile invierà al GSE la documentazione. Entro sessanta giorni il GSE comunicherà la tariffa riconosciuta.

Le tariffe sono erogate per 25 anni e dipendono dalla frazione di integrazione, cioè la quota di produzione netta non attribuibile alla fonte solare, secondo il seguente schema:

- 0,28 €/kWh prodotto quando la frazione di integrazione è fino a 0,15;
- 0,25 €/kWh prodotto quando la frazione di integrazione è tra 0,15 e 0,50;
- 0,22 €/kWh prodotto quando la frazione di integrazione è oltre 0,50.

E' prevista, infine, la cumulabilità con finanziamenti:

- In conto capitale eccedenti il 10% del costo dell'investimento;
- In conto interessi con capitalizzazione anticipata eccedenti il 25% del costo dell'investimento.

L'obiettivo nazionale è di installare, entro il 2016, una potenza nominale di circa 200 MW<sub>e</sub> e 2.000.000 m<sup>2</sup> di superficie captante cumulativa [48].



## CAPITOLO 2

### GLI IMPIANTI SOLARI A CONCENTRAZIONE

#### 2.1 STORIA DEGLI IMPIANTI A CONCENTRAZIONE SOLARE

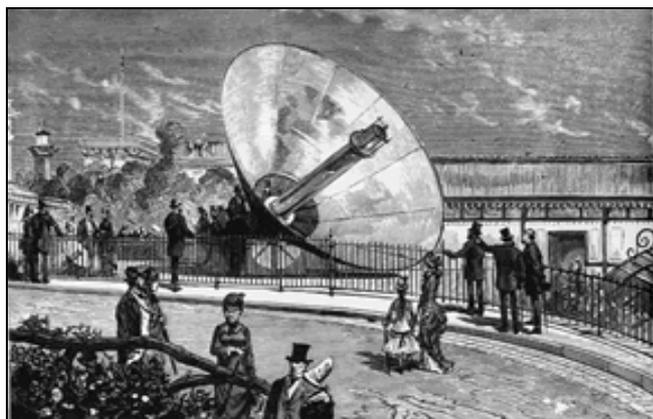
Un aneddoto storico riguardante la vita di Archimede da Siracusa attribuisce al grande scienziato l'invenzione, o quanto meno il perfezionamento, della concentrazione della radiazione solare per la produzione di calore ad alta temperatura. Infatti, si narra che, durante l'assedio di Siracusa del 212 a.c. da parte della flotta romana del console Marcello, Archimede riuscì a bruciare alcune navi raccogliendo mediante specchi metallici concavi i raggi solari e facendoli convergere dall'alto delle mura su di esse. L'azione ebbe successo tecnico, ma non impedì che le legioni romane prendessero Siracusa ed uccidessero lo stesso Archimede. Da allora gli specchi concavi per la concentrazione della luce solare sono stati chiamati specchi ustori.



**Figura 22:** *Specchi di Archimede, Siracusa 200 a.c.* [52].

Un piccolo getto di acqua quando l'aria si scaldava e si espandeva durante l'operazione

Nel 1860 il matematico francese August Mouchet creò una macchina funzionante ad energia solare. Napoleone III fu favorevolmente impressionato dall'invenzione, tanto da elargire finanziamenti a Mouchet per la realizzazione di un motore solare su scala industriale.



**Figura 23:** *Macchina solare di Mouchet, 1860* [52].

Nel 1615 Salmon De Caux inventò un piccolo "motore solare", prima applicazione meccanica che viene ricordata impiegante l'energia solare. La sua apparecchiatura consisteva in lenti di vetro, una cornice di supporto e un vaso metallico ermetico contenente aria e acqua. Esso produceva un piccolo getto di acqua quando l'aria si scaldava e si espandeva durante l'operazione

L'inventore, dopo aver realizzato un concentratore a forma di tronco di cono, dotato di una superficie captante di circa  $20 \text{ m}^2$ , riuscì a far produrre al suo motore poco più di  $1 \text{ kW}_e$  per azionare una macchina tipografica. Questo prototipo fu presentato nel 1878, alla Esposizione Universale a Parigi.

A metà '800 John Ericsson inventò il collettore parabolico lineare. Svedese di nascita, era uno degli assistenti tecnici degli Stati Uniti più influenti e più discutibili del diciannovesimo secolo. Il sistema solare a collettori parabolici lineari aveva una potenza max di  $1,8 \text{ kW}_e$  e serviva per il pompaggio delle acque nei campi irrigui.

A metà '800 John Ericsson inventò il collettore parabolico lineare. Svedese di nascita, era uno degli assistenti tecnici degli Stati Uniti più influenti e più discutibili del diciannovesimo secolo. Il sistema solare a collettori parabolici lineari aveva una potenza max di  $1,8 \text{ kW}_e$  e serviva per il pompaggio delle acque nei campi irrigui.

Tra gli altri scienziati che si dedicarono allo studio dei sistemi a concentrazione solare, ci fu anche un padre portoghese, Manuel António Gomes, detto Himalaya (a causa della sua statura), che

Tra gli altri scienziati che si dedicarono allo studio dei sistemi a concentrazione solare, ci fu anche un padre portoghese, Manuel António Gomes, detto Himalaya (a causa della sua statura), che

realizzò ai primi del '900 diverse macchine. Tra queste merita una menzione una sezione di paraboloide che inseguiva il sole: riuscì ad ottenere rapporti di concentrazione estremamente alti, separando la struttura ottica del concentratore da quella del ricevitore. Poiché il ricevitore aveva una apertura conica, egli aveva così realizzato il primo sistema solare con un secondo stadio concentratore. In realtà propose diverse configurazioni tra concentratore e ricevitore.

Gomes lavorò inoltre alla realizzazione del pyreheliophoro, che presentò alla mostra di S. Louis. Questa soluzione integrava i due movimenti distinti necessari per rintracciare il sole, ad ogni latitudine di funzionamento (movimento azimutale e zenitale), era alto 13 m ed il collettore era un settore di un paraboloide di circa 80 m<sup>2</sup> (per una distanza focale media di 10 m) avente 6.117 piccoli specchi di vetro (123 mm· 98 mm) argentati. La zona focale non era più grande di un cerchio di diametro 150 m con un fattore geometrico di concentrazione di circa 4.500 soli.

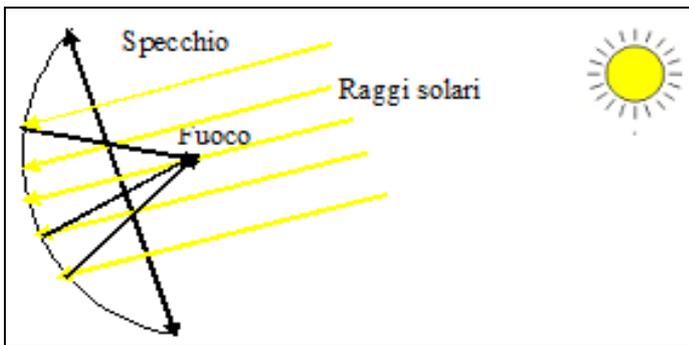
Nel 1910 fu inaugurata a Meadi in Egitto, il primo impianto per il pompaggio di acque ottenute attraverso una serie di collettori parabolici lineari (lunghi 62 m, ampi 4 m, e con un'area di oltre 1.200 m<sup>2</sup>), da circa 40 kW<sub>e</sub>. Questi, pur non avendo un'ottica molto accurata, inseguivano il sole attraverso un rudimentale sistema di solar tracking.

La storia dei primi prototipi di sistemi solari a concentrazione sembra arrestarsi qui, a causa dell'avvento del petrolio e dell'inizio della 1° guerra mondiale. Tuttavia a seguito della guerra arabo israeliana del 1973 nel Kippur, e della conseguente crisi petrolifera, la tematica dello sfruttamento dell'energia solare è ritornata in auge, grazie soprattutto alla consapevolezza che le attuali riserve di petrolio saranno probabilmente sufficienti a coprire il fabbisogno energetico mondiale per alcuni decenni.

## 2.2 IL PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO

Un impianto solare termoelettrico a concentrazione usa le radiazioni dirette del sole (o DNI Direct Normal Irradiation) per creare la fonte di calore ad alta temperatura da cui generare energia elettrica in un ciclo termodinamico. Un impianto CSP è quindi in grado di produrre sia energia termica che energia elettrica .

I raggi solari diretti, viaggianti in parallelo all'asse di uno specchio di forma concava, in genere a sezione parabolica, chiamato *collettore*, vengono riflessi dalla sua superficie riflettente e fatti convergere nel punto focale (Figura 24).



**Figura 24:** Schema del principio di funzionamento del solare a concentrazione [16].

Se in tale punto viene collocato un corpo nero perfettamente assorbente, detto *ricevitore*, l'energia contenuta in ciascun raggio viene assorbita dal corpo, andando a sommarsi a quella di tutti gli altri raggi che incidono sullo specchio. All'interno del ricevitore è presente un fluido vettore. E' chiaro allora che la temperatura del fluido salirà fino a portarsi ad un valore di equilibrio determinato dal bilancio tra la perdita di potenza per irraggiamento e l'afflusso di potenza

solare. Questa concentrazione quindi produce calore ad alta temperatura, il quale potrà quindi essere impiegato o direttamente per applicazioni richiedenti energia termica, o per produrre vapore e quindi energia elettrica mediante l'azionamento di una turbina (da qui il termine solare termoelettrico a concentrazione).

Si chiama fattore di concentrazione del collettore  $C$  un numero adimensionale dato da:

$$C = \frac{A}{a} \quad (2.1)$$

Con  $A$  m<sup>2</sup> area del collettore e  $a$  m<sup>2</sup> area della zona focale del collettore.

Trascurando per il momento le perdite dovute alla non perfetta riflettanza del collettore e alla non totale assorbenza del ricevitore, e ricordando la formula esprime l'irraggiamento solare diretto  $I_{dir}$  su una superficie inclinata rispetto il suolo terrestre di un angolo  $\beta$ , il significato di  $C$  è che l'irraggiamento solare diretto  $I_C$  su  $a$ , potrà così essere determinato:

$$I_C = I_{dir} C = I_{dir} \left( \frac{A}{a} \right) \quad (2.2)$$

con:

$$I_{dir} = I_{b0} \frac{\cos(i)}{\sin(\alpha)} \quad (2.3)$$

Da queste relazioni seguono due considerazioni basilari per i collettori:

- L'asse del collettore deve essere mantenuto sempre parallelo alla direzione dei raggi solari, cioè il collettore dovrà inseguire la posizione apparente del sole sui due assi, angolo di direzione e d'azimuth. Le componenti della radiazione solare che giungono da direzioni diverse dalla normale al collettore (ad esempio le radiazioni diffuse) non contribuiscono a  $I_C$  perché non vengono focalizzate;
- Il valore di  $I_C$  è determinato dal rapporto  $A/a$ , quindi a parità di caratteristiche del ricevitore, la temperatura ottenibile nel ricevitore sarà tanto più alta quanto più grande è  $A$ .

### 2.3 I PRINCIPALI COMPONENTI IMPIANTISTICI

Un impianto solare a concentrazione può essere diviso in due parti:

- Il campo solare (o solar field), che converte l'energia solare in calore ad alta temperatura;
- Il sistema di conversione dell'energia (o power block), che converte il calore prodotto in energia elettrica da immettere nella rete di distribuzione.

Il campo solare si compone dei seguenti principali componenti:

- Il riflettore (o reflector)  
E' una schiera di specchi, o superfici riflettenti, che raccoglie la radiazione solare diretta e la concentra nel ricevitore solare;
- Il ricevitore (o receiver o HCE heat collection element)  
E' la parte del sistema che trasforma l'energia luminosa in calore. In alcuni casi è parte integrante del collettore;
- Il fluido termovettore primario (o primary HTF heat transfer fluid)  
E' il mezzo di trasferimento del calore, che scorre nel ricevitore e trasporta il calore ad alta temperatura al sistema di conversione dell'energia. Può essere acqua, o aria, o olio sintetico, o sali fusi (miscela di nitrato e potassio), o sodio, o idrogeno, o elio a seconda della tecnologia impiegata. Le sue prestazioni dipendono dalla capacità termica, dalla corrosività, dalla viscosità e dalle alte temperature di solidificazione e gassificazione. Solitamente viene chiamato primario per contraddistinguerlo da eventuali altri fluidi, detti secondari, a cui cede energia per mezzo di scambiatori di calore;
- Il sistema di tubazioni (o piping)  
E' l'insieme di tubazioni che collega il campo solare al sistema di conversione dell'energia, all'interno del quale circola il fluido termovettore primario;
- Le pompe di circolazione e alimentazione  
Sono dispositivi meccanici che consentono lo spostamento del fluido termovettore primario all'interno del sistema di tubazioni.

Il sistema di conversione dell'energia si compone dei seguenti principali componenti:

- Il gruppo turbina-alternatore (o EPGS)  
Comprende i seguenti componenti:

- Turbina a vapore (steam turbine) o turbina a gas (gas engine) o motore Stirling (Stirling engine)  
 La turbina a vapore è come è noto una macchina in grado di trasformare l'energia termica posseduta dal vapore d'acqua surriscaldato in energia meccanica impiegandolo in un ciclo termodinamico di tipo Rankine. Analogamente la turbina a gas è una macchina termica in grado di trasformare l'energia termica posseduta da un gas in energia meccanica impiegandolo in un ciclo termodinamico di tipo Brayton (può essere impiegata quando il calore trasportato dal fluido è a temperatura molto elevata). Il motore Stirling è una macchina termica alternativa a ciclo chiuso con scambiatori di calore in grado di convertire energia termica in energia meccanica utilizzandolo in un ciclo termodinamico di tipo Stirling;
- L'alternatore (o generator)  
 E' una macchina elettrica che trasforma l'energia meccanica prodotta dalla turbina a vapore/gas o dal motore Stirling in energia elettrica.
- Il fluido termovettore secondario (o secondary HTF heat transfer fluid)  
 E' il fluido a cui viene trasferito il calore raccolto dal fluido primario e che compie il ciclo termodinamico nel gruppo turbina-alternatore. E' acqua/vapore nel caso in cui a valle è presente una turbina a vapore, gas nel caso in cui a valle vi sia una turbina a gas, o elio/idrogeno nel caso in cui a valle vi sia un motore Stirling. Il fluido primario e secondario possono coincidere.
- Altri componenti (o BOP balance of plant)  
 Comprende i seguenti componenti:
  - Il condensatore (o condenser)  
 E' utilizzato in un ciclo vapore per condensare il vapore saturo in uscita dalla turbina a vapore;
  - La torre di refrigerazione;
  - Il sistema di trattamento dell'acqua;
  - La protezione antincendio;
  - Il sistema di tubazioni (o piping)  
 E' l'insieme di tubazioni che collega il campo solare al sistema di conversione dell'energia, all'interno del quale circola il fluido termovettore secondario;
  - Le pompe di circolazione e di alimentazione  
 Sono dispositivi meccanici che consentono lo spostamento del fluido termovettore primario all'interno del sistema di tubazioni;
  - Le valvole  
 Sono una serie di dispositivi meccanici che consentono di regolare il flusso e la pressione del fluido termovettore in circolo;
  - Il sistema ad aria compressa (o compressed air system);
  - Il sistema di controllo (o plant control system);
  - Le attrezzature elettriche (o electrical equipment);
  - Il degassatore  
 E' un apparecchio che estrae i gas disciolti nel liquido in uscita dal condensatore;
  - Etc.

Oltre ai componenti sopra elencati, possono poi essere presenti anche altri due componenti opzionali a seconda delle esigenze:

- Il sistema di generazione del vapore (o steam generator)  
 Si tratta di una serie di scambiatori di calore (preriscaldatore, evaporatore e surriscaldatore) che permettono di produrre vapore d'acqua surriscaldato, nel caso in cui il fluido termovettore primario non sia acqua e che la macchina termica, impiegata nel sistema di conversione

dell'energia, sia una turbina a vapore. Sono costituiti da una serie di tubazioni al cui esterno circola l'acqua da riscaldare, mentre all'interno circola il fluido termovettore;

- Il sistema di accumulo termico (o storage thermal system)

E' un sistema che permette di stoccare l'energia termica prodotta in eccesso dal collettore solare e di impiegarla nei momenti in cui la radiazione solare diretta è ridotta, come durante la notte o quando il cielo è coperto, o nei momenti di picco di fornitura dell'energia aumentando così la dispacciabilità dell'energia. Solitamente si possono distinguere i seguenti tipi di accumulo:

- 2 serbatoi

E' costituito da un "serbatoio caldo" e un "serbatoio freddo". Nel serbatoio caldo viene stoccato il fluido che ha accumulato calore, in quello freddo il fluido che ha ceduto calore per la produzione di vapore, e che può quindi essere rimesso in circolo nell'impianto;

- 1 serbatoio a termoclinico

Il serbatoio viene riempito con il fluido termovettore ed è caratterizzato da un gradiente termico capace di spostarsi verticalmente lungo il contenitore. Il contenitore ha un materiale a basso costo che costituisce la gran parte della capacità termica dello stoccaggio, previene il mescolamento dovuto ai moti convettivi e diminuisce la quantità di fluido richiesta.

Qualora il fluido impiegato per immagazzinare il calore sia diverso dal fluido termovettore che circola nel campo solare, saranno necessari degli scambiatori di calore per trasferire il calore nel sistema di accumulo.

## 2.4 LE CONFIGURAZIONI TECNOLOGICHE ESISTENTI

Al contrario del solare fotovoltaico, per cui la tecnologia è consolidata nella forma costruttiva mentre è in evoluzione nei materiali e nei metodi di produzione, per lo sfruttamento termodinamico della luce solare la tecnologia non è affatto stabilizzata. Vi sono forme molte diverse attualmente in fase di ricerca o di prima industrializzazione. E' difficile al momento stabilire quali di queste tecnologie è allo stadio di pura ricerca e quale è già vicina alla fase produttiva.

Una principale differenza tra le tecnologie attualmente allo studio risiede nella modalità di concentrazione della luce solare. Su tale base si possono distinguere i seguenti impianti:

- Impianti a concentratore parabolico cilindrico a fuoco lineare (o Parabolic Trough);
- Impianti a torre centrale (o Central Tower);
- Impianti a concentratore parabolico a fuoco puntiforme (o Parabolic Dish).

Gli impianti CSP sopraelencati possono inoltre essere impiegati in diverse soluzioni ibride in cui viene bruciato del combustibile fossile, garantendo un'elevata dispacciabilità dell'energia (produzione elettrica controllabile a prescindere dall'irraggiamento solare) nei casi di basso irraggiamento diretto per soddisfare i picchi di carico:

- Impianti ibridi a ciclo Rankine

Viene accoppiato ad un impianto tradizionale con turbina a vapore a ciclo Rankine, il campo solare di un sistema CSP. Il vapore surriscaldato che si espande in turbina è prodotto, quindi, sia dall'impianto tradizionale (mediante la combustione di una fonte fossile in caldaia e dal surriscaldamento dell'acqua), che dal campo solare;

- Impianti ibridi a ciclo Brayton

Viene accoppiato ad un impianto tradizionale turbogas a ciclo Brayton, il campo solare di un sistema CSP. L'aria che si espande in turbina è riscaldata, quindi, sia dall'impianto tradizionale (mediante la combustione in caldaia del gas naturale e dell'aria compressa), che dal campo solare;

- Impianto ibrido a ciclo Combinato (ISCCS Integrated Solar Combined Cycle System)

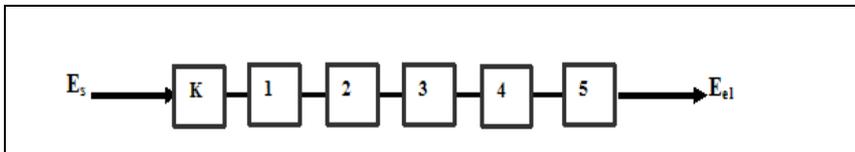
Viene accoppiato al sistema CPS impiegante una turbina a vapore a ciclo Rankine nel sistema di conversione dell'energia, un impianto tradizionale turbogas a ciclo Brayton. I gas di scarico in uscita dalla turbina a gas tradizionale, vengono utilizzati in una serie di scambiatori di calore per produrre vapore surriscaldato da impiegare nella turbina a vapore dell'impianto CPS, in aggiunta al vapore surriscaldato prodotto dal campo solare.

Le soluzioni ibride CSP consentono di aumentare la dispacciabilità dell'energia e di ottenere una maggiore efficienza termodinamica rispetto agli impianti solo solari. L'adozione però di soluzioni ibride CSP comporta una serie di inconvenienti:

- Il consumo comunque di fonti fossili, anche se in maniera ridotta rispetto a quello di un analogo impianto tradizionale;
- L'emissione di sostanze inquinanti, dovute alla combustione delle fonti fossili, anche se in maniera ridotta rispetto a quelle degli impianti tradizionali puramente basati su fonti fossili.

## 2.5 IL RENDIMENTO DEL SOLARE A CONCENTRAZIONE

Seguendo il flusso dell'energia nell'impianto (Figura 25), dalla radiazione solare in entrata all'energia elettrica in uscita dalla centrale, si possono distinguere 5 stadi logici di funzionamento disposti in cascata:



**Figura 25:** Rappresentazione schematica di una centrale solare termoelettrica [33].

- **Blocco 1:** rappresenta il sistema ottico di captazione della radiazione solare diretta e la sua concentrazione nel fuoco del sistema dove è collocato un opportuno ricevitore;
- **Blocco 2:** rappresenta il sistema di conversione termico della radiazione concentrata e la sua raccolta in un fluido primario circolante nel ricevitore, che convoglia il calore in un sistema di accumulo termico;
- **Blocco 3:** comprende il sistema di accumulo termico e del suo rilascio in tempo differito direttamente o mediante uno scambiatore termico verso un fluido secondario;
- **Blocco 4:** rappresenta il sistema di conversione termodinamica del calore trasportato dal fluido termovettore primario o secondario al gruppo turbina-alternatore;
- **Blocco 5:** rappresenta tutte le perdite di energia dovute all'autoalimentazione dei servizi della centrale (energia elettrica impiegata per comandare il sistema d'inseguimento, quella per alimentare le pompe di circolazione dei fluidi e quella utilizzata per non far scendere la temperatura del fluido primario al di sotto di una soglia di sicurezza, ecc.).

Indicando con  $E_s$  l'energia contenuta nella radiazione solare che incide sull'apertura degli specchi,  $K$  la frazione di energia contenuta nella componente diretta della radiazione,  $E_{el}$  l'energia elettrica effettivamente erogata, allora, sempre seguendo il flusso dell'energia, si avrà in uscita un valore di  $E_{el}$  pari a:

$$E_{el} = K\eta_1\eta_2\eta_3\eta_4\eta_5E_sD \quad (2.4)$$

dove  $\eta_i$  sono le rispettive efficienze di trasformazione dei vari blocchi logici, e  $D$  è la disponibilità dell'impianto.

Segue subito che l'efficienza di conversione totale della centrale, ossia l'efficienza termodinamica (ossia % di energia solare che viene convertita in energia elettrica) è rappresentata da:

$$\eta = \frac{E_{el}}{E_s} = K\eta_1\eta_2\eta_3\eta_4\eta_5D \quad (2.5)$$

mentre l'efficienza termica (ossia % di energia solare che viene convertita in energia termica) è data da:

$$\eta = K\eta_1\eta_2\eta_3D \quad (2.6)$$

(tenendo conto che in zone ad elevata latitudine (in cui la DNI è pari a 1.400 kWh/m<sup>2</sup>·anno) si può considerare  $K \approx 0,5$  mentre nelle zone aride a bassa latitudine (in cui la DNI è 2.800 kWh/m<sup>2</sup>·anno) si può considerare  $K \approx 1$ ).

## 2.6 VANTAGGI/SVANTAGGI

L'impiego degli impianti basati su energia solare a concentrazione consente di ottenere i seguenti benefici:

- Potenziale sovrabbondante rispetto ai bisogni umani  
La quantità di energia solare che incide annualmente sulla terra è enorme in confronto alle esigenze energetiche dell'umanità;
- Energia pulita, praticamente esente da emissioni di gas serra e da emissioni inquinanti  
L'energia solare a concentrazione ha la capacità reale di fornire energia pulita in quantità consistenti, tanto da portare un effettivo contributo alla soluzione dei problemi ambientali. Anche nelle soluzioni ibride, la quantità di CO<sub>2</sub> associata all'unità di energia prodotta dalla fonte rinnovabile è molto inferiore a quella associata alle fonti fossili. Ogni m<sup>2</sup> di impianto è in grado di evitare una produzione CO<sub>2</sub> di pari a 200÷300 kg;
- Capacità di produrre grandi quantità di energia, tecnologia affidabile  
L'energia solare a concentrazione ha ormai sviluppato tecnologie e sistemi per la produzione di energia collaudati ed affidabili quanto quelli delle fonti fossili;
- Alta vettoriabilità  
Gli impianti basati sull'energia solare a concentrazione producono sia energia termica che elettrica, e possono quindi essere impiegati in diverse applicazioni che necessitano di entrambe le fonti di energia;
- Modularità  
L'impiego degli impianti di produzione di energia solare a concentrazione è facile ed adeguato anche a contesti tecnico-culturali non particolarmente specializzati, come per i paesi in via di sviluppo. Inoltre gli impianti sono modulari cioè possono essere collocati in modo distribuito in prossimità dell'utenza. I materiali impiegati possono essere poi facilmente riciclati e impiegati per ulteriori impianti.

Accanto però ai numerosi aspetti positivi, l'energia solare a concentrazione mostra i seguenti svantaggi:

- Bassa densità superficiale d'energia e quindi alto costo unitario dell'energia  
La quantità di energia prodotta per unità di superficie è molto inferiore a quella tipica delle centrali convenzionali, ciò significa che lo sfruttamento delle fonti rinnovabili richiede grandi superfici degli impianti di captazione con notevole impegno di territorio. Pur non esistendo grosse preoccupazioni circa la disponibilità di aree a basso costo da reperire, tuttavia le grandi superfici degli impianti determinano in partenza un elevato costo dell'energia prodotta (Tabella 6).

Fonte rinnovabile	Tipo di energia	Densità superficiale dell' energia	Densità superficiale di energia ktep/km <sup>2</sup> ·anno
Eolico	Elettrica	20÷47 GWh/km <sup>2</sup> ·anno	4,5÷10,4
Solare fotovoltaico	Elettrica	65÷70 GWh/km <sup>2</sup> ·anno	14÷15
Solare termico	Termica	468÷756 TJ/km <sup>2</sup> ·anno	13÷21
Solare termodinamico: -Parabolic Trough -Parabolic Dish -Central Tower	Elettrica	33÷39 GWh/km <sup>2</sup> ·anno 33÷39 GWh/km <sup>2</sup> ·anno 49÷59 GWh/km <sup>2</sup> ·anno	7,0÷8,6 11÷13
Biomasse	Termica	16÷41 TJ/km <sup>2</sup> ·anno	0,38÷0,98
Biomasse (biocombustibili)	Chimica	2,6÷3,2 TJ/km <sup>2</sup> ·anno	0,062÷0,076
Idraulica	Elettrica	0,02÷0,06 GWh/km <sup>2</sup> ·anno	0,004÷0,013

**Tabella 6:** Densità superficiale d'energia rinnovabile su un territorio tipico del sud Europa (DNI 1700 kWh/m<sup>2</sup>·anno) [33].

Per illustrare questo concetto si consideri che 1 kg di olio combustibile contiene 10.000 kcal, cioè 11,6 kWh di energia che può essere liberata in pochi secondi. Per produrre una tale quantità un metro di collettore di un impianto solare termoelettrico parabolic trough necessita di 2÷3 giorni di funzionamento;

- La produzione di energia è in generale intermittente nel tempo

A causa della variabilità giornaliera e stagionale della fonte solare primaria, l'energia primaria prodotta dalle fonti rinnovabili è intermittente nel tempo. Come conseguenza di ciò, il valore economico dell'energia prodotta è più basso rispetto a quello delle fonti fossili. Il fattore di capacità è quindi molto basso rispetto a quello degli impianti impieganti le fonti fossili, nonostante i miglioramenti nella dispacciabilità dell'energia raggiunti con i sistemi di accumulo e con l'impiego di modalità ibride;

- Occupazione di aree territoriali molto estese

La bassa densità superficiale dell'energia comporta la necessità di occupare vaste aree di territorio per gli impianti, anche dell'ordine di 100 km<sup>2</sup>, in confronto a quelle occupate dagli impianti tradizionali, dell'ordine di 1 km<sup>2</sup>. Quest'esigenza (valida in generale anche per le altre tecnologie rinnovabili) desta perplessità da parte dell'opinione pubblica, come se non si riconoscesse alle fonti rinnovabili una capacità industriale come per l'attività agricola e turistica. Una soluzione si può trovare dall'impiego di territori marginali non popolate come le zone desertiche;

- Modificazione del paesaggio

Gli impianti basati sull'energia solare a concentrazione hanno un aspetto poco naturale, sia per la forma degli elementi che li compongono, che per il colore. Non vi è dubbio che l'aspetto paesaggistico venga alterato. Una linea di compromesso può essere però facilmente trovata, considerando il fatto che l'installazione di impianti di fonti rinnovabili permette la possibilità di ripristinare la situazione originaria del sito: non vengono infatti lasciati effluenti sul terreno, e le apparecchiature possono essere facilmente smantellate con una spesa modesta.

## 2.7 IMPIEGHI

Un workshop del marzo 2002 promosso dalla IEA [12] ha evidenziato che gli impianti a concentrazione solare possono essere impiegati per diverse tipi applicazioni che necessitano di energia elettrica e energia termica: settore food/beverage, settore tessile, processi di asciugatura, evaporazione, pastorizzazione, sterilizzazione, processi di lavaggio, pulitura, processi chimici e biologici, de-

salinizzazione dell'acqua, etc...

Tra le più interessanti possibili applicazioni vi è anche quella del processo di produzione dell'idrogeno: gli impianti CSP sono in grado di fornire il calore (dell'ordine di 800÷1.500 °C) necessario ad attivare i cicli termochimici in cui avviene la scissione ad alta temperatura dell'acqua in idrogeno e ossigeno [28].

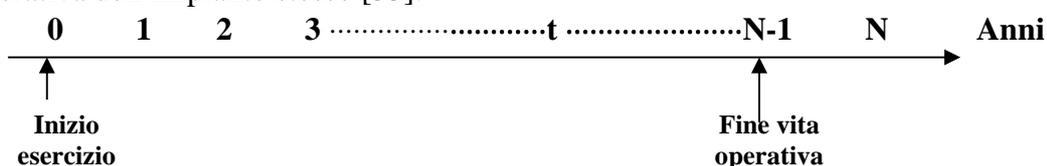


## CAPITOLO 3

## IL BUDGETING DEGLI IMPIANTI SOLARI A CONCENTRAZIONE

### 3.1 INTRODUZIONE E IPOTESI

Le principali decisioni di investimento sono effettuate applicando il metodo del Valore Attuale Netto (VAN). Si consideri come origine dei tempi (anno 0) l'anno di inizio dell'esercizio dell'impianto CSP, cioè l'inizio della vita operativa dell'impianto, e l'anno N l'anno di fine vita operativa dell'impianto stesso [33].



Si ipotizza che:

- L'impianto sia installato in un solo anno;
- L'impianto è al 100% solare, per cui non c'è alcun contributo del costo del combustibile;
- Si considera un ammortamento a quote costanti;
- Il valore di recupero a fine vita dell'impianto è nullo (la parte più consistente dei recuperi è il terreno su cui poggiano le attrezzature e che si rende disponibile per nuove iniziative; tuttavia se si considera che queste aree appartengono sempre a zone marginali si può considerare trascurabile il valore di recupero del terreno rispetto all'investimento dell'impianto);
- Le spese per il ripristino del sito a fine vita dell'impianto sono nulle [33].

Il VAN è definito come il valore attuale di tutti i flussi di cassa VA generati durante la vita operativa dell'impianto meno l'investimento  $I$  sostenuto all'anno 0. Considerando quindi un tasso di sconto nominale  $r_n$  e flussi di cassa nominali  $FC_n$ , si ha:

$$VAN = VA - I \quad (3.1)$$

dove:

$$VA = \sum_t \frac{(FC_n)_t}{(1+r_n)^t} = \sum_t \frac{(1-T)[(R_{op})_t - (C_{op})_t]}{(1+r_n)^t} + TA \sum_j \frac{1}{(1+r_n)^j} \quad (3.2)$$

con:

$A$  rata di ammortamento riconosciuta per legge agli impianti all'anno  $j < N, j = 1 \dots D$ ,

$(R_{op})_t$  ricavi operativi all'anno  $t = 1 \dots N$ ,

$(C_{op})_t$  costi operativi nominali all'anno  $t = 1 \dots N$ ,

$T$  imposte dirette.

In sintesi l'applicazione del VAN richiede la valutazione dei seguenti fattori:

- Definizione dei flussi di cassa incrementali;

- Definizione della distribuzione temporale dei medesimi flussi-
- Valutazione del costo opportunità del capitale.

### 3.2 CONSIDERAZIONI SULL'INFLAZIONE

Solitamente il tasso di sconto viene indicato in termini nominali e per coerenza quindi anche i flussi di cassa sono valutati in termini nominali. Indicando con  $r_n$  il tasso di sconto nominale,  $i$  l'inflazione e  $r_r$  il tasso di sconto reale, si ha che tali parametri sono legati dalla seguente relazione:

$$(1 + r_n) = (1 + i)(1 + r_r) \quad (3.3)$$

Qualora si dispone all'anno  $t$  di flussi di cassa reali  $(FC_r)_t$  (cioè nella moneta corrente nell'anno 0) occorrerà trasformarli in flussi di cassa nominali  $(FC_n)_t$  tenendo conto dell'inflazione nel seguente modo:

$$(FC_n)_t = (FC_r)_t (1 + i)^t (1 + e_{FC})^t \quad (3.4)$$

con  $e_{FC}$  differenziale di prezzo specifico del flusso di cassa rispetto all'inflazione.

Assumendo per semplicità  $e_{FC} = 0$  (cioè si ipotizza che tutti i prezzi dei beni aumentino soltanto per il tasso di inflazione) si ha che:

$$(FC_n)_t = (FC_r)_t (1 + i)^t \quad (3.5)$$

Si avrà quindi che:

$$VA = \sum_t \frac{(FC_n)_t}{(1 + r_n)^t} = \sum_t \frac{(FC_r)_t (1 + i)^t}{(1 + i)^t (1 + r_r)^t} = \sum_t \frac{(FC_r)_t}{(1 + r_r)^t} \quad (3.6)$$

### 3.3 L'INVESTIMENTO

L'investimento è l'ammontare complessivo dei fondi dedicati alla realizzazione di un'immobilizzazione permanente per  $N$  anni, cioè alla realizzazione di un impianto.

I costi di investimento necessari a costruire un impianto solare termodinamico a concentrazione possono essere distinti in 2 categorie:

- Costi diretti
  - *Strutture & Miglioramenti*  
Strade, depositi, recinzioni, fornitura di acqua, preparazione del sito (taglio dell'erba, livellamento del terreno...).
  - *Campo solare*  
Specchi, strutture di sostegno del concentratore, attuatori, elementi di giunzione, sistemi di controllo, fluido termovettore, piping, fondazioni, opere civili, ricevitori
  - *Sistema di accumulo*  
Contenitori, serbatoi, scambiatori di calore, pompe e attuatori, compressori e attuatori, attrezzature speciali, materiale isolante, parti elettriche, fluido termovettore, filtro, piping.
  - *Sistema di generazione del vapore*  
Contenitori, scambiatori di calore, pompe e attuatori, compressori e attuatori, fluido termovettore, parti elettriche.
  - *EPGS*  
Turbina, alternatore, elementi elettrici ausiliari, piping.
  - *BOP*

Sistema di trattamento dell'acqua, condensatore, degassatore, torre di refrigerazione, piping, sistema antincendio, sistema ad aria compressa, sistema di controllo, attrezzature elettriche.

- *Terreno*
- *Contingenze*
- Costi indiretti
  - *Servizi di ingegnerizzazione*
  - *Servizi di costruzione*
  - *Servizi di project management*
  - *Supervisione del sito*
  - *Commissionamento dei lavori*
  - *Start-up dei lavori*
  - *Contingenze*

### 3.4 I RICAVI OPERATIVI

I ricavi operativi sono dati dalla vendita dell'energia prodotta, pertanto si avrà all'anno  $t$  indicando con  $AEP$  kWh (Annual Energy Production) l'energia totale netta prodotta dall'impianto (supposta costante negli anni e al suo massimo valore) e  $P_t$  €/kWh il prezzo dell'energia:

$$(R_{op})_t = AEP \cdot P_t \quad \text{€} \quad (3.7)$$

Indicando con  $P$  €/kWh il valore in moneta corrente dell'energia nell'anno 0 e tenendo conto dell'inflazione  $i$ , si avrà nell'anno  $t$ :

$$(R_{op})_t = AEP \cdot P(1+i)^t \quad \text{€} \quad (3.8)$$

### 3.5 I COSTI OPERATIVI

I costi operativi all'anno  $t$  sono dati dalla somma dei costi annuali sostenuti per l'esercizio e la manutenzione ( $C_{E\&M}$ ) <sub>$t$</sub>  € e per gli oneri assicurativi ( $C_{AS}$ ) <sub>$t$</sub>  €:

$$(C_{op})_t = (C_{E\&M})_t + (C_{AS})_t \quad \text{€} \quad (3.9)$$

Indicando con  $C_{E\&M}$  € e  $C_{AS}$  € rispettivamente i costi dell'esercizio e della manutenzione sostenuti nel primo anno, e tenendo conto dell'inflazione  $i$ , si avrà nell'anno  $t$ :

$$(C_{op})_t = C_{E\&M} (1+i)^t + C_{AS} (1+i)^t \quad \text{€} \quad (3.10)$$

I costi di esercizio e manutenzione richiesti da un impianto solare termodinamico a concentrazione possono essere distinti in 2 categorie:

- Costi per i materiali
  - Contratti di servizio per sistemazione terreno, taglio dell'erba, controllo dei computer, controllo delle strade, controllo dei servizi sanitari, controllo delle attrezzature ufficio, controllo automezzi;
  - Uso dell'acqua per il power block e il lavaggio dei pannelli specchianti;
  - Ricambi e attrezzatura per il sistema di accumulo, il power block, il BOP, il generatore di vapore e le strutture;
  - Ricambi e materiali per il campo solare;
  - Attrezzature per automezzi, containers;
  - Miscellanee  
(Telefoni, ricambi per veicoli, forniture per ufficio, affitto attrezzatura, corsi di formazione e viaggi);

- Costi per la manodopera
  - Manodopera per l'esercizio;
  - Manodopera per la manutenzione;
  - Manodopera per l'amministrazione.

### 3.6 L'AMMORTAMENTO

Generalmente è riconosciuta dalla legge una certa quota annuale di deprezzamento per le strutture e per le apparecchiature che compongono l'impianto. Questa quota può essere detratta dall'imponibile dell'anno ai fini della tassazione diretta. L'ammortamento non è un'uscita di cassa, è importante solo in quanto riduce il reddito imponibile e crea un risparmio fiscale uguale al prodotto fra l'ammortamento e l'aliquota d'imposta marginale.

Solitamente si suppone che, a partire dall'anno 0 e fino ad un massimo di  $D$  anni, possa essere detratta dall'imponibile una somma costante. Indicando quindi con  $b$  la quota parte dell'investimento  $I$ , per la quale la legge riconosce il deprezzamento in  $D$  anni, e tenendo conto dell'inflazione  $i$ :

$$A = \left(\frac{b}{D}\right) I (1+i)^j \quad (3.11)$$

### 3.7 CALCOLO DEL VAN

Indicando:

$$\sum_i \frac{1}{(1+r_r)^i} = \frac{\left[1 - \frac{1}{(1+r_r)^N}\right]}{r_r} = \frac{1}{Q_N} \quad (3.12)$$

$$\sum_j \frac{1}{(1+r_r)^j} = \frac{\left[1 - \frac{1}{(1+r_r)^D}\right]}{r_r} = \frac{1}{Q_D} \quad (3.13)$$

si avrà:

$$VAN = (1-T) \left(\frac{1}{Q_N}\right) AEP \cdot P - (1-T) \left(\frac{1}{Q_N}\right) [C_{E\&M} + C_{AS}] + T \left(\frac{1}{Q_D}\right) \left(\frac{b}{D}\right) I - I \quad (3.14)$$

### 3.8 PROCEDURA DI CALCOLO DEL COSTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Nel 1991 a Chateau Montebello in Canada un gruppo di esperti sui temi dell'energia, guidati dall'AIE si è riunita per stabilire una metodologia unificata di calcolo del costo dell'unità di energia elettrica. La crescente attenzione sui temi ambientali e la necessità di disporre di considerazioni ambientali confrontabili, aveva infatti reso necessario stabilire una procedura di calcolo omogenea del kWh.

A seguito di questo lavoro, l'EIA nel 1992 ha pubblicato una guida per il calcolo del costo dell'energia elettrica livellato o  $LEC$ , che è stata raccomandata come metodo di valutazione per tutti i paesi aderenti all'OECD.

Per definizione il  $LEC$  corrisponderà a quel particolare prezzo minimo di vendita  $P$  per il quale il ricavo totale eguaglia il costo totale sostenuto. In termini matematici:

$$VAN = f(P) = 0 \quad (3.15)$$

Introducendo  $C_{kWh}$  al posto di  $P$  nella formula del VAN si ha:

$$C_{kWh} \left[ (1-T) \left( \frac{1}{Q_N} \right) AEP \right] = (1-T) \left( \frac{1}{Q_N} \right) [C_{E\&M} + C_{AS}] - T \left( \frac{1}{Q_D} \right) \left( \frac{b}{d} \right) I + I \quad (3.16)$$

Accorpare tutte le voci relative al capitale separandole dal resto nella  $FCR$  Fixed Charge Rate:

$$FCR = Q_N \frac{\left[ 1 - T \left( \frac{1}{Q_D} \right) \left( \frac{b}{d} \right) \right]}{(1-T)} \quad (3.17)$$

Si ha in definitiva:

$$C_{kWh} = \frac{(C_{E\&M} + C_{AS} + I \cdot FCR)}{AEP} \quad (3.18)$$

### 3.8.1 Effetto delle incentivazioni sul LEC

In base al recente *DM. 11/04/2008* gli impianti CSP che rispettano i requisiti previsti dal Decreto, possono usufruire di una tariffa incentivante dell'ordine di  $0,22 \div 0,28$  €/kWh (aggiuntiva a quella del kWh immesso nella rete) a seconda della quota di produzione netta non attribuibile alla fonte solare. Generalmente l'incentivazione ha una durata di  $M < N$  anni a partire dall'entrata in esercizio dell'impianto. Se si suppone che il valore dell'incentivo è  $P_{inc}$  €/kWh da 0 a  $M$  e indicando per  $z = 1 \dots M$  :

$$\sum_z \frac{1}{(1+r_r)^z} = \frac{\left[ 1 - \frac{1}{(1+r_r)^M} \right]}{r_r} = \frac{1}{Q_M} \quad (3.19)$$

Si avrà per quanto riguarda il VAN del progetto

$$VAN = (1-T) \left( \frac{1}{Q_N} \right) AEP \cdot P + \left( \frac{1}{Q_M} \right) AEP \cdot P_{inc} - (1-T) \left( \frac{1}{Q_N} \right) [C_{E\&M} + C_{AS}] + T \left( \frac{1}{Q_D} \right) \left( \frac{b}{d} \right) I - I \quad (3.20)$$

Per quanto riguarda quindi il calcolo del costo del kWh:

$$C_{kWh} = \frac{(C_{E\&M} + C_{AS} + I \cdot FCR)}{AEP} - P_{inc} \frac{Q_N}{Q_M} \quad (3.21)$$

Ossia l'effetto della vendita dei Certificati Verdi per i primi  $M$  anni di esercizio dell'impianto consente di abbassare il costo di produzione del kWh di una quantità pari:

$$C_{kWh} = P_{inc} \frac{Q_N}{Q_M} \quad (3.22)$$

Il *DM. 11/04/2008* prevede al momento che  $M = 25$  anni.

### 3.8.2 Semplificazioni nel calcolo del LEC

La formula di calcolo del  $LEC$  può essere semplificata nel caso di assenza di imposte, cioè  $T = 0$  (ciò vale in particolar modo per le aziende pubbliche). Si ha infatti che:

$$FCR = Q_N \quad (3.23)$$

e quindi:

$$C_{kWh} = \frac{C_{E\&M} + C_{AS} + I \cdot Q_N}{AEP} \quad (3.24)$$



## CAPITOLO 4

### IMPIANTI SOLARI A CONCENTRATORE PARABOLICO CILINDRICO A FUOCO LINEARE (PARABOLIC TROUGH)

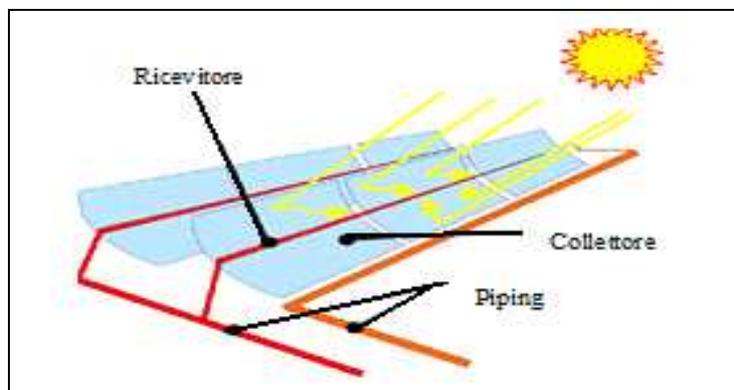
#### 4.1 DESCRIZIONE TECNICA DEI PRINCIPALI COMPONENTI

Gli impianti a concentratore parabolico cilindrico a fuoco lineare (o Parabolic Trough) sono la configurazione tecnologica più semplice e matura. Sono in grado di generare calore ad una temperatura dell'ordine dei 290÷570 °C.

Tra le *soluzioni ibride* che possono essere adottate si hanno l'ibrido a ciclo Rankine e l'ibrido a ciclo Combinato.

##### 4.1.1 Il concentratore

Il concentratore ha una forma parabolica cilindrica a fuoco lineare ed è costituito da moduli assemblati ricoperti da pannelli riflettenti a specchio (Figura 26). Questi ultimi sono in generale costituiti da uno strato di vetro molto sottile con un'alta riflettanza e dalle seguenti caratteristiche: nella parte inferiore hanno uno strato riflettente in argento/alluminio, mentre nella parte superiore uno strato di interposizione in diossido di titanio che riflette i raggi ultravioletti impedendo che possano danneggiare il vetro.

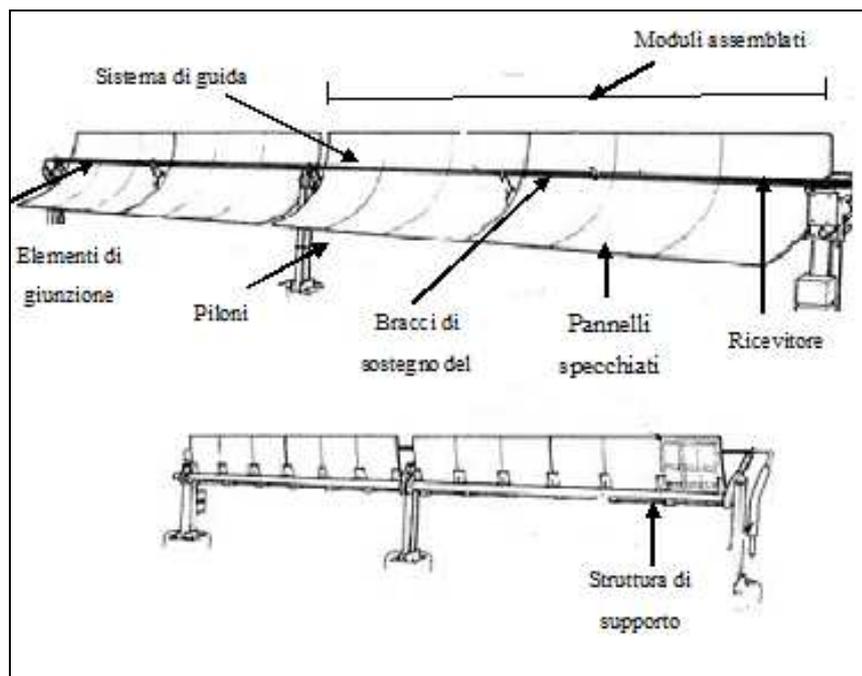


**Figura 26:** Parabolic trough, schema del campo solare [2].

I concentratori sono allineati in file parallele secondo una direzione nord-sud (offre maggiori potenze di picco) e inseguono il sole su un solo asse ruotando attorno al loro asse longitudinale secondo una direzione est-ovest al fine di mantenere il sole nel piano mediano del cilindro parabolico (ciò comporta teoricamente una perdita secca nella captazione di energia solare di circa il 17% rispetto all'inseguimento su due assi).

Ogni collettore è movimentato da un attuatore collocato nel suo centro (solitamente a guida idraulica o gearbox) in base alla posizione del sole individuata da un apposito sensore, ed è visionato da un controllore il quale assicura che al suo interno entri la massima quantità di raggi solari (tutti i controllori sono poi interfacciati ad un computer centrale).

I collettori sono fissati rigidamente a strutture di supporto in acciaio (solitamente una trave centrale e una serie di bracci per l'ancoraggio dei moduli ricoperti dai pannelli riflettenti), a loro volta sorrette da piloni; questi ultimi ne consentono la rotazione per l'inseguimento del sole e ne garantiscono la resistenza alla forza del vento. Al fine di collegare tra loro due collettori adiacenti, sono poi presenti elementi di giunzione.



**Figura 27:** Parabolic trough, elementi principali del collettore [2].

I dati tecnici dei principali concentratori impiegati dal 1980 al 1990 sono riportati in Tabella 7.

Concentratore		Acurex 3001	M.A.N M480	Luz LS-1	Luz LS-2	Luz LS-3
Anno	-	1981	1982	1984	1985	1989
N° di moduli	-	-	-	-	4	8
Lunghezza moduli	m	-	-	-	12	12
N° di specchi	-	-	-	-	106	244
Apertura	m	1,8	2,4	2,5	5	5,75
Area	m <sup>2</sup>	34	80	128	235	545
Lunghezza	m	20	38	50	48	99
Altezza focale	m	-	-	-	1,8	2,1
N° di ricevitori	-	-	-	-	12	24
Struttura di sostegno	-	tubo in acciaio	tubo in acciaio	tubo in acciaio	tubo in acciaio	reticolo in acciaio
Forza vento	m/s	-	-	-	-	31,3
Attuatori	-	A guida gearbox	A guida gearbox	A guida gearbox	A guida gearbox	A guida idraulica
Distanza piloni	m	-	-	6	12÷15	17,3
Sistema di interconnessione	-	Flex hoses	Flex hoses	Flex hoses	Flex hoses	ball joint
Peso	kg/m <sup>2</sup>	-	-	-	-	32
Errore d'inseguimento	%	-	-	-	99	-
Fattore di concentrazione	%	36	41	61	71	82
Efficienza	%	77	77	73,4	76,4	80

**Tabella 7:** Parabolic trough, collettori dal 1981 al 1989 [2].



**Figura 28:** Parabolic trough, foto del collettore Acurex [47].



**Figura 29:** Parabolic trough, foto della struttura, della guida del collettore LS-2 [47].



**Figura 30:** Parabolic trough, foto della struttura, della guida e dell'interconnessione del collettore LS-3 [47].

Al fine di ridurre i costi connessi ai collettori Luz, nel 2001 è stato sviluppato un nuovo concetto di collettore detto “Eurotrough”. I dati tecnici dei principali collettori sviluppati secondo questo concetto sono riportati in Tabella 8.

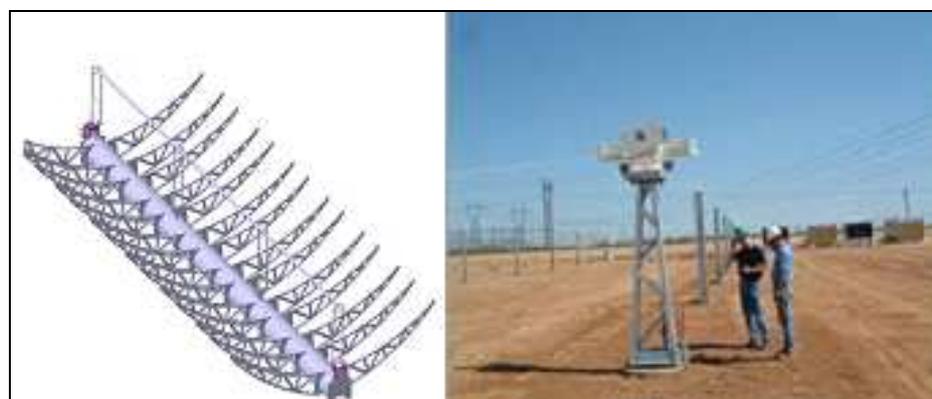
Collettore	Flagsol ET100	Enea	Flagsol ET150	Solargenix SGX1	Sener PTC	Solucar PT2
Anno	2000	2003	2004	2006	2005	2006
N° moduli specchiati per collettore	8	8	12	12	12	-
Lunghezza moduli (m)	12	12,5	12	12	12	-
Apertura (m)		5,76	5,75	5	5,76	4,4
Area (m <sup>2</sup> )	545	540	817,5	470,3	800	430
Lunghezza (m)	100	100	150	100	150	150
Altezza focale (m)	-	1,8	2,1	1,8	1,7	1,7
N° di ricevitori Per collettore	-	-	36	-	-	-
Tipo struttura esterna	Tubo in acciaio galvanizzato che sorregge	Tubo in acciaio carbonato lunga 25 m che sorregge	Tubo in acciaio galvanizzato che sorregge	Tubo in alluminio galvanizzato che sorregge	Tubo in acciaio che sorregge un'armatura di 28	-

	un'armatura di cantilever	un'armatura di cantilever	un'armatura di cantilever	un'armatura di cantilever	cantilever	
Forza vento (m/s)	-	28	31,5	22	33	17
Attuatori	A guida idraulica	A guida idraulica "Duplomatic Oleodinamica"	A guida idraulica	A guida idraulica	A guida idraulica	A guida idraulica
Distanza piloni (m)	-	12,18	-	-	-	-
Sistema connessione collettori adiacenti	Ball joint	Ball joint	Ball joint	Ball joint	Ball joint	Ball joint
Errore d'inseguimento (%)	-	-	99	99,4	-	-
Fattore di concentrazione (%)	-	80	82	82	80	63
Efficienza ottica (%)	-	81	80	77	-	-

**Tabella 8:** Parabolic trough, dati collettore dal 2000 a oggi [2].



**Figura 31:** Parabolic trough, foto della struttura esterna e della guida del collettore Enea [47].

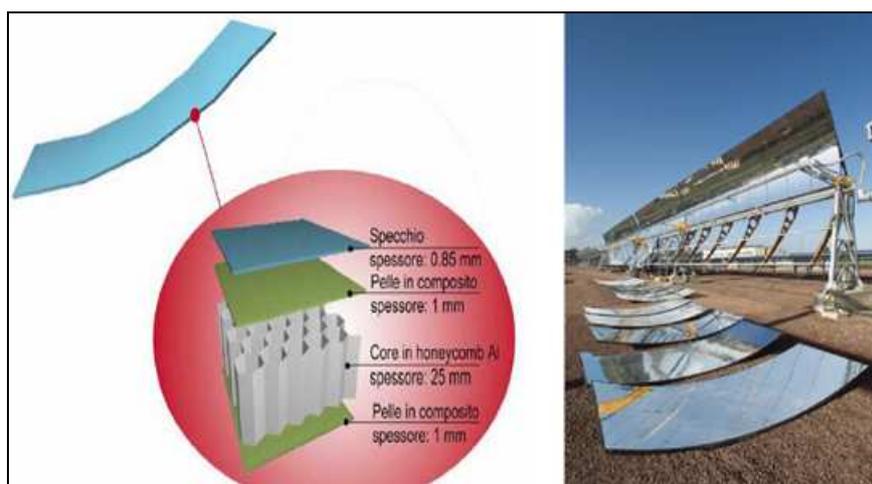


**Figura 32:** Parabolic trough, struttura esterna di sostegno e sistema di guida del collettore Solargenix [47].

La maggior parte dei collettori impiega i pannelli riflettenti sviluppati dalla Flabeg, detti anche "specchi bianchi", di cui vengono riportati i dati tecnici in Tabella 9.

Specchi		Flabeg	ReflecTech	Alanod	Enea	Naugatuck
Tipo	-	Strato di vetro	Stato di polimero di argento ricoperto da un film anti-UV	Strato di alluminio ricoperto da un film protettivo in ossido di alluminio	Strato di vetro aderente su pannelli a nido d'ape (honeycomb) con struttura interna in alluminio e strati superficiali in fibra di vetro	Strato di argento
Lunghezza	mm	1.324÷1.700	-	-	-	-
Larghezza	mm	1.570÷1.500	-	-	-	-
Area vetro	m <sup>2</sup>	2,08÷2,55	-	-	-	-
Spessore	mm	4÷5	-	-	0,85	1
Riflettanza	%	94	93	91,5	91,5	97

**Tabella 9:** *Parabolic trough, dati moduli specchianti [47].*



**Figura 33:** *Parabolic trough, schema e foto dei pannelli riflettenti honeycomb sviluppati dall' ENEA [28].*

#### 4.1.2 Il ricevitore

Il ricevitore, posizionato nel fuoco del collettore, è costituito da tubi in acciaio saldati in opera per formare una linea che, nella posizione di riferimento in esercizio, sia in asse con la retta focale dei collettori. La linea di tubi è mantenuta in posizione da bracci di sostegno, dotati alle estremità di cerniere cilindriche, che permettono la dilatazione termica dei tubi quando l'impianto è in esercizio. La funzione dei tubi è quella di trasferire al fluido termovettore che scorre al suo interno, la massima quantità di energia solare concentrata dagli specchi riflettenti, riducendo al minimo le perdite di energia per irraggiamento verso l'ambiente.

Ogni tubo ricevitore è costituito da un tubo assorbitore d'acciaio inossidabile, sulla cui superficie esterna viene depositato, con tecnologia di splattering, un rivestimento spettralmente selettivo (coating) di materiale composito metallo-ceramico (Cermet), caratterizzato da un'elevata assorbenza della radiazione solare e una bassa emissività di calore nell'infrarosso.

Il tubo d'acciaio è incapsulato sotto vuoto in un tubo esterno di vetro borosilicato, coassiale con il tubo assorbitore, che ha la funzione di proteggere il coating dal contatto con l'aria, riducendo al minimo la dispersione termica verso l'ambiente.

Sulla superficie del tubo di vetro viene depositato un trattamento antiriflesso, per aumentare la trasmittanza della radiazione solare, riducendo al minimo l'energia riflessa.

I collegamenti fra i tubi di vetro e d'acciaio sono realizzati con due soffietti d'acciaio inossidabile (posti alle estremità del tubo di vetro) in grado di compensare le dilatazioni termiche differenziali tra i due materiali.

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

Un secondo materiale assorbitore, molto reattivo con l'aria (getter al Bario), viene depositato sulla superficie interna del tubo di vetro, formando una macchia di colore metallico di qualche cm<sup>2</sup>. Quando il tubo perde il vuoto e il getter di mantenimento si satura, la macchia diviene di colore bianco, indicando visivamente la perdita dell'efficienza dell'isolamento termico verso l'ambiente.

Il tubo ricevitore è l'elemento più delicato della tecnologia solare, perché deve garantire nel tempo un alto coefficiente di assorbimento dell'energia concentrata dagli specchi parabolici, limitando al massimo le perdite termiche verso l'ambiente. Per raggiungere un'elevata affidabilità, sono quindi importanti due caratteristiche:

- Capacità del Cermet di mantenere pressoché inalterate nel tempo le caratteristiche fototermiche alla massima temperatura di esercizio del coating;
- Capacità delle giunzioni vetro-metallo di resistere alle sollecitazioni di fatica termomeccanica, originate dalla variabilità dell'irraggiamento solare.



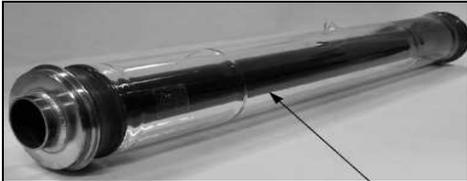
Figura 34: Parabolic trough, elementi del ricevitore [28].

I principali dati tecnici dei ricevitori impiegati dal 1981 a oggi sono riportati nella Tabella 10.

Ricevitore		Acurex 3001	M.A.N M480	Luz LS-1	Luz LS-2	Luz LS-3	Enea	Schott PTR70	Solel UVAC2008
Anno	-	1981	1982	1984	1988	1989	2003	2005	2006
Diametro tubo	m	0,051	0,058	0,042	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Diametro vetro	m	-	-	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115
Lunghezza	m	-	-	4	4	4	4	4	4,06
Pressione del vuoto	Pa	-	-	-	-	0,013	0,01	-	-
Trasmittanza vetro	%	-	-	-	95	95	-	96,3	96
Tipo di coating		-	-	-	-	-	Cermet	-	UVAC
Assorbenza coating	%	96	96	94	96	96	94	96	96
Emittanza coating	%	27	17	30	19	19	14	14	10
Temperatura max del	°C	300	300	307	391	391	580	400	400

fluido termovettore										
Peso	kg/m <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	25
Perdite termiche	%	-	-	-	72,9	-	91,9	-	-	-
Efficienza	%	50	-	-	43	50	80,7	77,6		75,88

**Tabella 10:** *Parabolic trough, dati ricevitore dal 1980 ad oggi [47].*



**Figura 35:** *Parabolic trough, foto del ricevitore ENEA [28].*

#### 4.1.3 Il fluido termovettore

Il fluido che scorre all'interno del tubo del ricevitore può essere olio, acqua/vapore, sali fusi con 60% di sodio e 40% di potassio (hanno la caratteristica di congelare a 220 °C).

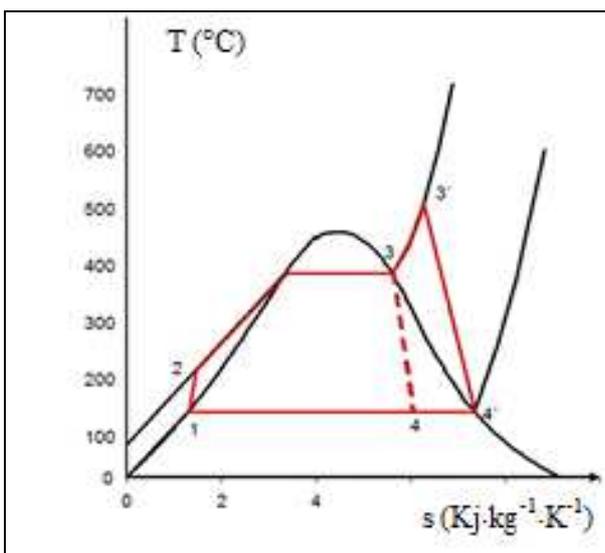


**Figura 36:** *Parabolic trough, foto della miscela di sali fusi [28].*

#### 4.1.4 La turbina a vapore

La turbina a vapore è il motore termico più antico e diffuso. Il suo funzionamento prevede che il vapore compia un ciclo termodinamico muovendosi periodicamente attraverso gli scambiatori caldo (il generatore di vapore) e freddo (il condensatore).

Il ciclo termodinamico compiuto dal vapore chiamato Rankine, può essere descritto in modo semplificato in quattro fasi mediante quattro trasformazioni nel piano T,s (Figura 37):



**Figura 37:** *Schema del ciclo Rankine [53].*

- 1→2: Compressione adiabatica. Tramite la pompa, l'acqua a bassa pressione che esce dal condensatore viene compressa adiabaticamente e spinta nel generatore di vapore a pressione più elevata;

- $2 \rightarrow 3'$ : *Riscaldamento isobaro*. Nel generatore di vapore l'acqua viene dapprima riscaldata, fino alla temperatura di vaporizzazione, nel preriscaldatore (o economizzatore), quindi, nell'evaporatore, vaporizza a temperatura costante fino allo stato di vapore saturo secco. Mediante il surriscaldatore viene fornito ulteriore calore al vapore saturo secco (3), in modo da aumentarne la temperatura a pressione costante: si ottiene quindi vapore surriscaldato (3'), che può avere una temperatura di 390÷540 °C e una pressione di 100 bar, da inviare nella turbina a vapore (è necessario quest'ulteriore surriscaldamento perché se si inviasse direttamente il vapore saturo secco si otterrebbe immediatamente la formazione di gocce d'acqua in turbina, con grande riduzione dell'efficienza);
- $3' \rightarrow 4$ : *Espansione*. Nella turbina si ha l'espansione del vapore surriscaldato che viene sfruttata per produrre lavoro meccanico. La turbina è in pratica un sistema isolato, quindi l'espansione reversibile è adiabatica ovvero isoentropica;
- $4 \rightarrow 1$ : *Raffreddamento isobaro*. Il vapore saturo a bassa pressione dalla turbina viene mandato nel condensatore dove condensa completamente, a temperatura e pressione costante, per recuperare l'acqua trattata, filtrata, a PH controllato, piuttosto costosa che viene quindi reintrodotta nel ciclo. La condensazione avviene cedendo calore all'ambiente, generalmente utilizzando un circuito ad acqua di refrigerazione.

Solitamente l'efficienza del ciclo termodinamico compiuto dal vapore è dell'ordine del 37÷39%, con temperatura della sorgente calda di 600 °C.

#### 4.2 IL PROCESSO DI GENERAZIONE DELL'ENERGIA

Lo schema di funzionamento di un generico impianto solare a ciclo Rankine e impiegante l'olio come fluido termovettore è riportato nella

Figura 38. Il fluido termovettore pompato attraverso le stringhe di collettori si scalda, per effetto della radiazione solare, raggiungendo la massima temperatura di funzionamento. Il calore ad alta temperatura così acquisito viene quindi utilizzato per generare vapore per la produzione di energia elettrica. In questi impianti può essere presente una caldaia di integrazione, in grado di garantire la produzione anche in assenza di radiazione solare, per rendere l'impianto più rispondente alla domanda di energia, dando origine a soluzioni ibride a ciclo Rankine.

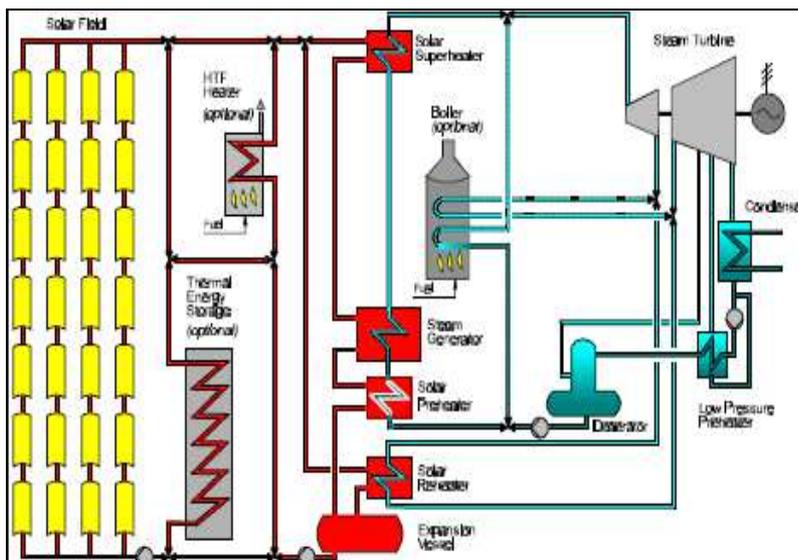
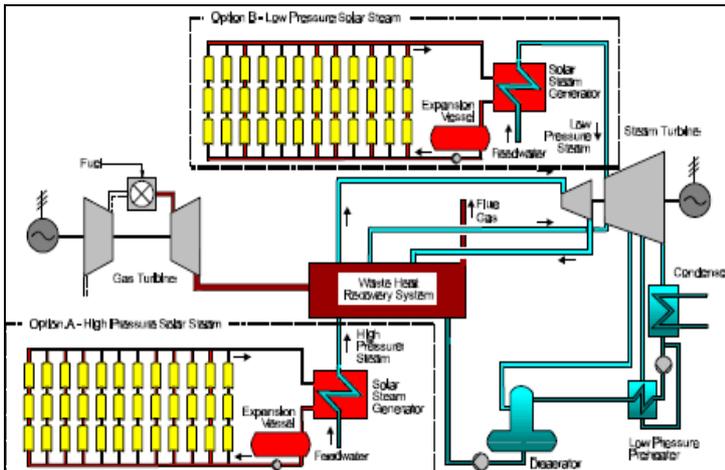


Figura 38: Schema di funzionamento impianto solare a ciclo Rankine con olio [6].

Lo schema di funzionamento di un generico impianto ibrido a ciclo Combinato e impiegante l'olio come fluido termovettore è invece riportato nella Figura 39. Il processo di funzionamento dell'impianto è analogo a quanto visto per gli impianti ibridi a ciclo Rankine, eccetto che per la presenza di un impianto turbogas in cui il recupero di calore dai fumi caldi in uscita a 600 °C, median-

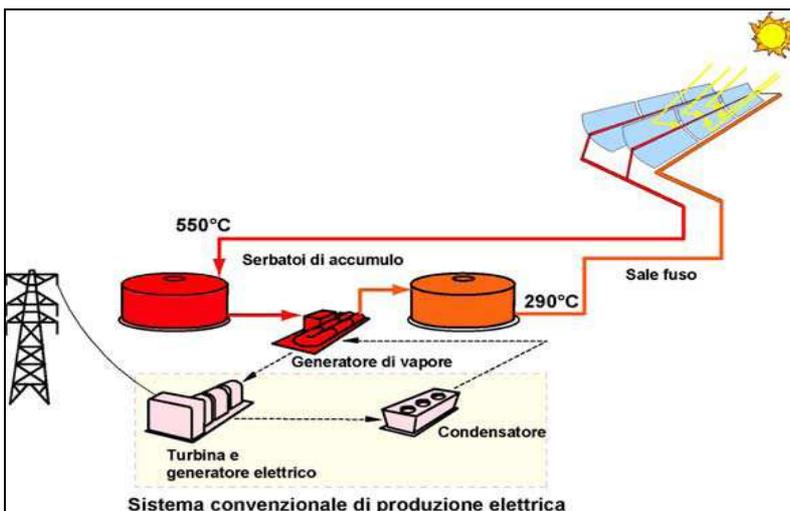
te uno scambiatore di calore, immette un maggiore quantitativo di vapore surriscaldato nella turbina a vapore.



**Figura 39:** Schema di funzionamento impianto ibrido a ciclo combinato con olio [6].

Lo schema di funzionamento di un generico impianto solare a ciclo Rankine e impiegante i sali fusi come fluido termovettore è invece riportato nella

Figura 40. Sono presenti due serbatoi (serbatoio “caldo” e serbatoio “freddo”) che contengono la miscela di sali fusi rispettivamente alla temperatura di 500 °C e 290 °C. Dai serbatoi partono due circuiti indipendenti in cui il sale è spinto da opportune pompe di circolazione. Nel circuito del campo solare, in presenza di irraggiamento sufficiente il sale, prelevato dal serbatoio freddo, si scalda fino a 550 °C circolando all’interno dei tubi ricevitori delle stringhe di collettori solari e va a riempire il serbatoio caldo. Nel circuito del generatore di vapore il sale viene prelevato dal serbatoio caldo e, dopo aver prodotto vapore surriscaldato nel generatore di vapore, ritorna al serbatoio freddo. Nei limiti della capacità di accumulo, i due cicli (quello relativo alla cattura di energia dal sole e quello relativo alla produzione di vapore per alimentare il sistema di generazione elettrica) sono completamente svincolati, consentendo una produzione elettrica controllabile (con elevata dispacciabilità) a prescindere dalla disponibilità dell’irraggiamento solare.



**Figura 40:** Parabolic trough, Schema di funzionamento impianto solare o con sali fusi [22].

Lo schema di funzionamento di un generico impianto solare a ciclo Rankine e impiegante l’acqua come fluido termovettore è invece riportato nella Figura 41. Rispetto all’impiego dell’olio e dei sali fusi, in uscita dal campo solare si ha direttamente il vapore surriscaldato il quale quindi (senza l’ausilio di un generatore di vapore) può essere direttamente inviato in turbina.

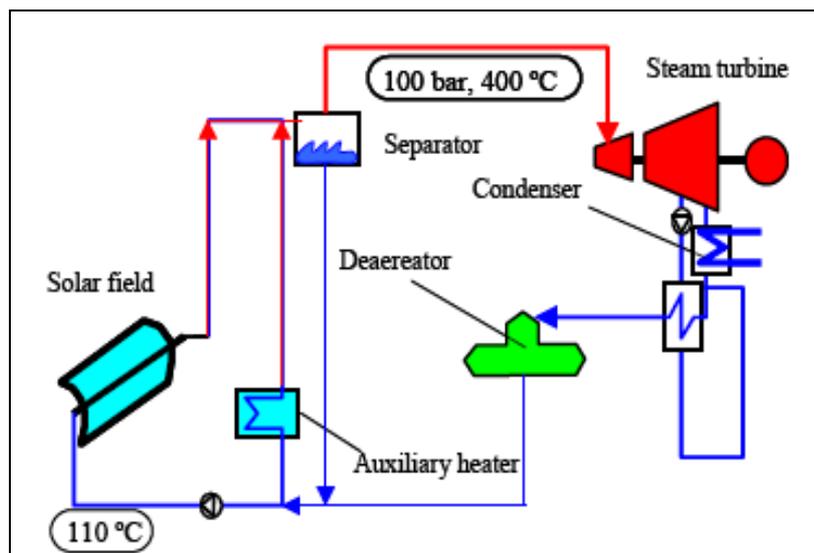


Figura 41: Schema di funzionamento impianto solare con acqua [24].

### 4.3 ESEMPI DI IMPIANTI

A partire dal 1980 a oggi sono stati portati avanti diversi progetti che hanno visto la realizzazione di impianti Parabolic Trough (Tabella 11).

Anno	Nome	Potenza elettrica (MW <sub>e</sub> )	Località	Fluido termovettore	Sistema di Accumulo	Modalità
1981	SSPS-DCS	0,5	Tabernas (Spagna)	Olio	Olio	Solare
1985	SEGS I	14	Dagget (USA)	Olio	Olio	Ibrido a ciclo Rankine
1986-1991	SEGS II-IX	354	Kramer Junction (USA)	Olio	No	Ibrido a ciclo Rankine
1995	Theseus	52	Creta (Grecia)	Olio	No	Ibrido a ciclo Rankine
1996	ISCCS	151 (di cui 30 solare)	Kuraymat (Egitto)	Olio	No	Ibrido a ciclo combinato
1996	ISCCS	140 (di cui 35 solare)	(India)	Olio	No	Ibrido a ciclo combinato
1997	Solar One	64	Nevada (USA)	Olio	Sali fusi	Solare
1998-2001	DCS DISS I-II test	0,03	Almeria (Spagna)	Acqua	No	Solare
1999	ISCCS	300 (di cui 29 solare)	Mexicali (Messico)	Olio	No	Ibrido a ciclo combinato

2000	ISCCS		(Marocco)			Ibrido a ciclo combinato
2000-2002	DCS Eurotrough test	5	Almeria (Spagna)	Olio	No	Solare
2001	Andasol I-II-III	50	Granada (Spagna)	Olio	Sali fusi	Solare
2004-2005	DCS Inditep test	5	Almeria (Spagna)	Acqua	Acqua	Solare
2004	SPP I	150 (di cui 25 solare)	Hassi R'Mel (Algeria)	Olio	No	Ibrido a ciclo combinato
2004	APS Saguaro	1	Arizona (USA)	Olio	No	Solare
2007	Progetto Archimede	770 (di cui 30 solare)	PrioloSangallo, Siracusa (Italia)	Sali fusi	Sali fusi	Ibrido a ciclo combinato

**Tabella 11:** *Parabolic trough, esempi di impianti installati dal 1980 a oggi [22].*

#### **SSPS-DCS: 1981(Tabernas, Spagna)**

Si tratta di un impianto solare in grado di generare una potenza elettrica di  $0,5 \text{ MW}_e$  e una potenza termica di  $1,2 \text{ MW}_t$ , impiegante olio combustibile come fluido vettore e dotato di un sistema di accumulo a termoclino di olio avente un capacità di  $114 \text{ m}^3$  (in grado di garantire un accumulo di 0,5 h, pari a un energia termica di  $5 \text{ MW}_t$ ). L'impianto viene impiegato per desalinizzare l'acqua attraverso 14 stadi. Il campo solare ha un'area attiva di  $2.672 \text{ m}^2$  ed era costituita da 40 concentratori Acurex 3001.

#### **SEGS I: 1985 (Dagget, deserto del Mojave, California, USA)**

Si trattava di un impianto ibrido a ciclo Rankine in grado di generare una potenza elettrica di  $14 \text{ MW}_e$ , impiegante olio combustibile come fluido vettore e dotato di un sistema di accumulo ad olio.

#### **SEGS II-IX: 1986-1991(Kramer Junction, deserto del Mojave, California, USA)**

All'impianto SEGS I furono aggiunti altri 8 impianti tra il 1984 e il 1991. Oggi sono in attivo da oltre 20 anni nove impianti parabolic trough ibridi a ciclo Rankine, per una potenza elettrica complessiva di oltre  $354 \text{ MW}_e$ , impieganti olio combustibile come fluido termovettore e non dotati di sistema di accumulo. Dal 1985 al 2001 è stata prodotta un'energia elettrica complessiva pari a  $13 \text{ TWh}$ . Il processo di funzionamento dei nuovi impianti è simile al precedente SEGS I, senza però la presenza di un sistema di accumulo.



Figura 42: SEGS I-IX, foto dall'alto [47].

Barstow (California, USA)									
DNI 2.725 (kWh/ m <sup>2</sup> ·anno)									
Latitudine (35 °N)									
Nome dell'impianto		S. II 1986	S.III 1987	S. IV 1987	S. V 1988	S.VI 1989	S. VII 1989	S.VIII 1980	S. IX 1991
Area attiva	m <sup>2</sup>	190.338	230.300	230.300	250.500	188.000	194.280	464.340	483.960
Area terreno	ha	67	80	80	87	66	68	162	169
Quantità di acqua impiegata	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /anno	427	467	467	507	364	370	1.011	1.024
Disponibilità	-	-	-	-	-	98	-	-	-
Fattore di capacità	-	-	-	-	-	-	22	-	-
Efficienza termodinamica	%	10,7	10,2	10,2	10,5	10,6	12,3	14,0	13,6
Concentratore									
Modello	-	Luz LS-2	Luz LS-3						
N°	-	810	980	980	1.014	800	584	852	888
Ricevitore									
Modello	-	Luz LS-2	Luz LS-3						
N° di tubi	-	-	11.760	11.760	12.672	9.600	9.216	-	-
Fluido termovettore primario									
Tipo di	-	Olio	Olio	Olio	Olio	Olio VP-1	Olio	Olio	Olio
Temp. min	°C	-	-	-	-	-	-	-	290
Temp. max	°C	321	349	349	349	391	391	391	391
Sistema di conversione dell'energia									
Tipo di impianto	-	Ibrido a ciclo Rankine							
Potenza elettrica	MW <sub>e</sub>	30	30	30	30	30	30	80	80
Energia elettrica impianto	GWh/anno	80,5	92,78	92,78	91,82	90,85	92,646	252,75	256,125
Quantità di combustibile fossile impiegata	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /anno	9,5	9,6	9,6	10,5	8,1	9,1	24,8	25,2
Temperatura del vapore surriscaldato all'entrata solare	°C	360	327	327	327	371	371	371	371

Pressione del vapore surriscaldato all'entrata solare	bar	43,5	43,5	43,5	100	100	100	100	35,3
<b>EPGS</b>									
Efficienza solare	%	29,4	30,6	30,6	30,6	37,6	37,5	37,6	37,6
Efficienza ibrida	%	37,3	37,3	37,3	37,3	39,5	39,5	37,6	37,6
<b>Piping</b>									
Efficienza	%	-	-	-	-	96,1	-	-	-
<b>Carichi elettrici passivi</b>									
Efficienza	%	-	-	-	-	82,7	-	-	-

**Tabella 12:** SEGS I-IX, dati tecnici [2].

**THESEUS: 1995 (Frangokastello, Skafia, isola di Creta, Grecia)**

Si trattava di un impianto ibrido a ciclo Rankine in grado di generare una potenza elettrica di 52 MW<sub>e</sub>, impiegante olio combustibile come fluido termovettore e non dotato di un sistema di accumulo. La superficie totale di copertura dei collettori era di 292.600 m<sup>2</sup>, l'efficienza globale del sistema doveva essere dell'ordine del 7%. Il processo di funzionamento era analogo a quello degli impianti SEGS II-IX. Iniziato nel 1995, il progetto si è concluso nel 2003.

**ISCC: 1996 (Kuraymat, Egitto)**

Si tratta di un impianto ibrido a ciclo Combinato avente una potenza elettrica di 151 MW<sub>e</sub> (di cui 30 MW<sub>e</sub> solare), impiega l'olio combustibile come fluido termovettore e non dotato di sistema di accumulo. Kuraymat si trova 90 km a sud del Cairo, in una zona desertica ad alto irraggiamento, vicina alla rete elettrica, ricca di gas naturale e vicino ad una sorgente d'acqua (le rive del Nilo). L'impianto è in grado di generare un'energia elettrica pari a 984 GWh/anno, di cui 64,5 GWh/anno solo da fonte solare. Avviato nel 1996, il progetto verrà completato nel 2009 e rientra tra le iniziative finanziate dal GEF.

**ISCC: 1996 (Mathania, India)**

Si tratta di un impianto ibrido a ciclo Combinato avente una potenza elettrica di 140 MW<sub>e</sub> (di cui 35 MW<sub>e</sub> solare), impiega l'olio combustibile come fluido termovettore e non è dotato di sistema di accumulo. Il progetto rientra tra le iniziative finanziate dal GEF.

**Solar One: 1997 (Nevada, USA)**

E' il più grande impianto costruito in USA dal 1991, avente una potenza elettrica di 64 MW<sub>e</sub>, impiegante olio combustibile come fluido termovettore e dotato di un sistema di accumulo ad olio. L'impianto è in grado di produrre un'energia elettrica pari a 130 GWh/anno. Iniziato nel 1997, il progetto è divenuto operativo nell'estate del 2007.



**Figura 43:** Solar One, foto dall'alto [53].

### ***DCS-DISS I e II test: 1998-2001 (Plataforma Solar de Almeria, Spagna)***

L'impianto è stato impiegato per testare la prima e la seconda fase del progetto DSG (Direct Steam Generation), cioè per dimostrare la fattibilità dell'impiego dell'acqua/vapore come fluido termovettore.



**Figura 44:** *DSG-DISS, foto dell'impianto [25].*

### ***ISCC: 1999 (Mexicali, Messico)***

È un impianto ibrido a ciclo combinato avente una potenza elettrica di 300 MW<sub>e</sub> (di cui 29 MW<sub>e</sub> solare), impiega l'olio combustibile come fluido termovettore e non è dotato di sistema di accumulo. Il progetto rientra tra le iniziative finanziate dal GEF.

### ***DCS-Eurotrough test: 2000 (Plataforma Solar de Almeria, Spagna)***

Al fine di ridurre i costi connessi ai collettori Luz, nel 2000 è stato sviluppato un nuovo concetto di collettore Eurotrough, elaborato dal progetto europeo in cui ha partecipato la Flagsol. Il progetto europeo si è occupato di sviluppare una nuova tipologia di collettore più facile da fabbricare e meno costoso, in grado di ridurre il costo di generazione dell'energia elettrica al di sotto di 0,08 €/kWh, portando i costi del campo solare al di sotto dei 200 €/m<sup>2</sup> per un impianto di 80 MW<sub>e</sub>. Il nuovo collettore è stato testato nell'impianto DCS della Plataforma Solar de Almeria (Spagna), con un impianto avente una potenza elettrica di 5 MW<sub>e</sub>, impiegante olio come fluido termovettore e non dotato di sistema di accumulo.

La ricerca si è indirizzata su diverse aree di sviluppo:

- Allungamento del collettore;
- Riduzione delle perdite ottiche indotte dal movimento causato dal vento;
- Riduzione dello stress cui sono sottoposte le facce degli specchi;
- Raggiungimento di un rendimento termico del 60% con una DNI di 850 W/m<sup>2</sup>.

Il progetto è stato sviluppato in 2 fasi:

- *Fase 1.* Si è focalizzata sulla progettazione del singolo elemento assemblato nel collettore, al fine di migliorare la performance ottica in presenza di vento e ridurre i costi di fabbricazione e assemblaggio. È stato analizzato il progetto base del collettore LS-3 in una galleria di vento, simulando il suo comportamento al computer. Si è quindi proceduto a progettare, costruire e testare un nuovo collettore più avanzato.
- *Fase 2.* Si è focalizzata sull'aumento della lunghezza del collettore LS-3 del 50%, portandolo da 100 m a 150 m. Si è costruito un prototipo del collettore e lo si è testato comparandolo al vecchio collettore LS-3. Durante il test, il nuovo collettore ha mostrato una maggiore resistenza al vento, migliorando l'efficienza ottica al 74%; è stato inoltre misurato un rendimento termico del 66% alla temperatura di 350 K°. Sono stati anche stimati i risultati economici simulando l'impiego del nuovo collettore in un impianto di 50 MW<sub>e</sub>: quest'ultima valutazione ha evidenziato la possibilità di ottenere una significativa riduzione dei costi attraverso la riduzione del numero di componenti assemblati, la diminuzione delle parti in metallo del 15%, la riduzione della manodopera del 22%.

Entrambe le fasi del progetto hanno avuto successo e hanno raggiunto pienamente i loro obiettivi. I successi riportati dal progetto hanno consentito agli sviluppatori di diventare i fornitori leader euro-

pei di collettori a basso costo, tanto che ad oggi diversi impianti impiegano questo tipo di collettore.

#### ***Andasol I: 2001 (Granada, Andalusia, Spagna)***

Si tratta della realizzazione di un impianto ibrido a ciclo Rankine, dotato di una potenza elettrica di 50 MW<sub>e</sub>, impiegante l'olio combustibile come fluido termovettore e dotato di un sistema di accumulo di Sali fusi. L'impianto è in grado di garantire una produzione elettrica di 176 GWh/anno. Avviato nel 2001, il progetto sarà completato nel 2008.

#### ***SPP-1: 2004 (Hassi R'Mel, Algeria)***

E' un impianto ibrido a ciclo Combinato avente una potenza elettrica di 150 MW<sub>e</sub> (di cui 25 MW<sub>e</sub> solare), impiegante olio combustibile come fluido termovettore e non dotato di sistema di accumulo. Avviato nel 2001, il progetto verrà completato alla fine del 2007.

#### ***DCS-Inditep test: 2004 (Plataforma Solar de Almeria, Spagna)***

L'impianto DCS della Plataforma solar de Almeria è stato impiegato per la terza fase di test del progetto DSG. Aveva una potenza elettrica di 5 MW<sub>e</sub>, e acqua come fluido termovettore. Il test (durato 3.600 h, per più di 37 mesi) ha evidenziato la possibilità di generare un vapore surriscaldato a 450 °C.

#### ***Progetto Archimede: 2007 (Priolo Sangallo-Siracusa, Italia)***

E' un impianto ibrido a ciclo combinato con una potenza elettrica di 770 MW<sub>e</sub> (di cui 20 MW<sub>e</sub> solare), impiegante sali fusi come fluido termovettore e dotato di un sistema di accumulo di sali fusi. L'impianto solare si andrà ad affiancare alla centrale a ciclo combinato di Priolo in attività dal 1979. L'energia termica generata è in grado di produrre un'energia elettrica pari a 16 GWh/anno. Il progetto è iniziato nel 2001, con una fase di analisi e sviluppo di nuovi componenti per il campo solare presso il centro di ricerca Enea a Casaccia (Roma), che ha portato alla realizzazione di un nuovo collettore e un nuovo ricevitore. La realizzazione dell'impianto è stata riavviata nel 2007.



**Figura 45:** Progetto Archimede, layout impianto [28].



**Figura 46:** Progetto Archimede, vista dall'alto [28].

## **4.4 SCENARIO DI SVILUPPO**

Nel seguito vengono riportati i possibili scenari di sviluppo degli impianti parabolic trough con una frazione solare pari al 100% e con l'eventuale presenza di sistemi di accumulo. Secondo lo studio realizzato dalla SunLab [5], la tecnologia parabolic trough avrà nel 2020 una potenza elettrica installata pari a 2.750 MW<sub>e</sub>.

**Impianti solari impieganti l'olio come fluido termovettore**

La SNL ha ipotizzato nel 2000 [14] lo scenario di sviluppo riportato nella Tabella 13.

<b>Barstow (California, USA)</b>		<b>2010 SNL 320 MW 10 h Acc.</b>
<b>DNI 2.725 (kWh/ m<sup>2</sup>·anno)</b>		
<b>Latitudine (35 °N)</b>		
Area attiva	m <sup>2</sup>	3.531.600
Area terreno	ha	1.190
	m <sup>2</sup>	11.900.000
	ha/MW <sub>e</sub>	3,7
Fattore occupazione terreno	%	29,7
Acqua	m <sup>3</sup> /anno	7.008.000
	m <sup>3</sup> /MW <sub>e</sub> ·anno	21.900
Efficienza termodinamica	%	14,6
Tempo di operatività	h/anno	4.380
Fattore di capacità	%	50
<b>Concentratore</b>		
N°		-
Modello		LS-4
<b>Sistema di Accumulo</b>		
Tipo		2 serbatoi
Fluido termovettore accumulato		olio
Tempo di accumulo	h	10
Energia termica accumulata	MWh <sub>t</sub>	10.042
Efficienza	%	85
<b>EPGS</b>		
Potenza elettrica	MW <sub>e</sub>	320
Energia elettrica prodotta	GWh <sub>e</sub> /anno	1.401,6

**Tabella 13:** Parabolic trough con olio, scenario di sviluppo 2005 e 2010. SNL (\$ 1999) [14].

La NREL nel 2004 [18] , prendendo come riferimento di base l'impianto SEGS IV, ha ipotizzato lo scenario di sviluppo riportato nella Tabella 14.

<b>Imperial Valley (California, USA)</b>		<b>2007 NREL 100 MW 6 h Acc.</b>	<b>2012 NREL 200 MW 0 h Acc.</b>
<b>DNI 2.628 (kWh/ m<sup>2</sup>·anno)</b>			
<b>Latitudine (35 °N)</b>			
Area attiva	m <sup>2</sup>	960.000	1.280.000
Area terreno	m <sup>2</sup>	3.200.000	4.300.000
Fattore occupazione terreno	%	30	29,8
Staff E&M	persona/anno	44	48
-Amministrazione		7	7
-Esercizio		14,8	16,1
-Manutenzione campo solare		12,5	16,3
-Manutenzione power block		8	8
Disponibilità	%	94	94
Efficienza termodinamica	%	13,3	15,6

Tempo di operatività	h/anno	3.467	2.619
Fattore di capacità	%	39,6	29,9
<b>Concentratore</b>			
Apertura	m	5	5,75
Lunghezza	m	100	150
Efficienza	%	69,8	72
<b>Ricevitore</b>			
Assorbanza	%	96	96
Emittanza a 400°C	%	14	7
Trasmittanza	%	96,5	97
Efficienza	%	79,1	88,3
<b>Fluido termovettore primario</b>			
Tipo	-	Olio VP-1	Olio VP-1
Temperatura min	°C	293	293
Temperatura max	°C	391	391
<b>Sistema di Accumulo</b>			
Tipo di accumulo	-	2 serbatoi	NA
Tipo di fluido termovettore accumulato	-	Sale	NA
Tempo di accumulo	h	6	NA
Energia termica accumulata	MWh <sub>t</sub>	-	NA
Efficienza	%	99,4	NA
<b>EPGS</b>			
Potenza elettrica	MW <sub>e</sub>	100	200
Energia elettrica prodotta	GWh/anno	350,400	525,600
<b>Piping</b>			
Efficienza	-	96,9	96,5
<b>Carichi elettrici passivi</b>			
Efficienza	-	88,1	89

**Tabella 14:** Parabolic trough con olio, scenario di sviluppo 2007 e 2012. NREL 2005 [18].

#### **Impianti solari impiantati i sali fusi come fluido termovettore**

La SunLab e la S&L nel 2003 [14] hanno ipotizzato lo scenario di sviluppo riportato nella Tabella 15, Tabella 16, Tabella 17, Tabella 18.

<b>Barstow (California, USA)</b> <b>DNI 2.725 (kWh/m<sup>2</sup>·anno)</b> <b>Latitudine (35 °N)</b>		<b>2007 SunLab 100 MW 12 h Acc.</b>	<b>2007 S&amp;L 100 MW 12 h Acc.</b>
Area attiva	m <sup>2</sup>	1.037.760	1.108.830
Area terreno	m <sup>2</sup>	3.497.000	3.497.000
Fattore occupazione terreno	%	29,7	31,7
Staff E&M	Persona/anno	44	*
-Amministrazione		7	
-Esercizio		15,2	
-Manutenzione campo solare		13,5	
-Manutenzione power block		8	
Disponibilità	%	94	94
Efficienza termodinamica	%	16,2	15,1
Tempo di operatività	h/anno	4.923,12	4.923,12

Fattore di capacità	%	56,2	56,2
<b>Concentratore</b>			
Tipo	-	LS-3	LS-3
N° collettori	-	1.269	*
Lunghezza collettore	m	150	*
Area collettore	m <sup>2</sup>	817,5	*
Efficienza del collettore	%	57,9	57
<b>Ricevitore</b>			
Tipo	-	Avanzato	Avanzato
N°	-	45.700	-
N° per concentratore	-	36	
Emittanza a 400°C	at	0,070	0,100
Efficienza	%	86,2	82,3
Energia termica prodotta (MW <sub>t</sub> )		279	279
<b>Fluido termovettore primario</b>			
Tipo		Sali fusi HitecXL	Sali fusi HitecXL
Quantità	l	2.416.352	
Temperatura min	°C	293	293
Temperatura max	°C	450	450
<b>Sistema di Accumulo</b>			
Tipo		2 serbatoi diretti	2 serbatoi diretti
Tipo di fluido termovettore accumulato		Sali fusi HitecXL	Sali fusi HitecXL
Tempo di accumulo	h	12	12
Energia termica accumulata	MWh <sub>t</sub>	3.349	3.349
Efficienza	%	99,7	99,7
<b>EPGS</b>			
Potenza elettrica	MW <sub>e</sub>	110	110
Energia elettrica prodotta	GWh <sub>e</sub> /anno	492,312	492,312
Efficienza	%	39	39
<b>Piping</b>			
Efficienza	%	96,7	96,7
<b>Carichi elettrici passivi</b>			
Efficienza	%	91,1	94,0

**Tabella 15:** Parabolic trough con sali fusi, scenario di sviluppo 2007. SunLab e S&L (\$2002) [14].

<b>Barstow (California, USA)</b>		<b>2010</b>	<b>2010</b>
<b>DNI 2.725 (kWh/ m<sup>2</sup>·anno)</b>		<b>SunLab</b>	<b>S&amp;L</b>
<b>Latitudine (35 °N)</b>		<b>150 MW</b>	<b>150 MW</b>
		<b>12 h Acc.</b>	<b>12 h Acc.</b>
Area attiva	m <sup>2</sup>	1.477.680	1.632.301
Area terreno	m <sup>2</sup>	4.980.000	4.980.000
Fattore occupazione terreno	%	29,7	32,8
Staff E&M	Persona/anno	51	*
-Amministrazione		7	
-Esercizio		16,9	
-Manutenzione campo solare		18,7	
-Manutenzione power block		8	
Disponibilità	%	94	94

Efficienza termodinamica	%	17	15,4
Tempo di operatività	h/anno	4.923,12	4.923,12
Fattore di capacità	%	56,2	56,2
<b>Concentratore</b>			
Tipo	-	Avanzato	Avanzato
N° collettori	-	1.269	1.808
Lunghezza collettore	m	150	150
Area collettore	m <sup>2</sup>	817,5	817,5
Efficienza del collettore	%	59,8	57
<b>Ricevitore</b>			
Tipo	-	Avanzato	Avanzato
N°		65.072	*
N° per concentratore		36	*
Emittanza a 400°C	at	0,070	0,100
Efficienza	%	85,2	81
<b>Fluido termovettore primario</b>			
Tipo		Sali fusi HitecXL	Sali fusi HitecXL
Quantità	l	3.440.676	*
Temperatura min	°C	293	293
Temperatura max	°C	500	500
<b>Sistema di Accumulo</b>			
Tipo		1 serbatoio a termoclinico diretto	1 serbatoio a termoclinico diretto
Tipo di fluido termovettore accumulato		Sali fusi HitecXL	Sali fusi HitecXL
Tempo di accumulo	h	12	12
Energia termica accumulata	MWh <sub>t</sub>	4.894	4.894
Efficienza	%	99,6	99,6
<b>EPGS</b>			
Potenza elettrica	MW <sub>e</sub>	165	165
Energia elettrica prodotta	GWh <sub>e</sub> /anno	738,468	738,468
Efficienza	%	39	40
<b>Piping</b>			
Efficienza	%	96,7	96,7
<b>Carichi elettrici passivi</b>			
Efficienza	%	91,6	91,6

**Tabella 16:** Parabolic trough con sali fusi, scenario di sviluppo 2010. SunLab e S&L (\$2002) [14].

<b>Barstow (California, USA)</b>		<b>2015 SunLab 200 MW 12 h Acc.</b>	<b>2015 S&amp;L 200 MW 12 h Acc.</b>
<b>DNI 2.725 (kWh/ m<sup>2</sup>·anno)</b>			
<b>Latitudine (35 °N)</b>			
Area attiva	m <sup>2</sup>	1.955.200	2.161.485
Area terreno	m <sup>2</sup>	4.980.000	4.980.000

Staff E&M	Persona/anno	58	*
-Amministrazione		7	
-Esercizio		18,8	
-Manutenzione campo solare		24,5	
-Manutenzione power block		8	
Disponibilità	%	94	94
Efficienza termodinamica	%	17,1	15,5
Tempo di operatività	h/anno	4.923,12	4.923,12
Fattore di capacità	%	56,2	56,2
<b>Concentratore</b>			
Tipo	-	Avanzato	Avanzato
N° collettori		2.392	
Lunghezza collettore	m	150	
Area collettore	m <sup>2</sup>	817,5	
Efficienza del collettore	%	60,2	57
<b>Ricevitore</b>			
Tipo	-	Avanzato	Avanzato
N°		86.101	-
N° per concentratore		36	
Efficienza	%	85,3	81
Energia termica prodotta	MWh <sub>t</sub>	544	
<b>Fluido termovettore primario</b>			
Tipo		Sali fusi HitecXL	Sali fusi HitecXL
Quantità	l	4.552.548	
Temperatura min	°C	293	
Temperatura max	°C	391	
<b>Sistema di Accumulo</b>			
Tipo		1 serbatoio a termoclinico diretto	1 serbatoio a termoclinico diretto
Tipo di fluido termovettore accumulato		Sali fusi HitecXL	Sali fusi HitecXL
Tempo di accumulo	h	12	12
Energia termica accumulata	MWh <sub>t</sub>	6.525	6.525
Efficienza	%	99,6	99,6
<b>EPGS</b>			
Potenza elettrica	MW <sub>e</sub>	220	220
Energia elettrica prodotta	GWh <sub>e</sub> /anno	984,624	984,624
Efficienza	%	40	40
<b>Piping</b>			
Efficienza	%	96,8	96,8
<b>Carichi elettrici passivi</b>			
Efficienza	%	91,8	91,8

**Tabella 17:** Parabolic trough con sali fusi, scenario di sviluppo 2012. SunLab e S&L (2003) [14].

<b>Barstow (California, USA)</b>	<b>2020</b>	<b>2020</b>
<b>DNI 2.725 (kWh/ m<sup>2</sup>·anno)</b>	<b>SunLab</b>	<b>S&amp;L</b>
<b>Latitudine (35 °N)</b>	<b>400 MW</b>	<b>400 MW</b>

		12 h Acc.	12 h Acc.
Area attiva	m <sup>2</sup>	3.910.400	4.348.931
Area terreno	m <sup>2</sup>	13.189.000	13.189.000
Fattore occupazione terreno	%	29,6	33,0
Staff E&M	Persona/anno	90	
-Amministrazione		7	
-Esercizio		26,6	
-Manutenzione campo solare		47,9	
-Manutenzione power block		89,6	
Disponibilità	%	94	94
Efficienza termodinamica	%	17,2	15,5
Tempo di operatività	h/anno	4.949,4	4.949,4
Fattore di capacità	%	56,5	56,5
<b>Concentratore</b>			
N°		4.783	
Lunghezza	m	150	
Area	m <sup>2</sup>	817,5	
Efficienza	%	60,2	57,0
<b>Ricevitore</b>			
N°		172.201	-
N° per concentratore		32	
Energia termica prodotta	MW <sub>t</sub>	1.087	
Efficienza	%	85,3	81
<b>Fluido termovettore primario</b>			
Tipo		Sali fusi HitecXL	Sali fusi HitecXL
Quantità	l		
Temperatura min	°C		
Temperatura max	°C		
<b>Sistema di Accumulo</b>			
Tipo		1 serbatoio a termoclinico diretto	1 serbatoio a termoclinico diretto
Tipo di fluido termovettore accumulato		Sali fusi HitecXL	Sali fusi HitecXL
Tempo di accumulo	h	12	12
Energia termica accumulata	MWh <sub>t</sub>	13.050	13.050
Efficienza	%	99,6	99,6
<b>EPGS</b>			
Potenza elettrica	MW <sub>e</sub>	440	440
Energia elettrica prodotta	GWh <sub>e</sub> /anno	1.979,760	1.979,760
Efficienza	%	40	40
<b>Piping</b>			
Efficienza	%	96,8	-
<b>Carichi elettrici passivi</b>			
Efficienza	%	92,8	-

**Tabella 18:** Parabolic trough con sali fusi, scenario di sviluppo 2020. SunLab e S&L (2003) [14].

La NREL nel 2004 [18] ha ipotizzato lo scenario di sviluppo riportato nella Tabella 19.

<b>Imperial Valley (California, USA)</b> <b>DNI 2.628 (kWh/ m<sup>2</sup>·anno)</b> <b>Latitudine (35 °N)</b>		<b>2012</b> <b>200 MW</b> <b>6 h Acc.</b>	<b>2012</b> <b>200 MW</b> <b>12 h Acc.</b>
Area attiva (km <sup>2</sup> )	m <sup>2</sup>	1.640.000	2.310.000
Area terreno	m <sup>2</sup>	5.500.000	7.800.000
Fattore occupazione terreno	%	3,35	3,38
Staff E&M	persona/anno	56	68
-Amministrazione		7	7
-Esercizio		18,1	21,1
-Manutenzione campo solare		22,2	31,2
-Manutenzione power block		8	8
Disponibilità	%	94	94
Efficienza termodinamica	%	16,9	17,1
Fattore di capacità	%	42,0	59,0
Tempo operatività	h/anno	3.679,2	5.168,4
<b>Concentratore</b>			
Apertura	m	5,75	5,75
Lunghezza	m	150	150
Efficienza	%	72	72
<b>Ricevitore</b>			
Assorbanza	%	96	96
Emittanza a 400°C	%	7	7
Trasmittanza	%	97	97
Efficienza	%	86,3	86,3
<b>Fluido termovettore primario</b>			
Tipo		Sali fusi HitecXL	Sali fusi HitecXL
Temperatura min	°C	293	293
Temperatura max	°C	450	450
<b>Sistema di Accumulo</b>			
Tipo di accumulo		2 serbatoi	2 serbatoi
Tipo di fluido termovettore accumulato		Sali fusi HitecXL	Sali fusi HitecXL
Tempo di accumulo	h	6	12
Efficienza accumulo	%	99,8	99,7
<b>EPGS</b>			
Potenza elettrica	MW <sub>e</sub>	200	200
Energia elettrica prodotta	GWh/anno	735,840	1.033,680
Efficienza	%	39,2	39,2
<b>Piping</b>			
Efficienza	%	97	97
<b>Carichi elettrici passivi</b>			

Efficienza	%	92,7	92,9
------------	---	------	------

**Tabella 19:** Parabolic trough con sali fusi, scenario di sviluppo 2012. NREL 2004 [18].

### Impianti solari impieganti acqua/vapore come fluido termovettore

La SNL ha ipotizzato nel 2000 [14] lo scenario di sviluppo riportato nella Tabella 20.

<b>Barstow (California, USA)</b>		<b>2020</b>	<b>2030</b>
<b>DNI 2.725 (kWh/ m<sup>2</sup>·anno)</b>		<b>320 MW</b>	<b>320 MW</b>
<b>Latitudine (35 °N)</b>		<b>10 h Acc.</b>	<b>10 h Acc.</b>
Area attiva	m <sup>2</sup>	3.374.640	3.204.600
Area terreno	ha	1.150	1.090
	m <sup>2</sup>	11.500.000	10.900.000
	ha/MW <sub>e</sub>	3,6	3,4
Fattore occupazione terreno	%	29,3	29,4
Acqua	m <sup>3</sup> /anno	70.080.000	70.080.000
	m <sup>3</sup> /MW <sub>e</sub> ·anno	21.900	21.900
Efficienza termodinamica	%	15,3	16,1
Fattore di capacità	%	50	50
<b>Concentratore</b>			
Modello		LS-4	LS-4
<b>Fluido termovettore primario</b>			
Tipo		Acqua/vapore	Acqua/vapore
<b>Sistema di Accumulo</b>			
Tipo di accumulo		2 serbatoi	2 serbatoi
Tipo di fluido termovettore accumulato		olio	olio
Tempo di accumulo	h	10	10
Energia termica accumulata	MWh <sub>t</sub>	9.678	9.678
Efficienza	%	85	85
<b>EPGS</b>			
Potenza elettrica	MW <sub>e</sub>	320	320
Energia elettrica prodotta	GWh <sub>e</sub> /anno	1.401,6	1.401,6

**Tabella 20:** Parabolic trough con acqua/vapore, scenario di sviluppo 2020 e 2030. SNL 2000 [14].

## 4.5 VANTAGGI/SVANTAGGI

Allo stato attuale la tecnologia permette di ottenere i seguenti vantaggi:

- Sul piano della praticabilità commerciale, la tecnologia parabolic trough sembra attualmente quella più promettente fra quelle del solare a concentrazione;
- Buon fattore di capacità;
- Elevate temperature raggiunte dal fluido termovettore;
- L'impiego dell'olio combustibile consente di abbinare un sistema di accumulo di olio combustibile, evitando quindi l'impiego di un secondo fluido di immagazzinamento e di scambiatori di calore per l'accumulo;
- L'impiego dell'acqua/vapore permette di alimentare direttamente la turbina a vapore senza utilizzare gli scambiatori di calore necessari nel caso dell'olio e dei sali fusi;
- L'impiego dei sali fusi oltre alla riduzione del pericolo connesso all'utilizzo dell'olio combustibile, consente di ottenere temperature di esercizio più elevate (con una maggiore efficienza termodinamica), di avere un buon coefficiente di scambio termico, di avere una bassa tensione di vapore e una buona stabilità chimica. Inoltre l'impiego dei sali consente di utilizzare si-

stemi di accumulo di sali fusi a basso costo in serbatoi compatti e pressione atmosferica senza l'utilizzo di scambiatori di calore aggiuntivi;

- La produzione di energia annuale per unità di superficie occupata è pressoché la stessa degli impianti parabolic dish, con il vantaggio di una maggiore semplicità d'impianto e una conseguente maggiore affidabilità;
- Possibilità di realizzare schemi di impianti ibridi.

Nonostante i notevoli passi avanti, che sono stati compiuti per rendere sempre più competitivi gli impianti, allo stato attuale questi presentano ancora i seguenti aspetti da risolvere:

- Il ricevitore presenta alcuni limiti tecnologici rappresentati dalla capacità di assorbimento, dalle dispersioni che si sviluppano per convezione e irraggiamento, dagli stress termici che si verificano ad esempio nel caso di pioggia;
- L'impiego dell'olio combustibile è molto pericoloso, è tossico e altamente infiammabile alla temperatura di esercizio. Inoltre l'efficienza di conversione degli impianti che riesce a garantire è ancora molto bassa, dovuta alla bassa temperatura di lavoro del fluido;
- L'impiego del vapore presenta limiti nell'accumulo diretto del fluido, per le alte pressioni e perché il fluido in uscita è gassoso. L'utilizzo dei serbatoio, come avviene per i sali fusi, presenta un aggravio dei costi legato al serbatoio caldo per la maggiore superficie richiesta dal vapore;
- La soluzione con sali fusi è più complessa e costosa, per il fatto che devono essere mantenuti costantemente ad una temperatura superiore a quella di solidificazione pari a 220 °C;
- Il costo dell'energia elettrica prodotta è ancora piuttosto elevato, conseguenza della bassa efficienza e dell'elevato costo di costruzione degli impianti;
- La natura intermittente dell'energia prodotta, legata alla variabilità della fonte solare, costringe ancora all'utilizzo di combustibili fossili per integrare la produzione di energia nel caso in cui si voglia garantire un servizio continuativo.

## CAPITOLO 5

### IMPIANTI SOLARI A TORRE CENTRALE (CENTRAL TOWER)

#### 5.1 DESCRIZIONE TECNICA DEI PRINCIPALI COMPONENTI

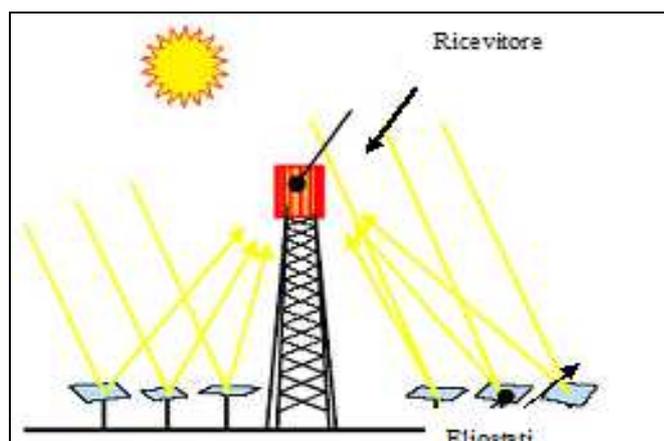
Si tratta di un impianto di notevole prestazioni con un fattore di concentrazione superiore a 700, in grado di sviluppare calore a temperatura dell'ordine dei 1.000 °C e produrre una potenza elettrica di 100÷400 MW<sub>e</sub>, con conseguenti alti rendimenti di trasformazione in energia elettrica. Inoltre la possibilità di alimentare un sistema di accumulo termico rende questo tipo di impianti in grado di coprire in modo più soddisfacente la domanda di energia.

Tra le soluzioni ibride che possono essere adottate si hanno l'ibrido a ciclo Rankine, a ciclo Brayton e a ciclo Combinato.

##### 5.1.1 Il concentratore

Il collettore ha una forma piana e piatta ed è chiamato anche "eliostato". Gli eliostati sono costituiti da moduli, ricoperti di pannelli riflettenti (solitamente vetro o materiali alternativi riflettenti quali membrane riflettenti o fogli metallici, del tutto analoghi a quelli impiegati nei collettori parabolic trough), assemblati su una struttura in metallo (avente un'area di 40÷170 m<sup>2</sup>) sorretta a sua volta da un albero (alto 5÷6 m) in metallo fissato a terra.

Gli eliostati possono essere collocati in modo da circondare completamente la torre su cui è collocato il ricevitore in una o più file circolari oppure essere posti ad emiciclo verso nord (o sud nel caso di emisfero australe).

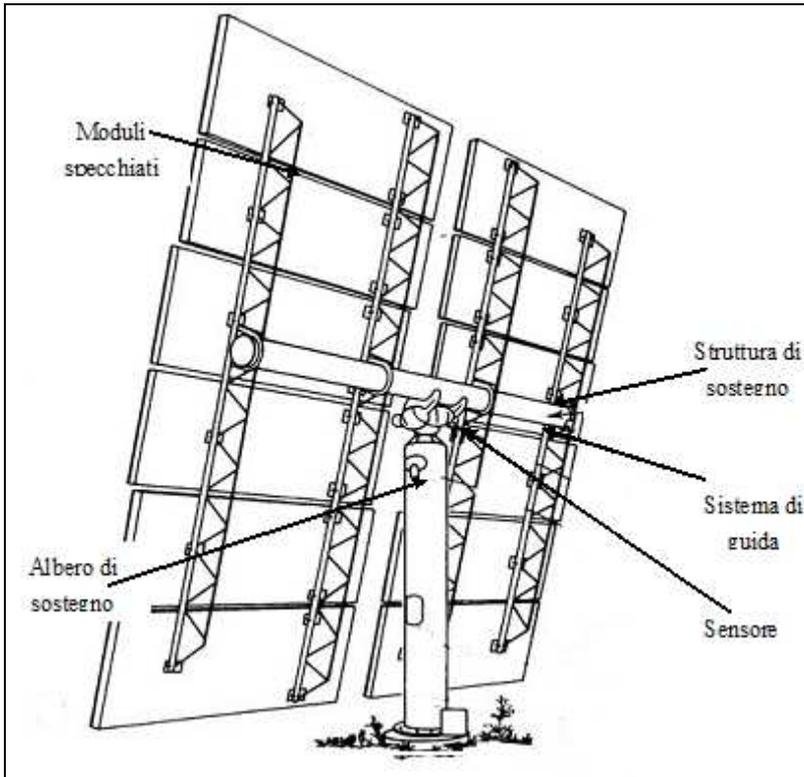


**Figura 47** : *Central tower, schema di principio [24].*

I concentratori devono essere opportunamente distanziati tra loro per evitare fenomeni di ombreggiamento, con una distanza che aumenta allontanandosi dalla torre. La necessità di puntare il ricevitore, in ciascuna ora del giorno e in tutte le stagioni, richiede un meccanismo di inseguimento a due assi in modo da far ruotare ciascuno specchio autonomamente da nord a sud e da est a ovest.

La movimentazione degli eliostati viene solitamente effettuata da due attuatori, uno per la rotazione azimutale e uno per l'elevazione lineare, secondo il percorso del sole individuato dal sensore. Gli azionatori, controllati elettronicamente, sono la parte più costosa del sistema e per questo gli specchi vengono costruiti il più grande possibile.

I collettori concentrano l'energia solare verso il ricevitore con un alto fattore di concentrazione pari a  $800 \div 1.000$  soli, con efficienza pari al  $90 \div 97\%$ .



**Figura 48:** Central Tower, schema del collettore [2].

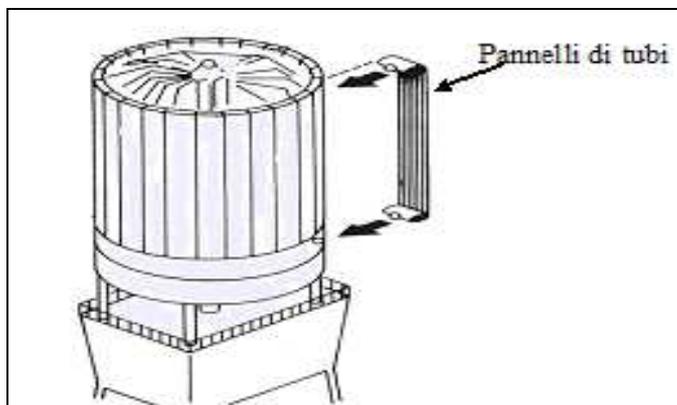
### 5.1.2 Il ricevitore

Il ricevitore è un piccola area collocata in modo fisso sulla sommità di una torre in cui scorre il fluido termovettore da scaldare.

Ci sono 4 tipi di ricevitore:

- Ricevitore esterno

Il ricevitore è costituito da  $20 \div 24$  pannelli piani assorbitori su cui sono montati delle serpentine di tubi di acciaio (lunghi  $10 \div 15$  m e con un diametro di  $12 \div 70$  mm) disposti a formare un cilindro (di diametro  $6 \div 8$  m); all'interno dei tubi scorre il fluido termovettore da scaldare. Il problema di questo ricevitore è che il fluido può congelare ( $110 \div 220$  °C per i sali fusi e  $95$  °C per il sodio) e che la superficie esterna deve essere mantenuta minima per ridurre le dispersioni termiche. Tale soluzione consente di produrre un calore a  $600$  °C.

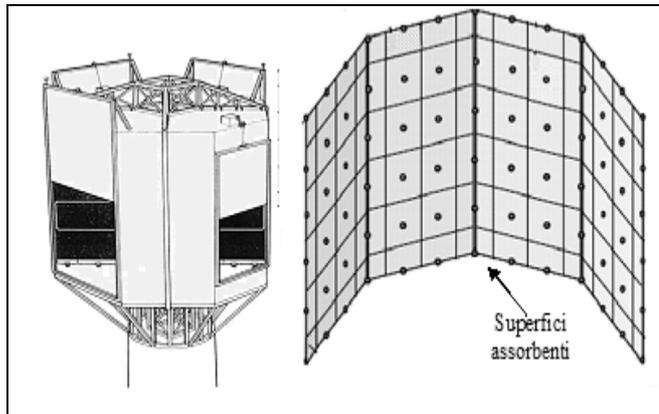


**Figura 49:** Central tower, schema del ricevitore esterno [2].

- Ricevitore a cavità

Al fine di ridurre le dispersioni termiche, l'irraggiamento solare viene concentrato su superfici assorbenti collocate all'interno di una cavità, la quale può essere chiusa quando non c'è

luce solare. Le superfici assorbenti sono formate da 4÷5 pannelli verticali (alti 12÷15 m e larghi 5÷6 m) disposti a formare un semicilindro (di diametro 7÷9 m). Possono essere presenti più cavità a formare il ricevitore.



**Figura.50:** *Central tower, schema del ricevitore a cavità [51].*

– Ricevitore volumetrico

La superficie è fatta di un materiale in grado di resistere alle alte temperature, come la ceramica o il metallo, con una struttura a nido d'ape. Al suo interno viene fatta passare l'aria la quale, una volta riscaldata, trasferisce il calore ad un secondo fluido termovettore.

– Ricevitore a diretto assorbimento

E' la tecnologia più recente in cui il calore concentrato viene trasferito direttamente alle particelle d'aria che circola al suo interno; può consentire di raggiungere un calore anche fino a 2.000 °C.

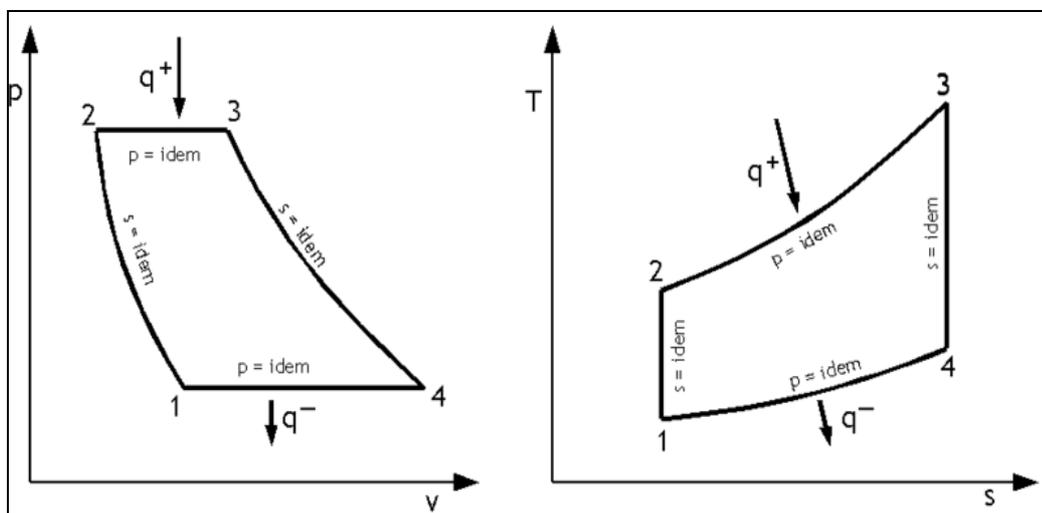
### 5.1.3 Il fluido termovettore primario

Possono essere impiegati diversi fluidi termovettori: olio combustibile, acqua/vapore, sali fusi con 60% di sodio e 40% di potassio (hanno la caratteristica di congelare a 220 °C), sodio (ha la caratteristica di congelare a 59 °C) e aria.

### 5.1.4 La turbina a vapore/a gas

Il funzionamento della turbina a vapore è analogo a quanto visto per gli impianti parabolic trough. Per quanto riguarda la turbina a gas, questa è un'altra macchina termica in cui l'espansione in turbina è compiuta dall'aria anziché dal vapore.

Il ciclo compiuto dall'aria viene chiamato Brayton, ed è così composto (Figura 51):

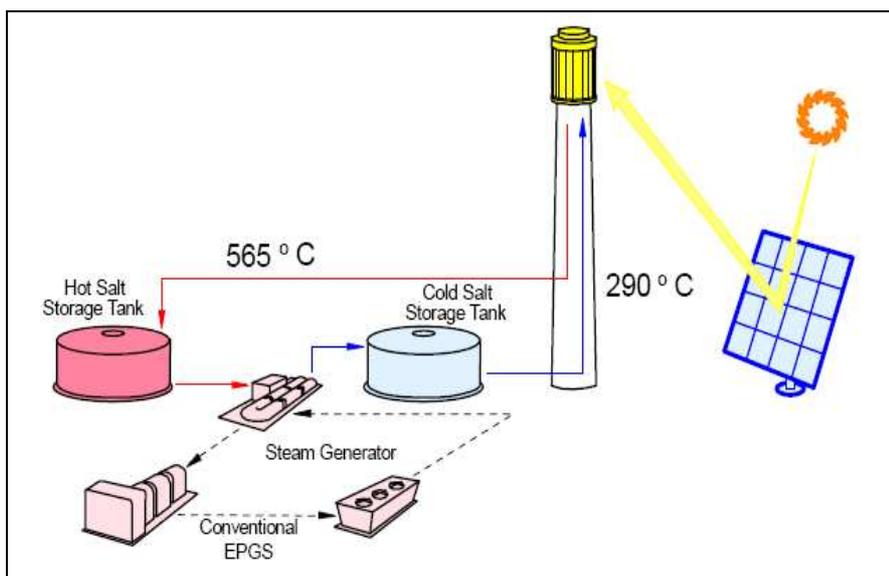


**Figura 51:** *Schema del ciclo Brayton [53].*

- $1 \rightarrow 2$ : *Compressione isoentropica*. L'aria aspirata dall'ambiente esterno a pressione ambiente, viene compressa adiabaticamente e spinta in caldaia;
- $2 \rightarrow 3$ : *Riscaldamento isobaro*. In caldaia l'aria compressa viene miscelata con il combustibile e fatta bruciare, con un notevole aumento di temperatura e di volume dell'aria;
- $3 \rightarrow 4$ : *Espansione isoentropica*. Nella turbina si ha l'espansione dei gas combusti che vengono sfruttati per produrre lavoro meccanico. Collegata alla turbina vi è un alternatore, che trasforma l'energia meccanica fornita dalla turbina in energia elettrica;
- $4 \rightarrow 1$ : *Raffreddamento isobaro*. I gas uscenti dalla turbina vengono scaricati sull'ambiente e si raffreddano a pressione atmosferica (quello descritto è un ciclo aperto, in cui la trasformazione di raffreddamento avviene scaricando in atmosfera i gas combusti ed aspirando aria fresca). Mediante uno scambiatore di calore è possibile recuperare energia termica dal calore contenuto dai gas combusti in uscita dalla turbina.

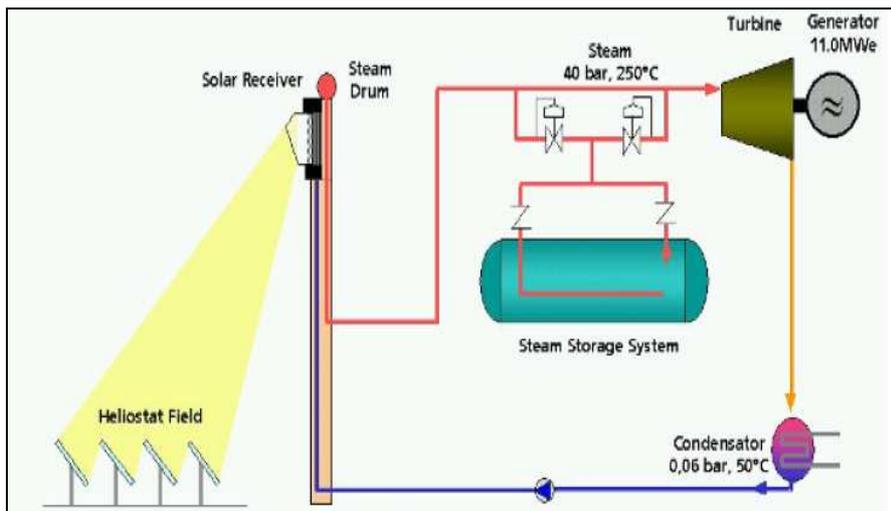
## 5.2 IL PROCESSO DI GENERAZIONE DELL'ENERGIA

Lo schema funzionale tipico di un impianto a torre a ciclo Rankine, impiegante sali fusi e con accumulo, è mostrato in Figura 52. I sali, prelevati dal serbatoio a bassa temperatura a  $290\text{ }^{\circ}\text{C}$ , vengono fatti circolare attraverso il ricevitore. I sali si scaldano fino a circa  $565\text{ }^{\circ}\text{C}$  e vengono inviati nel serbatoio di accumulo ad alta temperatura. La portata del fluido viene regolata, in funzione dell'intensità della radiazione solare, in modo da mantenere costante la temperatura in uscita dal ricevitore. Quando è richiesta la produzione elettrica i sali dal serbatoio caldo vengono inviati al generatore di vapore, dove viene prodotto vapore alla temperatura di  $540\text{ }^{\circ}\text{C}$  e pressione di 120 bar.



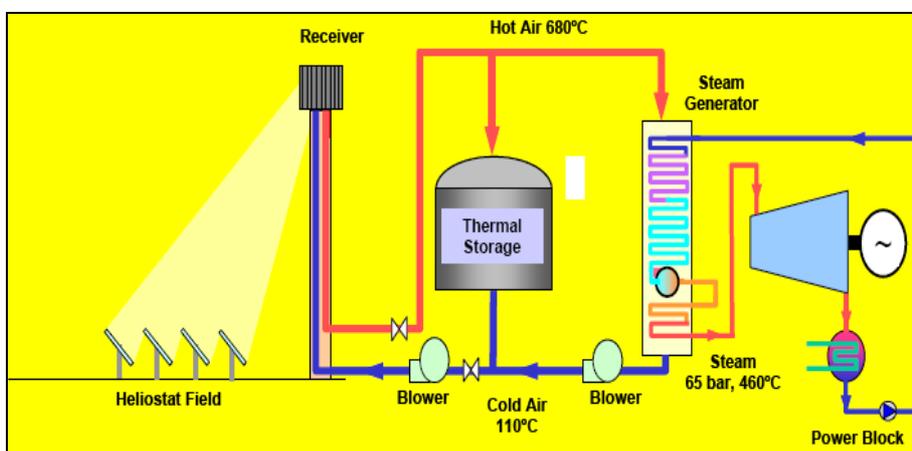
**Figura 52:** *Central Tower, schema di funzionamento impianto solare con sali fusi [22].*

Lo schema di funzionamento di un generico impianto solare che utilizza l'acqua come fluido termovettore è invece riportato nella Figura 53. Rispetto all'impiego dell'olio e dei sali fusi, in uscita dal campo solare si ha direttamente il vapore surriscaldato il quale quindi (senza l'ausilio di un generatore di vapore) può essere direttamente inviato in turbina.



**Figura 53:** *Central Tower, schema di funzionamento impianto solare con acqua/vapore [22].*

Lo schema di funzionamento di un generico impianto solare con aria come fluido termovettore è invece riportato nella Figura 54.



**Figura 54:** *Central Tower, schema di funzionamento impianto solare con aria [22].*

### 5.3 ESEMPI DI IMPIANTO

A partire dal 1964 a oggi sono stati portati avanti diversi progetti che hanno visto la realizzazione di impianti central tower (Tabella 21).

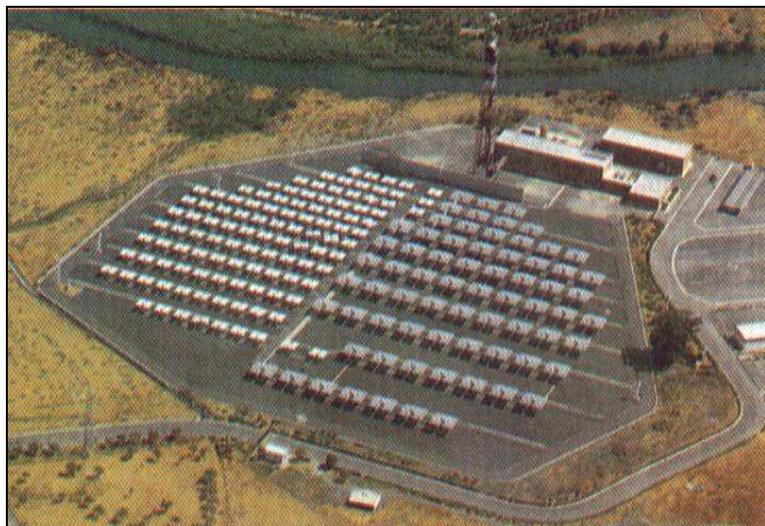
Anno	Nome	Potenza elettrica (MWe)	Località	Fluido termovettore	Sistema di Accumulo	Modalità
1980	Eurelios	1	Adrano (Italia)	Acqua	Sali fusi	Solare
1981	Sunshine	1	NIO (Giappone)	Acqua	Acqua	Solare
1981	SSPS-CRS	0,5	Almeria (Spagna)	Sodio	Sodio	Solare
1982	Solar One	10	California (USA)	Acqua	Olio	Solare
1982	Themis	2,5	Targassone (Francia)	Sali fusi	Sali fusi	Solare
1983	CESA-1	1	Almeria (Spagna)	Acqua	Sali fusi	Solare
1984	MSEE	0,75	Albuquerque	Sali fusi	Sali fusi	Solare

			(USA)			
1985	SPP-5	5	Crimea (Russia)	Acqua	Acqua	Solare
1993	CESA-1 Phoebus	1,2	Almeria (Spagna)	Aria	Ceramica	Solare
1996	Solar Two	10	California (USA)	Sali fusi	Sali fusi	Solare
2001	PS 10	10	Sunlucar (Spagna)	Acqua	Acqua	Solare
2001	Weizmann	0,5	Rehevot, (Israele)			Solare
2004	Solar Tres	17	Ecija (Spagna)	Sali fusi	Sali fusi	Solare
2005	Escosolar	0,16	Empoli, (Italia)	Aria	No	Ibrido a ciclo Bra- yton
2007	ISEGS	400	Deserto Mojave, California (USA)	Acqua	No	Solare

**Tabella 21:** Central tower, esempi di impianto installati dal 1980 a oggi.

**Eurelios: 1980 (Adrano, Siracusa, Italia)**

L'Italia, con questo impianto, fu il primo paese europeo ad ospitare la prima grande centrale europea dimostrativa termoelettrosolare del tipo a torre. L'Enel realizzò un impianto con una potenza effettiva di 200 kW<sub>e</sub> effettivi (1 MW<sub>e</sub> progettati ma mai realizzati) che impiegava l'acqua come fluido termovettore e un sistema di accumulo con acqua e sali fusi. L'impianto fu realizzato in collaborazione con i francesi e i tedeschi ed è stato oggetto di sperimentazioni tra il 1981 fino al 1986.



**Figura 55:** Eurelios, localizzazione e foto dell'impianto dall'alto [26].

**SSPS-CRS: 1981 (Plataforma Solar de Almeria, Spagna)**

Il sistema venne realizzato nel 1981 per dimostrare la produzione di energia elettrica da parte degli impianti central tower; oggi è impiegato per testare ricevitori in grado di assorbire piccole potenze termiche di 200÷300 kW<sub>t</sub>. L'impianto era in grado di generare una potenza elettrica di 0,5 MW<sub>e</sub>, impiegava sodio come fluido termovettore e aveva un sistema di accumulo con sodio [25].

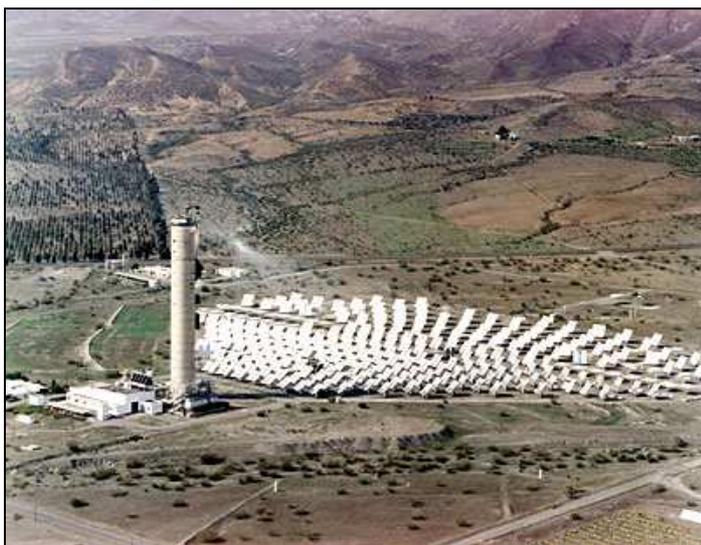
**Solar One: 1982 (Barstow, deserto California, USA)**

Ad un paio d'ore d'auto della periferia di Los Angeles entrò in esercizio una delle più grandi cen-

trali termoelettriche solari in esercizio nel 1982 da 10 MW<sub>e</sub>, che ha funzionato con successo per 6 anni fino al 1988. L'impianto impiegava l'acqua/vapore come fluido termovettore e aveva un sistema di accumulo ad olio[53].

***CESA-1: 1983 (Plataforma Solar de Almería, Spagna)***

Fu inaugurato nel maggio del 1983 per dimostrare la fattibilità di realizzazione di un impianto central tower; oggi viene impiegato per effettuare test su nuovi componenti del sistema (ad es. collaudo degli scudi termali dei veicoli spaziali che simulano un rientro in atmosfera, test sul ricevitore..). L'impianto era in grado di generare una potenza elettrica di 1 MW<sub>e</sub>, impiegava acqua/vapore come fluido termovettore e aveva un sistema di accumulo con sali fusi.



**Figura 56:** CESA-1, foto dall'alto [25].

***CESA-1 Phoebus:1993 (Plataforma solar de Almeria, Spagna).***

Si trattava di un impianto solare con una potenza solare di 1,2 MW<sub>e</sub>, impiegante l'aria come fluido termovettore e dotato di un sistema di accumulo con sali fusi. L'impianto è stato impiegato per testare l'uso dell'aria come fluido termovettore.

***Solar Two: 1996-1999 (Barstow, deserto della California, USA)***

L'Impianto Solar One venne modificato nel Solar Two, in grado di generare una potenza elettrica di 10 MW<sub>e</sub>, impiegante come fluido termovettore la miscela di sali fusi e dotato di un sistema di accumulo con sali fusi.

***PS 10: 2001 (Sanlucar la Mayor, 25 km da Siviglia, Spagna)***

L'impianto ha una potenza elettrica di 11 MW<sub>e</sub>, impiega acqua/vapore come fluido termovettore ed è dotato di un sistema di accumulo di acqua pressurizzata. Verrà immessa in rete un'energia elettrica pari a 23 GWh/anno, in grado di soddisfare la richiesta di circa 6.000 abitazioni. Dopo 5 anni impiegati per costruirla, la centrale è stata inaugurata il 30 marzo 2007. Il campo solare è costituito da 624 eliostati aventi ciascuno un'area di 120 m<sup>2</sup>, per una superficie totale di circa 75.000 m<sup>2</sup>, i quali concentrano la radiazione solare su un ricevitore a cavità collocato su una torre alta 100 m (in grado di generare un vapore a 250 °C a 40 bar).



**Figura 57:** Solar Two, foto dall'alto [51].



**Figura 58:** Solar Two, foto del concentratore [51].

La costruzione di PS10 rientra in un progetto molto più ampio, infatti, è il primo di una serie di impianti ad energia solare che saranno costruiti nella stessa zona, che sarà nota come la “Piattaforma Solare di Sancar la Mayor” e che prevede di raggiungere al 2013 un totale di 300 MW<sub>e</sub>, occupanti un'area di 700 ha: quando sarà completata produrrà energia in grado di coprire i consumi di circa 180.000 abitazioni, che corrisponde al fabbisogno di energia della città di Siviglia, con una riduzione di CO<sub>2</sub> di circa 600.000 t/anno.



**Figura 59:** PS10, foto della torre e del ricevitore [51].



**Figura 60:** PS10, foto del sistema di accumulo [51].



**Figura 61:** PS10, foto della torre e del ricevitore [51].



**Figura 62:** PS10, foto dall'alto[51].

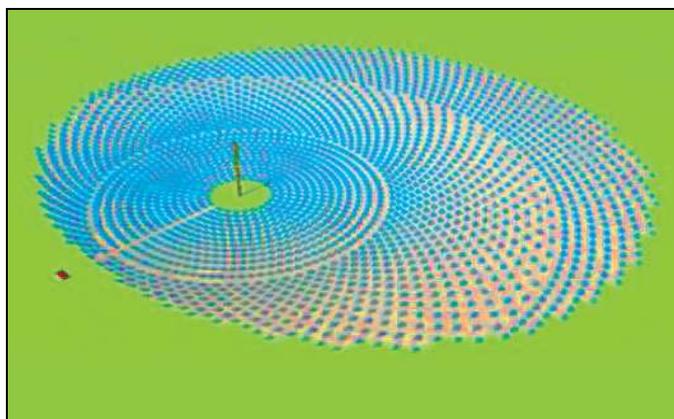
**Weizman: 2001 (Rehevot Israele)**

L'Istituto Weizman di Israele ha costruito un impianto dimostrativo per il progetto Scot da 0,5 MW<sub>e</sub>, nel quale, il sistema di captazione e trasformazione dell'energia raccolta è ubicato a terra invece che in cima alla torre, ed è in grado di raggiungere concentrazioni di 10.000 soli e temperature superiori ai 3.000 °C.

L'energia del sole viene indirizzata sul sistema a terra da uno specchio iperbolicoide posto sulla cima della torre. Il ricevitore è formato da un tubo nel quale scorre il fluido termovettore, è realizzato con tanti piccoli spilli (per questo soprannominato "porcospino") che puntano verso il sole attraverso una finestra di quarzo capace di sostenere temperature fino a 900 °C e pressioni di 25 atm.

**Solar Tres: 2004 (Ecija, Spagna)**

L'impianto ha una potenza elettrica di 17 MW<sub>e</sub>, impiega i sali fusi come fluido termovettore ed è dotato di un sistema di accumulo di sali fusi. Il sistema è in grado di produrre un'energia pari a 96,4 GWh/anno. L'impianto è entrato in attività nell'aprile del 2007. Il campo solare è costituito da 2.600 eliostati da 115 m<sup>2</sup> ed un accumulo termico in grado di immagazzinare l'energia necessaria per 15 h di funzionamento alla potenza nominale [36].



**Figura 63:** Solar Tres, layout impianto [36].



**Figura 64:** Solar Tres, foto del collettore e del ricevitore Solucar [51].

**Escosolar: 2005 (Empoli, polo ospedaliero S.Giuseppe, Italia)**

Si tratta di un impianto ibrido a ciclo Brayton con una potenza elettrica di 160 MW<sub>e</sub>, impiegante l'aria come fluido termovettore e non dotato di sistema di accumulo. Attualmente la costruzione dell'impianto è bloccata a causa di un contenzioso.

Il progetto dell'impianto solare è composto da un campo eliostatico diviso in due parti ognuna delle quali rivolta verso la rispettiva torre. Ogni parte è costituita da 19 eliostati ed è capaci di fornire circa 250 kW<sub>t</sub> nel ricevitore corrispondente.

La caratteristica principale dei pannelli eliostati è che utilizzano un inseguimento solare del tipo Spinning-Elevation. Ciascun eliostato è costituito da 39 specchi esagonali inscritti in una circonferenza di 1 m di diametro e disposti secondo un matrice di 11 righe e 7 colonne. Lo specchio centrale

è solidale al pannello, mentre gli altri specchi, detti anche schiavi, sono leggermente inclinati verso il centro dell'eliostato.

Il direzionamento degli specchi, e la curvatura che ognuno di essi presenta, sono decisi in modo da ottimizzare la quantità di radiazione che può essere indirizzata al target. La movimentazione del pannello è regolata da un moto indipendente dei due assi, i quali si muovono a velocità diverse istante per istante e mai superiori a 140 Rpm.

L'impianto di cogenerazione, posizionato all'apice di ciascuna torre, è costituito da un turbogruppo bistadio ad integrazione solare disposto in duplice configurazione ed è utilizzato per produrre energia elettrica e termica dalla combustione di gas metano (combustibile) ed aria (comburente).

#### **ISEGS: 2007 (Ivanpah Dry Lake, Deserto del Mojave, California, USA)**

Si tratta di un impianto solare in grado di generare una potenza elettrica di 400 MW<sub>e</sub>, impiegante l'aria come fluido vettore e non è dotato di un sistema di accumulo. Il progetto, appena approvato dalla Commissione Energia della California, verrà completato nel 2012. Verrà adottato un sistema DPT 550 sviluppato dalla Luz II.

### **5.4 SCENARIO DI SVILUPPO**

Nel seguito vengono riportati i possibili scenari di sviluppo degli impianti central tower con una frazione solare pari al 100% e con l'eventuale presenza di sistemi di accumulo. Secondo lo studio realizzato dalla SunLab la tecnologia central tower avrà nel 2020 una potenza elettrica installata pari a 8,7 GW<sub>e</sub>, mentre secondo lo studio della S&L di 1,2 GW<sub>e</sub> [14].

#### **Impianti solari impieganti i sali fusi come fluido termovettore**

La SNL ha ipotizzato nel 2000 [14], prendendo come riferimento di base l'impianto Solar Two del 1997, lo scenario di sviluppo riportato nella Tabella 22.

<b>Barstow (California, USA)</b>		<b>2010</b>	<b>2020 e 2030</b>
<b>DNI 2.725 (kWh/ m<sup>2</sup>·anno)</b>		<b>SNL</b>	<b>SNL</b>
<b>Latitudine (35°N)</b>		<b>200 MW</b>	<b>200 MW</b>
		<b>13 h Acc.</b>	<b>13 h Acc.</b>
Area attiva	m <sup>2</sup>	2.477.000	2.477.000
Area terreno	m <sup>2</sup>	14.804.400	14.848.900
	ha	1.480,44	1.484,89
	ha/MWh/anno	0,0013	0,0011
	Occupazione terreno	%	16,7
Acqua	m <sup>3</sup> /anno	2.733.120	3.239.760
	m <sup>3</sup> /MWh	2,4	2,4
Efficienza termodinamica	%	17	20
Fattore di capacità	%	65	77
<b>Concentratore (Eliostati)</b>			
Area eliostati	m <sup>2</sup>		
Riflettanza specchi	%	94	97
<b>Ricevitore</b>			
Area	m <sup>2</sup>	150	150
Potenza termica	MW <sub>t</sub>	1.400	1.400
<b>Fluido termovettore primario</b>			
Tipo		Sali fusi	Sali fusi
Temperatura max	°C	1.400	1.400
<b>EPGS</b>			
Potenza elettrica	MW <sub>e</sub>	200	200

Energia elettrica generata	GWh/anno	1.138,8	1.349,9
<b>Sistema di Accumulo</b>			
Tipo di accumulo		2 serbatoi diretti	2 serbatoi diretti
Tipo di fluido termovettore accumulato		Sali fusi	Sali fusi
Tempo di accumulo	h	13	13
Energia termica accumulata	MWh <sub>t</sub>	6.760	6.760

**Tabella 22:** Central tower, scenario di sviluppo: 2010, 2020 e 2030. SNL 2000 [14].

<b>Barstow (California, USA)</b> <b>DNI 2.725 (kWh/ m<sup>2</sup>·anno)</b> <b>Latitudine (35°N)</b>		<b>2007</b> <b>SunLab</b> <b>50 MW</b> <b>16 h Acc.</b>	<b>2007</b> <b>S&amp;L</b> <b>50 MW</b> <b>16 h Acc.</b>
Area attiva	m <sup>2</sup>	709.000	742.703
Area terreno	m <sup>2</sup>	3.400.000	3.400.000
Fattore occupazione terreno	%	4,8	4,6
Staff E&M	persona/anno	38	-
Acqua complessiva	m <sup>3</sup> /anno	1.044.048	1.044.789
Acqua per la torre refrigerante	m <sup>3</sup> /anno	971.500	971.500
	m <sup>3</sup> /MWh <sub>e</sub>	2,90	2,90
Acqua per il ciclo di condensazione	m <sup>3</sup> /anno	56.950	56.950
	m <sup>3</sup> /MWh <sub>e</sub>	0,17	0,17
Acqua per lavaggio specchi	m <sup>3</sup> /anno	15.598	16.339
	m <sup>3</sup> /m <sup>2</sup> area attiva	0,022	0,022
Disponibilità	%	94	94
Efficienza termodinamica	%	16,1	15,5
Fattore di capacità	%	76	76
<b>Concentratore (Eliostati)</b>			
N°	-	7.463	7.818
Area	m <sup>2</sup>	95	95
Riflettanza specchi	%	94	94
Sporcizia specchi	%	95	95
Efficienza	%	56,5	56,5
<b>Ricevitore</b>			
Modello	-		esterno
Area	m <sup>2</sup>	580	710
Flusso di picco incidente	MW/m <sup>2</sup>	1,2	1,2
Flusso medio incidente	MW/m <sup>2</sup>	0,6	0,6
Potenza termica	MW <sub>t</sub>	380	380
Defocalizzazione	%	93,4	93,4
Assorbanza	%	93	93
Perdite termiche	%	93,1	93,1
Efficienza	%	80,9	80,9
<b>Fluido termovettore primario</b>			
Tipo	-	Sali fusi	Sali fusi
Temperatura max	°C	574	574
Potenza termica	MW <sub>t</sub>	380	380
Efficienza	%	80,9	80,9
<b>Sistema di Accumulo</b>			

Tipo	-	2 serbatoi diretti	2 serbatoi diretti
Tipo di fluido termovettore accumulato	-	Sali fusi	Sali fusi
Tempo di accumulo	h	16	16
Efficienza	%	99,5	99,5
<b>EPGS</b>			
Potenza elettrica	MW <sub>e</sub>	50	50
Energia elettrica generata	GWh/anno	335	335
Efficienza	%	41,8	40,4
<b>Piping</b>			
Efficienza	%	99,9	99,9
<b>Carichi elettrici passivi</b>			
Efficienza	%	90	90

Tabella 23: Central tower, scenario di sviluppo 2007. SunLab e S&amp;L (2007) [14].

<b>Barstow (California, USA)</b>		<b>2010</b>	<b>2010</b>
<b>DNI 2.725 (kWh/ m<sup>2</sup>·anno)</b>		<b>SunLab</b>	<b>S&amp;L</b>
<b>Latitudine (35°N)</b>		<b>100 MW</b>	<b>100 MW</b>
		<b>13 h Acc.</b>	<b>13 h Acc.</b>
Area attiva	m <sup>2</sup>	1.311.000	1.366.100
Area terreno	m <sup>2</sup>	6.600.000	6.600.000
Fattore occupazione terreno	%	5	4,8
Staff E&M	persona/anno	47	46
Disponibilità	%	94	94
Efficienza termodinamica	%	16,6	16,1
Fattore di capacità	%	73	73
<b>Concentratore (Eliostati)</b>			
N°		8.858	9.230
Area	m <sup>2</sup>	148	148
Riflettanza specchi	%	94	94
Sporcizia specchi	%	95,5	95
Efficienza	%	56,3	56
<b>Ricevitore</b>			
Modello	-	esterno	esterno
Area	m <sup>2</sup>	930	1.110
Flusso di picco incidente	MW/m <sup>2</sup>	1,4	1,4
Flusso medio incidente	MW/m <sup>2</sup>	0,70	0,70
Potenza termica	MW <sub>t</sub>	700	700
Defocalizzazione	%	93,4	93,4
Assorbanza	%	94	94
Perdite termiche	%	94,7	94,7
Efficienza	%	83,1	83,1
<b>Fluido termovettore primario</b>			
Tipo	-	Sali fusi	Sali fusi
Temperatura max	°C	574	574
<b>Sistema di Accumulo</b>			
Tipo di accumulo	-	2 serbatoi diretti	2 serbatoi diretti
Tipo di fluido termovettore accumulato	-	Sali fusi	Sali fusi
Tempo di accumulo	h	13	13
Efficienza	%	99,5	99,5

<b>EPGS</b>			
Potenza elettrica	MW <sub>e</sub>	100	100
Energia elettrica generata	GWh/anno	642	642
Efficienza	%	42,3	41,2
<b>Piping</b>			
Efficienza	%	99,9	99,9
<b>Carichi elettrici passivi</b>			
Efficienza	%	90	90

**Tabella 24:** Central tower, scenario di sviluppo 2010. SunLab e S&L (2010) [14].

<b>Barstow (California, USA)</b>		<b>2015 SunLab</b>	<b>2015 S&amp;L</b>
<b>DNI 2.725 (kWh/ m<sup>2</sup>·anno)</b>		<b>200 MW</b>	<b>200 MW</b>
<b>Latitudine (35°N)</b>		<b>13h Acc.</b>	<b>13h Acc.</b>
Area attiva	m <sup>2</sup>	2.600.000	2.667.099
Area terreno	m <sup>2</sup>	13.800.000	13.800.000
Fattore occupazione terreno	%	19,0	19,3
Staff E&M	persona/anno	67	67
-Amministrazione			7
-Esercizio			11
-Manutenzione campo solare			42
-Manutenzione power block			7
Disponibilità	%	94	94
Efficienza termodinamica	%	42,8	42,6
Fattore di capacità	%	74	74
<b>Concentratore (Eliostati)</b>			
N°	-	17.608	18.021
Area	m <sup>2</sup>	148	148
Riflettanza specchi	%	94,5	94,0
Sporcizia specchi	%	96	95
Efficienza	%	56,1	55,2
<b>Ricevitore</b>			
Modello	-	esterno	esterno
Area	m <sup>2</sup>	1.650	1.990
Flusso di picco incidente	MW/m <sup>2</sup>	1,6	1,6
Flusso medio incidente	MW/m <sup>2</sup>	0,80	0,80
Potenza termica	MW <sub>t</sub>	1.400	1.400
Defocalizzazione	%	93,4	93,4
Assorbanza	%	94,5	94,5
Perdite termiche	%	94,7	94,7
Efficienza	%	83,5	83,5
<b>Fluido termovettore primario</b>			
Tipo	-	Sali fusi	Sali fusi
Temperatura max	°C	574	574
<b>Sistema di Accumulo</b>			
Tipo di accumulo	-	2 serbatoi diretti	2 serbatoi diretti
Tipo di fluido termovettore accumulato	-	Sali fusi	Sali fusi
Tempo di accumulo	h	13	13
Efficienza	%	99,5	99,5

<b>EPGS</b>			
Potenza elettrica	MW <sub>e</sub>	200	200
Energia elettrica generata	GWh/anno	1.292	1.292
Efficienza	%	42,8	42,6
<b>Piping</b>			
Efficienza	%	99,9	99,9
<b>Carichi elettrici passivi</b>			
Efficienza	%	90	90

**Tabella 25:** *Central tower, scenario di sviluppo 2015. SunLab e S&L (2015) [14].*

## 5.5 VANTAGGI/SVANTAGGI

Tra le principali caratteristiche positive legate a questo tipo di impianti si possono citare:

- Elevato rendimento termodinamico, legato all'elevata temperatura di funzionamento;
- L'impiego di olio, acqua/vapore o sali fusi comporta i medesimi vantaggi visti nella tecnologia parabolic trough;
- Possibilità di introdurre un accumulo termico per ovviare alle variazioni giornaliere dell'intensità solare e di adottare soluzioni ibride.

Nonostante i numerosi aspetti positivi, gli impianti presentano ancora degli svantaggi che ne rendono difficile l'applicabilità su grande scala e per elevate potenze:

- Pochi impianti dimostrativi su scala commerciale;
- Le dimensioni eccessive della torre solare (l'altezza dipende dall'estensione del campo specchi che è proporzionale alla potenza dell'impianto);
- Il raggiungimento delle alte temperature comporta una serie di problemi tecnici;
- La difficoltà nella concentrazione della radiazione solare sul ricevitore posto a centinaia di metri di distanza (ad esempio la distanza focale dei sistemi parabolic trough è inferiore a 2 m);
- L'impiego di olio, acqua/vapore o sali fusi comporta i medesimi svantaggi visti nella tecnologia parabolic trough.

## CAPITOLO 6

### IMPIANTI SOLARI A CONCENTRATORE PARABOLICO A FUOCO PUNTIFORME (PARABOLIC DISH)

#### 6.1 DESCRIZIONE TECNICA DEI PRINCIPALI COMPONENTI

Si tratta di un impianto di buone prestazioni con un fattore di concentrazione superiore a 2.000, in grado di sviluppare un calore dell'ordine dei  $750\div 1.000$  °C, ma in grado di produrre una bassa potenza dell'ordine di  $5\div 100$  kW<sub>e</sub>.

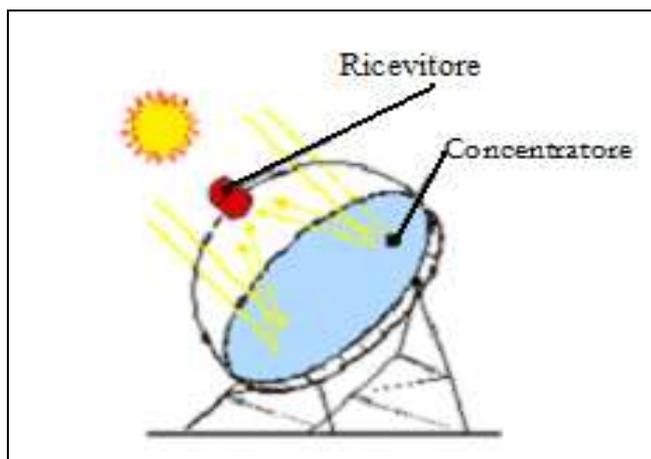
Allo stato attuale della tecnologia è possibile una sola configurazione impiantistica di tipo solare e senza sistema di accumulo. Non sono ancora state sviluppate soluzioni ibride applicabili da un punto di vista commerciale, sono però allo studio soluzioni ibride a ciclo Brayton in cui il motore Stirling viene sostituito da una turbina a gas.

##### 6.1.1 Il concentratore

Il disco solare è un collettore a forma di paraboloide a fuoco puntiforme ed è composto da diversi moduli assemblati su cui vengono incollati dei pannelli riflettenti. I pannelli sono analoghi a quelli impiegati nei collettori parabolic trough [2].

I moduli che compongono il collettore possono avere diverse forme, dando origine a diverse configurazioni:

- Tiles  
Il paraboloide viene realizzato mediante un supporto a spicchi o settori sul quale vengono incollate delle piastrelle di vetro quadrate con diverse concavità.
- Stretched membranes  
I moduli sono delle membrane di piccole dimensioni accostate in modo da creare degli spazi vuoti. I collettori sono più competitivi in termini di costo, in quanto le membrane possono essere utilizzate su dischi di forma e potenza diversa semplicemente modificando la loro concavità, inoltre in caso di rottura sono facilmente sostituibili. Tuttavia l'aumento dell'ingombro del paraboloide, dovuto all'aumento degli spazi morti, comporta un aumento di peso e delle dimensioni della struttura portante che tuttavia non influisce sul costo totale.
- Foils  
I moduli sono dei segmenti o settori di vetro preformato rinforzati e incollati tra loro e fissati ad una struttura di sostegno.



**Figura 65:** *Parabolic dish, schema del campo solare [2].*

L'inseguimento della posizione apparente del sole viene effettuato su due assi, in modo da raccogliere tutta la componente diretta della radiazione nell'arco della giornata, secondo due possibili modalità:

- Inseguimento azimutale - elevazione

Il disco ruota su un piano parallelo alla terra e su un piano ad esso perpendicolare, consentendo un movimento su/giù e sinistra/destra.

- Inseguimento polare

Il disco ruota attorno ad un asse parallelo all'asse della terra (l'asse polare) con un'angolazione di  $15^\circ/h$  esattamente come la rotazione compiuta dalla terra e attorno ad un asse perpendicolare a quest'ultimo (l'asse di declinazione) con un'angolazione di  $0,016^\circ/h$ .

Il paraboloide viene azionato da due attuatori, uno per ciascun asse, controllati da un computer, in base alla posizione del sole individuata da un apposito sensore.

La struttura di supporto che sorregge il paraboloide può avere diverse soluzioni:

- A pilone o traliccio centrale

E' costituito da un palo verticale annesso in una massiccia fondazione. La testa del pilone alloggia i due motori in grado di muovere il paraboloide nei piani orizzontale e verticale. Si tratta di una soluzione molto solida e razionale, che richiede però una struttura del paraboloide altrettanto solida poiché deve trasferire la resistenza al vento nel punto di attacco. Inoltre per avere la migliore manovrabilità del disco sia per focalizzare la radiazione alle basse elevazioni, mattina e pomeriggio, che per la manutenzione, il riflettore deve presentare una apertura verticale che di fatto ne aumenta l'ingombro totale. Il braccio che sostiene il generatore è relativamente indipendente dal paraboloide con conseguenze negative sul mantenimento della precisione dell'intero sistema in caso di vento.

- Appeso nel baricentro del sistema paraboloide-motore

Presenta in teoria il vantaggio di avere bassi consumi di energia per il movimento. Tuttavia ha vari inconvenienti: il traliccio di sostegno è totalmente sbilanciato rispetto alla fondazione che deve essere quindi molto solida, in caso di vento è difficile controllare le variazioni del paraboloide e in caso di smontaggio del motore per manutenzione la struttura risulta sbilanciata.

- Turntable

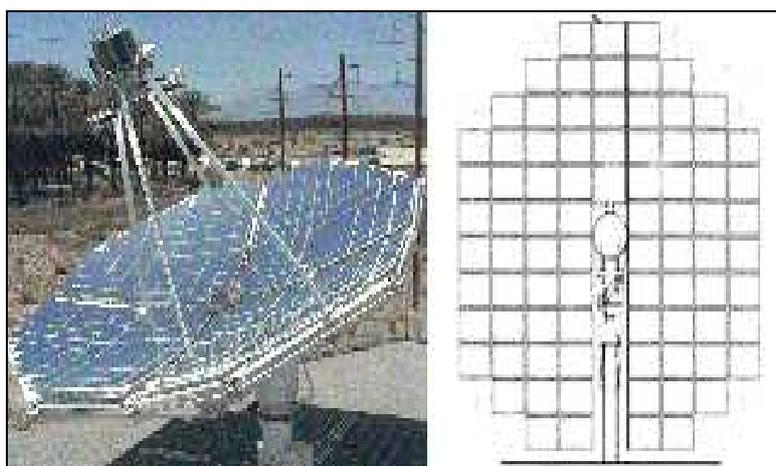
Si tratta di una struttura tubolare rotante su una piattaforma circolare che regge i perni di rotazione del concentratore. La turntable è libera di ruotare nel piano orizzontale (rotazione azimutale) attorno al perno centrale e scarica il peso del sistema sia sul perno stesso che su 6 ruote fissate ai nodi della struttura. Attorno alla struttura tubolare è fissata una corona circolare costituita da elementi curvi con profilo ad H. La rotazione nel piano azimutale è ottenuta mediante un sistema a catena, costituito da un braccio oscillante fissato alla fondazione che porta un motore con riduttore. Un ingranaggio impegnato in una catena tesa lun-

go il profilo ad H della corona circolare assicura un movimento fluido e preciso. Allo stesso modo la rotazione del concentratore nel piano verticale (elevation) è ottenuta con un sistema analogo. Un profilo ad H curvato realizza il “drive arc” al quale è fissata la catena che permette la rotazione. Questa struttura ha molteplici vantaggi: è essenzialmente leggera e permette una distribuzione dei carichi più uniforme, inoltre permette la massima manovrabilità del concentratore e del generatore per la manutenzione. Il collettore può essere poi completamente capovolto ottenendo la massima protezione in caso di vento forte.

I dati tecnici dei principali ricevitori impiegati dal 1980 al 1990 sono riportati nella Tabella 26.

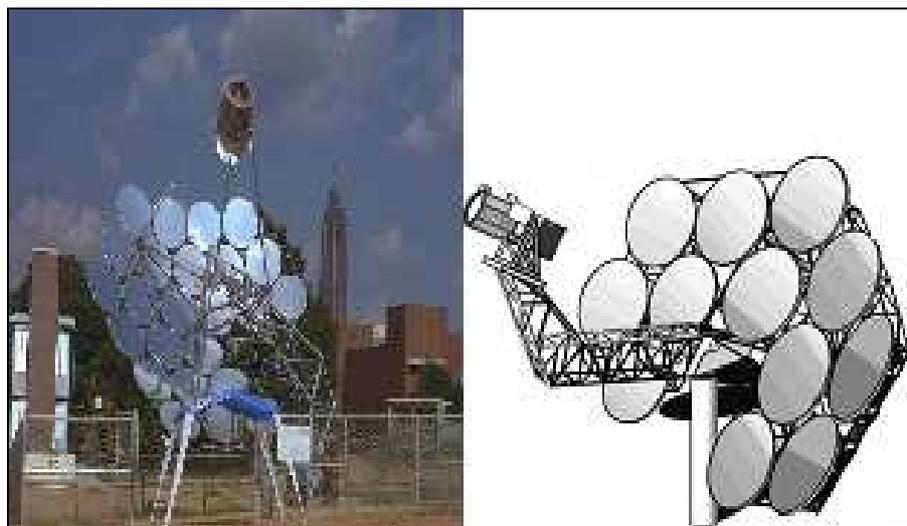
Collettore		Avanco Vanguard I	McDonnel MDAC	SBP Distal I
Anno	-	1984	1984	1986
Diametro	m	10,57	10,57	17
Area	m <sup>2</sup>	88	88	227
Tipo di collettori	-	Facets	Facets	Stretched membranes
N° di moduli		336	82	1
Dimensione dei moduli	m	Rettangoli 0,451x0,603	Rettangoli 0,91x1,22	-
Spessore del vetro dei pannelli riflettenti	mm	1,5	0,7	0,5
Altezza focale	m	-	-	-
Riflettanza	%	93,5	91	92
Tipo di inseguimento		exocentric gimbal	Az-El	Az-El
Struttura di sostegno		Traliccio	Traliccio	Turntable
Fattore di concentrazione	sol	2.750	2.800	600
Efficienza ottica	%	89	88,1	78,7

**Tabella 26:** Parabolic dish, dati tecnici dei collettori dal 1981 al 1990 [13].



**Figura 66:** Vanguard I, schema e foto del collettore [13].

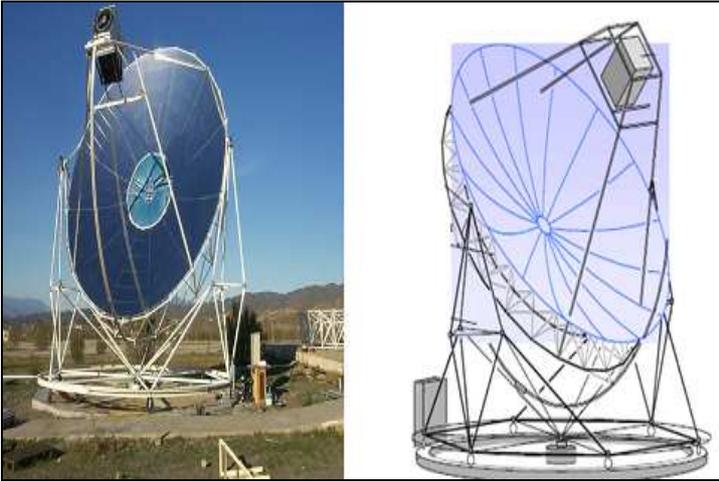
**Figura 67:** Cumminis CPG 460, schema e foto del collettore [13].



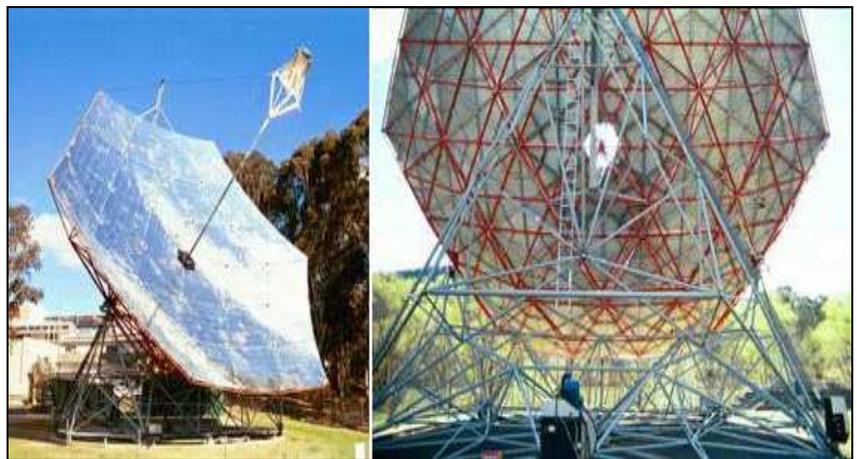
I dati tecnici dei principali ricevitori impiegati dal 1991 ad oggi sono riportati nella Tabella 27.

Collettore		SBP Distal I	Cummins CPG 460	SBP Distal II	Eurodish	Big Dish
Anno	-	1991	1992	1997	2000	2004
Diametro	m	7,5	7,3	8,5	8,5	44
Area	m <sup>2</sup>	44	44	57	57	400
Tipo di collettori	-	Stretched membranes	Stretched membranes	Stretched membranes	Foils	
N° di moduli		1	24	1	12	54
Dimensione moduli	m	-	Cerchi di diametro 1,524	-	-	-
Spessore del vetro dei pannelli riflettenti	mm	0,23	0,18	-	0,8	-
Altezza focale	m	4,1	-	-	4,5	13,1
Riflettanza	%	94	85÷78	94	94	86
Tipo di inseguimento	-	Polare	Polare	Az-El	Az-El	Polare
Struttura di sostegno	-	Turnatable	Traliccio	Traliccio	Turnatable	Turnatable
Fattore di concentrazione	Soli	4.000	1.540	1.800	2.500	1.000
Efficienza ottica	%	82	78	-	-	-

**Tabella 27:** Parabolic dish, dati tecnici dei collettori dal 1991 a oggi [13].



**Figura 68:** Eurodish, schema e foto del collettore [13].



**Figura 69:** Big Dish, collettore [13].

### 6.1.2 Il ricevitore

Il ricevitore è a cavità ed è posizionata nel punto focale del disco solare (ad una distanza focale di 4÷5 m) con una piccola apertura all'interno della quale si posiziona il fascio di tubi in cui scorre il fluido termovettore da riscaldare.

Il fluido termovettore è un gas, in particolare idrogeno o elio. Il calore raccolto passa ad alimentare, in genere, direttamente il sistema di conversione dell'energia.

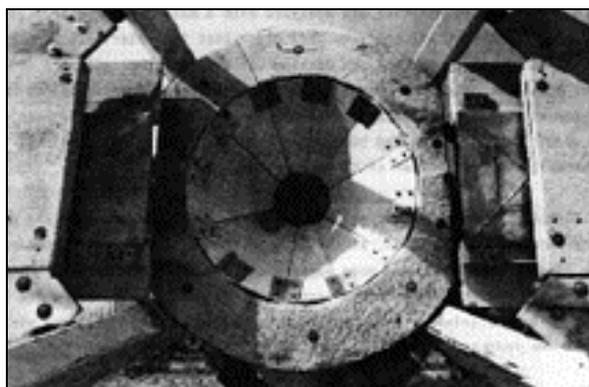
Ci sono due tipi di ricevitore:

- A scambio diretto (directly illuminated tube receiver)  
La superficie assorbente esposta alla radiazione solare è costituita da una parete di piccoli tubi nei quali circola direttamente il gas del motore da riscaldare.
- A fluido intermedio (indirectly illuminated tube receiver)  
La superficie esposta alla radiazione solare trasmette il calore per conduzione ad un fluido intermedio, tipicamente sodio liquido, che evapora e ricondensa su una mesh di tubi nei quali circola il gas da riscaldare. Se il sodio liquido bagna completamente la superficie illuminata ed evapora per ebollizione, il ricevitore è detto reflex pool-boiler receiver. Nel caso in cui il sodio evapori direttamente sul retro della superficie illuminata, adeguatamente provvista di alette di dispersione del calore, viene detto reflux heat-pipe receiver.

Oltre ai due ricevitori sopra descritti è stato anche sviluppato un terzo ricevitore adatto a soluzioni ibride, in grado cioè di assorbire contemporaneamente o alternativamente sia l'energia termica prodotta dal collettore che quella prodotta dalla combustione di gas; questi ricevitori usano tipicamente sodio liquido al loro interno per permettere un elevato scambio termico (Figura 70).



**Figura 70:** *Parabolic dish, foto del ricevitore ibrido [13].*



**Figura 71:** *Parabolic dish, foto e schema del ricevitore USAB 4-9 5[13].*

I dati tecnici dei principali ricevitori impiegati dal 1991 a oggi sono riportati nella Tabella 28.

Ricevitore		SPB V-160	Dynatherm	Aisim Seiki NS30A	Stirling Thermal Motor STM4-120	Thermacore Cumminis	Sandia
Anno	-	1991	1991	1992	1992	1993	1993
Tipo di ricevitore	-	directly illuminated	heat pipe	directly illuminated	directly illuminated	heat pipe	pool bolier
Diametro dell'apertura	Mm	120	220	185	220	220	220
Diametro delle superfici assorbenti	mm	-	410	320	400	508	458
Radiazione di picco sulla superficie assorbente	W/cm <sup>2</sup>	80	-	-	75	35	61
Potenza termica input	kW <sub>t</sub>	36,2	45	53	-	75	75
Fluido termovettore		Non presente	Sodio	Non presente	Non presente	Sodio	Sodio potassio

intermedio							
Temperatura nominale di lavoro del gas	°C	750	750	750	720	750	750
Temperatura max di lavoro del gas	°C	850	-	780	800	820	-
Radiazione di progetto	W/m <sup>2</sup>	1000	-	1000	-	-	964
Potenza termica output	kW <sub>t</sub>	31,1	27,5	35	-	50	60,7
Efficienza termica	%	86	-	65	90	-	92

**Tabella 28:** *Parabolic dish, dati tecnici dei ricevitori impiegati dal 1991 a oggi [13].*



**Figura 72:** *Parabolic dish, foto del ricevitore SPB Solo V-160 e V-161 [13].*



**Figura 73:** *Parabolic dish, foto del ricevitore Stirling Thermal Motor STM4-120 [13].*

#### 6.1.4 Il fluido termovettore

Come fluido termovettore vengono solitamente impiegati elio o idrogeno.

#### 6.1.5 Il motore Stirling

Il motore Stirling è un motore alternativo, a sorgente di calore esterna, che utilizza un ciclo chiuso di compressioni ed espansioni di un gas per produrre lavoro meccanico. Il motore, oggi poco diffuso, è usato per alcune applicazioni in ambito prevalentemente militare e nel settore delle fonti rinnovabili.

Venne brevettato nella prima metà del 1800 e impiegato per le sue potenzialità di elevato rendimento e per il fatto di poter funzionare con una sorgente di calore esterna ma venne in seguito accantonato a favore dei motori a combustione interna.

Il suo funzionamento prevede che un gas compia un ciclo termodinamico muovendosi periodicamente attraverso gli scambiatori caldo e freddo e un accumulatore di energia termica detto rigeneratore. Nella versione più semplice è a due cilindri di cui uno attivo e l'altro detto di spostamento.

Il motore può trasformare calore in lavoro con rendimenti superiori al 30%, con temperature della sorgente calda di 700 °C. Inoltre è meccanicamente più semplice dei motori endotermici dato che non necessita di valvole e relativa distribuzione.

L'efficienza aumenta con la temperatura della sorgente calda e la pressione del gas, di conseguenza la sfida tecnologica di questi motori consiste nel riuscire a funzionare alle più alte temperature possibili, garantendo la durata dei componenti e la tenuta dei gas di lavoro. Questi sono tipicamente idrogeno o elio poiché hanno elevato calore specifico e bassa viscosità. Sfortunatamente le ridotte dimensioni molecolari rendono questi gas estremamente sfuggenti e il loro funzionamento ad alta temperatura e pressione, 100÷200 bar, implica una elevata precisione costruttiva. L'idrogeno consente di ottenere rendimenti netti superiori, tuttavia è più volatile ed è esplosivo, l'elio per contro è di facile impiego ma è meno efficiente e assai più costoso.

Nonostante i concentratori solari siano facilmente in grado di riscaldare la superficie illuminata del ricevitore fino a 1.200 °C, di fatto si evita che il gas superi la temperatura di 700÷750 °C riducendo adeguatamente il fattore di concentrazione solare del paraboloide.

I motori Stirling per le applicazioni solari sono divisi in due categorie:

- A cinematica

I motori a cinematica sono motori a pistoni che muovendosi alternativamente realizzano due cicli di espansione e compressione del gas contenuto nel motore. Ne esistono a due cilindri, di cui uno solo è quello attivo, o anche a 4 cilindri di cui due attivi. La trasmissione dell'energia all'esterno avviene mediante un classico albero a gomiti. I due cilindri sono in comunicazione tramite un condotto che ospita un rigeneratore; questo è una matrice metallica in grado di assorbire calore quando il fluido caldo fluisce dalla parte calda a quella fredda e restituirlo quando il fluido (che è sigillato, quindi non viene sostituito) compie il percorso inverso. Il movimento alternato e parzialmente sfasato dei pistoni comporta le variazioni periodiche di volume e pressione.

- A pistone libero.

I motori a pistoni liberi o lineari sono costituiti da due pistoni concentrici non vincolati tra loro, il cui movimento reciproco è regolato esclusivamente dalla loro massa, dalle molle di ritorno e dalla pressione del gas. La frequenza di oscillazione dei pistoni non è costante, la generazione elettrica è incorporata nel motore ed avviene mediante magneti permanenti. Questi motori sono costruttivamente più semplici di quelli a cinematica ma hanno rendimenti netti inferiori.

Il ciclo termodinamico tipo di un motore Stirling a cinematica può essere descritto in modo semplificato in quattro fasi mediante quattro trasformazioni nel piano p,V (Figura 74):

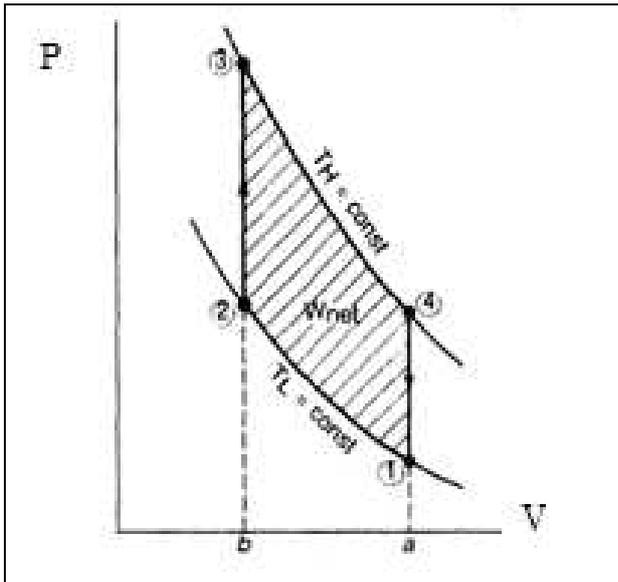


Figura 74: Schema del ciclo Stirling [53].

sua temperatura  $T_h$  costante. Il lavoro utile si ottiene sottraendo al lavoro di espansione isoterma il lavoro speso nella fase di compressione

- **4→1: Raffreddamento isocoro.** Il pistone caldo risalendo spinge il gas attraverso il rigeneratore, che riassorbe il calore ceduto nella seconda fase. Questa trasformazione è complessivamente a volume costante e conclude il ciclo.

Nella Tabella 29 vengono presentate le caratteristiche tecniche di alcuni motori Stirling a cinematica impiegati dal 1980 al 1990.

Motore Stirling		United Stirling USAB 4-95	United Stirling USAB 4-275	Stirling Thermal Motors STM 4-120	Aisin Seiki NS30A
Anno	-	1984	1984	1988	1989
Potenza	kW	25	50	25	30
N° di cilindri	-	4	4	4	4
Configurazione	-	4 pistoni, doppia azione	4 pistoni, doppia azione	4 pistoni, doppia azione	4 pistoni, doppia azione
Volume displaced*	cm <sup>3</sup>	4x95	4x275	4x120	4x173
Volume swept**	cm <sup>3</sup>	540	1.560	680	831
Bore	mm	55	-	56	60
Stroke	mm	40	-	48,5	52,4
Scambiatore di calore caldo	-	4x18 tubi, lunghi 260 mm, diametro 3 mm	-	tubi	4x18 tubi
Rigeneratori	-	4x2, lunghi 44 mm, diametro 57 mm, contenuti in una ma-	Matrice metallica	Matrice metallica	4x32 tubi in una matrice metallica

		trice di 200 fili in acciaio			
Refrigerante	-	4x2x200 tubi, lunghi 90 mm	-	-	4x37 tubi in alluminio
Sistema di refrigerazione	-	Acqua-Glicole /radiatore ad aria forzata	Acqua /radiatore ad aria forzata	Acqua/Glicole	Acqua
Meccanismo di guida	-	2 alberi a gomito	2 alberi a gomito	Swashplate.	Swashplate
Gas di lavoro	-	Idrogeno	Idrogeno	Elio	Elio
Pressione max del gas	Mpa	20	15	12	14,5
Temperatura del gas	°C	720	620	720	683
Temperatura di congelamento del gas	°C	50	65	45÷70	50
Contenitore del gas		Leningrader piston rod seal	Leningrader piston rod seal	Crankcase pressurized to mean cycle pressure and power shaft sealed with a rotating seal.	Oil-filled 3-step piston rod seals
Lunghezza della cavità	mm	550	-	810	-
Larghezza della cavità		450	-	400	-
Altezza della cavità	mm	400	-	300	-
Peso della cavità	kg	330		110	243
Potenza elettrica output	kW <sub>e</sub>	22,5	52,5	26,3	20
Efficienza del ciclo termodinamico	%	41	42	40÷45	25

\*Volume spazzato da un pistone durante la sua massima corsa

\*\* Differenza tra i volumi massimo e minimo sotteso ai pistoni durante il funzionamento. Per un motore a singolo pistone le due definizioni coincidono.

**Tabella 29:** *Parabolic dish, dati tecnici dei motori stirling dal 1981 al 1990 [13].*



**Figura 75:** Parabolic dish, foto del motore stirling USAB 4-95 MKII [13].

**Figura 76:** Parabolic dish, foto del motore stirling STM 4-120 [13].

Nella Tabella 30 vengono presentate le caratteristiche tecniche di alcuni motori Stirling a cinematica impiegati dal 1991 ad oggi.

Motore Stirling		SPB Solo V-160	Cumminis	SPB Solo V-161
Anno	-	1991	1992	2000
Potenza	kW	9	9	10
N° di cilindri		1 per la compressione (freddo) e 1 per l'espansione (caldo)	1	-
Configurazione		Doppio cilindro, 90° a V	Pistone libero	single acting, 90° V
Volume displaced*	cm <sup>3</sup>	160	-	-
Volume swept**	cm <sup>3</sup>	226	-	160
Diametro	mm	68	-	-
Stroke	mm	48	14,1	-
Scambiatore di calore caldo	-	-	Tubolare	-
Rigeneratori	-	-	Lamina di metallo	-
Refrigerante	-	-	Finned	-
Sistema di refrigerazione	-	Acqua / radiatore ad aria forzata	Acqua	-
Meccanismo di guida	-	1 albero a gomito	Alternatore lineare connesso direttamente al pistone	-
Gas di lavoro	-	Elio	Elio	Elio
Pressione max del gas	Mpa	15	4	15
Temperatura del gas	°C	630	629	650
Temperatura di congelamento del gas	°C	-	-	-
Contenitore del gas	-	-	Case	-

			pressurizzato non soggetto a movimenti meccanici	
Lunghezza della cavità	mm	585	875	1.280
Larghezza della cavità	mm	610	505	700
Altezza della cavità	mm	585	-	980
Peso della cavità	kg	137	420	-
Potenza elettrica output	kW <sub>e</sub>	-	7,1	-
Efficienza del ciclo termodinamico	%	30	33	30

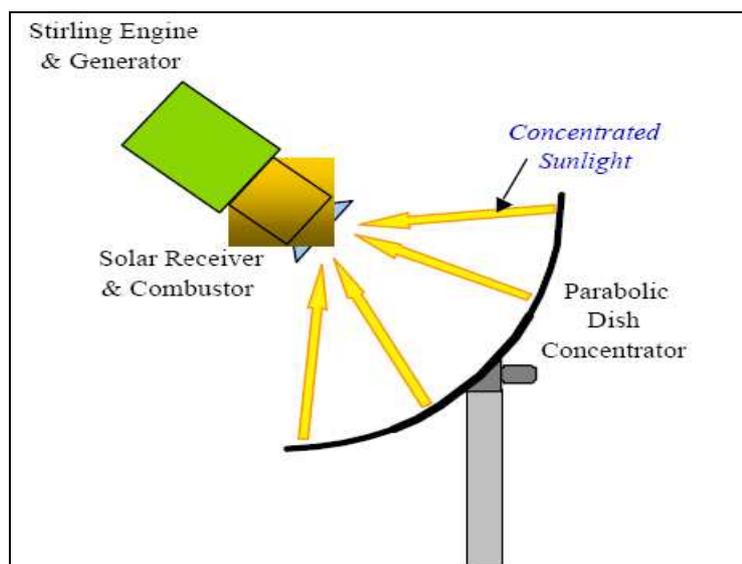
**Tabella 30:** Parabolic dish, dati tecnici dei motori stirling dal 1991 ad oggi [13].



**Figura 77:** Parabolic dish, foto del motore stirling SPB Solo V-160 e V-161 [13].

## 6.2 IL PROCESSO DI GENERAZIONE DELL'ENERGIA

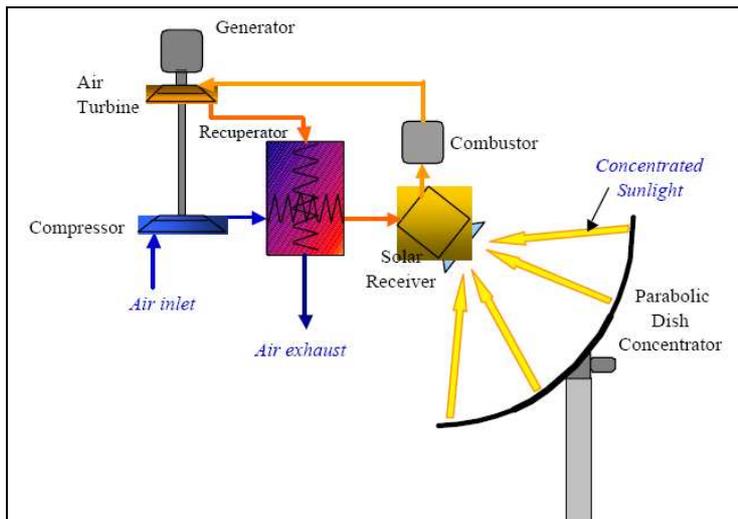
Lo schema funzionale tipico di un impianto solare a ciclo Stirling con elio/idrogeno come fluido termovettore è mostrato in Figura 78.



**Figura 78:** Parabolic Dish, schema di funzionamento impianto solare a ciclo Stirling con elio/idrogeno [15].

Lo schema funzionale tipico di un impianto ibrido a ciclo Brayton è mostrato in

Figura 79.



**Figura 79:** Parabolic Dish, schema di funzionamento impianto ibrido a ciclo Brayton [15].

### 6.3 ESEMPI DI IMPIANTO

A partire dal 1980 a oggi sono stati portati avanti diversi progetti che hanno visto la realizzazione di impianti parabolic dish (Tabella 31):

Anno	Nome	Potenza elettrica (kW <sub>e</sub> )	Località	Fluido termovettore	Modalità
1984	MDA	25	USA	Idrogeno	Solare
1984	Vanguard I	25	USA	Idrogeno	Solare
1984	MDAC	25x6	USA	Idrogeno	Solare
1986	SBP Distal I	25x2	Arabia Saudita	Idrogeno	Solare
1991	SBP Distal I	9x5	Almeria, Spagna	Idrogeno	Solare
1992	CPG	9x3	USA	Elio	Solare
1992	AISIN	30x3	Giappone	Elio	Solare
1993	STM	25	USA	Elio	Solare
1994	Big Dish	100x20	Australia	Elio	Solare
1995	Cumminis	25	Texas, USA	Elio	Solare
1996	Cumminis	5	Australia	Elio	Solare
1996	Cumminis	10x2	Texas, USA	Elio	Solare
1997	SBP Distal II	10x3	Almeria, Spagna	Elio	Solare
2001	Eurodish Test	10	Almeria, Spagna	Elio	Solare
2002	Eurodish Test	3,5	Milano, Italia	Elio	Solare

**Tabella 31:** Parabolic dish, esempi di impianti installati dal 1980 a oggi [13].

#### *Distal I: 1986 (Riyad Solar test center, Arabia Saudita)*

Si tratta di un impianto solare con una potenza elettrica di 100 kW<sub>e</sub>, impiegante l'idrogeno come fluido termovettore e non dotato di sistema di accumulo.



**Figura 80:** *Distal I Arabia Saudita, foto del collettore [47].*

***Distal I: 1998 (Plataforma del Almeria, Spagna)***

Si tratta di un impianto solare con una potenza elettrica di 45 kW<sub>e</sub>, impiegante l'elio come fluido termovettore e non dotato di sistema di accumulo.



**Figura 81:** *Distal I Spagna, foto del collettore [47].*

***Big Dish: 1994 (Australia)***

L'impianto, connesso alla rete di Canberra, ha una potenza elettrica di 2.000 kW<sub>e</sub>, impiega l'elio come fluido termovettore e produce un'energia elettrica di 2 GWh/anno. Il campo solare vanta i dischi solari più grandi del mondo.

***Cummins Usa: 1995 (Abilene, Texas, USA)***

Venne installato un impianto con una potenza elettrica di 25 kW<sub>e</sub>, impiegante l'elio come fluido termovettore e non dotato di sistema di accumulo.



**Figura 82:** *Cumminis Usa, foto del collettore [47].*

***Cumminis Usa: 1996 (Abilene, Texas, USA)***

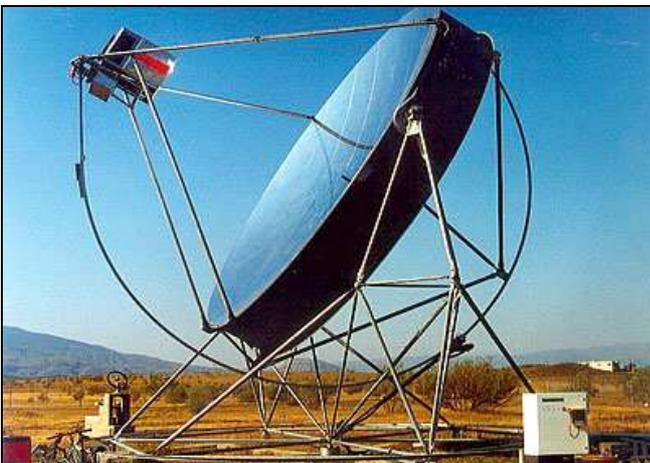
Venne installato un impianto con una potenza elettrica di  $20 \text{ kW}_e$ , impiegante l'elio come fluido termovettore e non dotato di sistema di accumulo.



**Figura 83:** *Cumminis Usa, foto del collettore [47].*

***Distal-II test: 1997 (Plataforma de Almeria, Spagna)***

L'azienda tedesca SBP ha testato la nuova generazione dish di tipo DISTAL II in un impianto composto da 3 dischi solari ognuno in grado di generare una potenza elettrica di  $10 \text{ kW}_e$ .



**Figura 84:** *Distal II, foto del collettore [47].*

***Eurodish test: 2001 (Plataforma de Almeria, Spagna)***

Sono stati installati 2 impianti parabolic dish aventi il nuovo sistema dish-stirling sviluppato nell'ambito del progetto Eurodish, per una potenza ciascuno di 10 kW<sub>e</sub>.

La maggiore novità dell'impianto è rappresentata dal collettore realizzato mediante l'assemblaggio di 12 settori di fibra di vetro preformati e ricoperti di sottili piastrelle di vetro a specchio. Il concentratore è sorretto da un truss ring costituito da una corona di elementi tubolari imbullonati a formare una rigida corona di sostegno.

La novità più importante per il ricevitore è invece costituita dalla nuova cavità in cui alloggia. Questa è costituita da una struttura a conchiglia a doppia parete d'acciaio isolata con fibra ceramica.

La parte frontale, diversamente dalle versioni precedenti, è raffreddata ad acqua. L'ingresso della cavità è protetto da un imbocco conico di allumina [25].

**Eurodish test: 2002 (CESI, Milano, Italia)**

Successivamente alle sperimentazioni presso la Plataforma solar de Almeria, anche il CESI di Milano (Centro sperimentale elettrotecnico italiano) [13] ha portato avanti un test di impianto parabolic dish impiegante il nuovo paraboloide Eurodish della durata di 3 anni, per un investimento totale di 550.000 €

L'impianto aveva una potenza di 3,54 kW<sub>e</sub> (con un valore massimo di 9 kW<sub>e</sub>), e garantiva un funzionamento di 1.500 h/anno, risultati ritenuti ottimi data la posizione (latitudine di 45,5 °N, irraggiamento di 930 W/m<sup>2</sup>).



**Figura 85:** Eurodish, collettore [47].

**6.4 SCENARIO DI SVILUPPO**

La Tabella 32 illustra schematicamente quali sono le prestazioni di un impianto solare termodinamico di tipo parabolic dish (non considerando la possibilità di impiego di un sistema di accumulo e di soluzioni ibride).

Caratteristiche	Valori
Fattore di concentrazione	800÷8.000 soli
Inseguimento	2 assi
Fattore di occupazione suolo	3,5%
Temperatura del fluido termovettore	500÷1.200 °C Elio/Idrogeno
Energia elettrica	22,7 MWh/anno
Potenza elettrica	5÷100 kW <sub>e</sub>
Densità superficiale dell'energia elettrica	92 MWh/Km <sup>2</sup> (DNI 2700 kWh/m <sup>2</sup> ·anno) 61 MWh/Km <sup>2</sup> (DNI 1800 kWh/m <sup>2</sup> ·anno) 48 MWh/Km <sup>2</sup> (DNI 1400 kWh/m <sup>2</sup> ·anno)
Efficienza del collettore	87÷90%
Efficienza del ricevitore	80÷90%

Efficienza del gruppo turbina-alternatore	40÷45%
Efficienza termodinamica di picco	30÷36% (DNI 2700 kWh/m <sup>2</sup> ·anno) 20÷24% (DNI 1800 kWh/m <sup>2</sup> ·anno) 16÷19% (DNI 1400 kWh/m <sup>2</sup> ·anno)
Efficienza termodinamica netta	12÷25% (DNI 2700 kWh/m <sup>2</sup> ·anno) 8÷17% (DNI 1800 kWh/m <sup>2</sup> ·anno) 6÷13% (DNI 1400 kWh/m <sup>2</sup> ·anno)
Fattore di capacità	26%
Vita attesa	25÷30 anni

**Tabella 32:** *Parabolic dish, quadro generale delle prestazioni.*

## 6.5 VANTAGGI/SVANTAGGI

Tra i vantaggi dell'impianto si possono citare [2]:

- L'alto valore del fattore di concentrazione permette la produzione di calore ad alta temperatura;
- La distanza tra il collettore e il ricevitore pone dei limiti di dispersione per convezione e irraggiamento;
- La trasformazione diretta del calore raccolto dal ricevitore in energia meccanica nel motore stirling, senza la mediazione di un secondo fluido termovettore, evita le dispersioni di calore lungo la linea di trasmissione nello scambiatore secondario e le perdite del sistema di accumulo termico, permettendo di ottenere un'elevata efficienza termodinamica.

Nonostante gli aspetti positivi sopra elencati restano ancora da risolvere i seguenti problemi:

- I collettori sono grandi strutture meccaniche di grande peso (con le relative difficoltà di movimentazione per l'inseguimento del Sole), di conseguenza, per evidenti ragioni di stabilità meccanica e di costo, il singolo generatore ha in genere una piccola taglia di potenza elettrica, per cui è una soluzione indicata per piccole potenze in località isolate;
- La dimensione unitaria dei collettori è difficilmente aumentabile e ciò pregiudica l'estensione di larga scala per questa tecnologia. Si potrebbe pensare ad una soluzione costituita da numerosi generatori in parallelo, analoga alla "wind farms", per realizzare tutta la potenza desiderata. Ma se così si facesse, si andrebbe incontro a grandi difficoltà sul piano dell'affidabilità complessiva della centrale a causa della piccola taglia del singolo generatore. L'affidabilità di una centrale diminuisce fortemente all'aumentare del numero dei generatori che la compongono e, in questo caso, ne sarebbero necessari moltissimi per realizzare sufficienti quantità di potenza elettrica;
- Il ricevitore è uno degli elementi più critici, sono sottoposti a stress meccanici e termici intensi e devono mantenere le loro caratteristiche per molte migliaia di ore; al momento il loro costo è molto elevato dato che la loro costruzione avviene in pochi esemplari e in maniera artigianale;
- Rispetto alle altre configurazioni tecnologiche è la più costosa;
- Difficoltà ad inserire un sistema di accumulo termico e ad adottare soluzioni ibride.



## BIBLIOGRAFIA

- [1] Sandia National Laboratories, "A compendium of solar Dish/Stirling technology", 1994.
- [2] Pilkington, "Status Report on Solar Trough Power Plants", 1996.
- [3] Commissione Europea, "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili. Libro Bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità", 1997.
- [4] GEF, "Mexico: Hybrid Solar Thermal Power Plant", 1999.
- [5] SunLab, "Parabolic trough technology roadmap: a pathway for sustained commercial development and deployment of parabolic trough technology", 1999.
- [6] Enermodal, "Cost reduction study for solar thermal power plants", 1999.
- [7] CESI, "Caratteristiche tecnico economiche dei sistemi solari termodinamici Dish-Stirling. Fattibilità di una sperimentazione presso CEST", 2000.
- [8] CESI, "Problematiche nello sviluppo di grandi impianti solari termoelettrici. Esperienza del progetto THESEUS", 2000.
- [9] Commissione Europea, "Libro verde sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico", 2000.
- [10] Morse, "The commercial path forward for concentrating solar power technologies", 2000.
- [11] Atti del Convegno "Solar Energy: The power to choose", "The DISS project: Direct Steam Generation in parabolic troughs operation and maintenance experience update on project status", 21-25 aprile 2001.
- [12] Atti del Convegno "Symposium on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Technologies", "Eurotrough-Parabolic trough collector developed for cost efficient solar power generation", 4-6 settembre 2001.
- [13] CESI, "Generatore solare Dish - Stirling Eurodish da 10 kWe. Attività preliminari alla realizzazione", 2002.
- [14] Sargent&Lundy, prepared for Department of Energy and National Renewable Energy Laboratory, "Assessment of Parabolic Trough and Power Tower solar technology Cost and Performance Forecasts", maggio 2003.
- [15] DLR, "European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping", 2003.
- [16] Commissione Europea, "European Research on Concentrated Solar Thermal Energy", 2004.
- [17] Greenpeace, "Concentrated solar thermal power", 2004.
- [18] NREL, "The potential economic impact of constructing and operating solar power generation facilities in Nevada", 2004.
- [19] Black&Veatch, "New Mexico concentrating solar plant feasibility study", 2005.
- [20] EIA, "International Energy Annual 2005", 2005.
- [21] Estia, "Concentrated solar thermal power plants-now", 2005.
- [22] DLR, "Concentrating solar power for Mediterranean region", 2005.
- [23] World Bank, "Assessment of the world Bank/ GEF strategy for the market development of concentrating solar thermal power", giugno 2005.
- [24] DLR, "European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping", 2005.
- [25] Plataforma Solar de Almeria, "Annual Report", 2006.
- [26] Domenico Coiante, "Le nuove fonti di energia rinnovabile", Franco Angeli, Milano p.Hoepli, Milano
- [27] Black&Veatch, prepared for National Renewable Energy Laboratory, "Economic, Energy and Environmental Benefits of Concentrating Solar Power in California", aprile 2006 .
- [28] Enea, "Il programma Enea sull'energia solare a concentrazione ad alta temperatura", 2006.
- [29] Solucar, "10 MW Solar Thermal Power Plant for Southern Spain", 2006.

- [30] Enea, *Rapporto Energia e Ambiente 2006*, 2006.
- [31] IPCC, *Climate Change 2007*’, 2006.
- [32] IEA, *World Energy Outlook 2006*, 2006.
- [33] Andrea Bartolazzi, *Le fonti di energie rinnovabili: energia eolica, energia solare fotovoltaica, energia solare termodinamica, energia da biomasse, energia idroelettrica*, 2006.
- [34] Nicholas Stern, “*Stern Review on the Economics of Climate Change*”, 2006.
- [35] International Agency of Energy, “*World Energy Outlook 2006*”, 2006.
- [36] Commissione Europea, *Concentrating Solar Power: from research to implementation*, 2007.
- [37] *Journal of Solar Energy Engineering*.
- [38] WWF, “*The living planet report 2006*”, 2007.
- [39] Wolfgnag Schiel Schailch Bergermann und Partner, *World’s biggest solar power plant under construction in Spain*, 2007.
- [40] *Trans-mediterranean interconnection for concentrating solar power. Progetto TREC del Club di Roma: Clean power from deserts*, luglio 2008.
- [41] CMCC Centro Euro-Mediterraneo per i cambiamenti climatici, <http://www.cmcc.it>
- [42] Acquirente Unico, <http://www.acquirenteunico.it>
- [43] Il Sole a 360 gradi, <http://www.ilsolea360gradi.it>
- [44] Ingegneria del Sole, <http://www.ingegneriadelsole.it>
- [45] GEF, <http://www.gefweb.org>
- [46] GSE, <http://www.grtn.it>
- [47] National Renewable Energy Laboratory, <http://www.nrel.gov>
- [48] Parole Verdi, <http://paroleverdi.blogspot.it>
- [49] QualEnergia, <http://qualenergia.it>
- [50] Sandia National Laboratories, <http://www.sandia.gov>
- [51] Solar Paces, <http://www.solartpaces.org>
- [52] Solar Thermal Engineering, <http://www.solarthermalengineering.it>
- [53] Wikipedia, <http://it.Wikipedia.org>