

OPPORTUNITÀ DI APPLICAZIONE DELLE TECNOLOGIE SOLARI TERMODINAMICHE IN ITALIA

Tommaso Crescenzi, Massimo Falchetta, Alfredo Fontanella, Enzo Metelli,
Adio Miliozzi, Francesco Spinelli, Luigi Sipione



Opportunità di applicazione delle tecnologie solari termodinamiche in Italia

*Tommaso Crescenzi, Massimo Falchetta, Alfredo Fontanella, Enzo Metelli,
Adio Miliozzi, Francesco Spinelli, Luigi Sipione*

2016 ENEA

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia
e lo sviluppo economico sostenibile

ISBN: 978-88-8286-335-7

Revisione editoriale: Giuliano Ghisu

Copertina: Paola Carabotta

Stampa: Laboratorio Tecnografico ENEA - Frascati

PREFAZIONE

La Divisione Solare Termico e Termodinamico (STT) fa parte del Dipartimento Tecnologie Energetiche dell'ENEA e svolge attività di ricerca, sviluppo e qualificazione di tecnologie, materiali, processi e prodotti nel settore dell'impiego dell'energia solare per la produzione di calore e il suo utilizzo nella conversione in energia elettrica, in processi industriali e nel condizionamento ambientale. Inoltre, nello stesso settore, svolge attività di studio e progettazione preliminare, realizza ed esercisce impianti sperimentali, fornisce servizi tecnici avanzati ed opera per il trasferimento di tecnologie e conoscenze al sistema produttivo, contribuendo alla competitività dell'industria nazionale ed allo sviluppo di un sistema energetico più sostenibile.

Per queste attività la Divisione STT si avvale di circa 70 persone, tra ricercatori, tecnici e amministrativi, strutturati in due laboratori (Laboratorio per lo Sviluppo Componenti e Impianti Solari e Laboratorio di Ingegneria delle Tecnologie Solari) distribuiti in 3 Centri ENEA (Casaccia, Portici e Trisaia).

Nel settore specifico del Solare Termodinamico, definito a livello internazionale come CSP (Concentrating Solar Power), l'ENEA ha dato notevole impulso allo sviluppo della ricerca tecnologica dai primi anni del 2000 con il Grande Progetto Solare Termodinamico guidato dal prof. Rubbia, che ha portato alla realizzazione dell'impianto Archimede, primo impianto solare termodinamico europeo di scala industriale e ancora oggi tra i maggiori impianti a sali fusi circolanti, e prosegue questo sviluppo attraverso numerosi progetti di ricerca, studi di fattibilità e assistenza alla progettazione e alla realizzazione di impianti in diversi Paesi. Si può quindi affermare che questo gruppo dell'ENEA costituisce un'elevata concentrazione di competenze a livello internazionale e rappresenta un importante punto di riferimento per gli operatori nazionali del settore, che necessitano di informazioni e consulenze in vista di prospettive di applicazioni e di opportunità commerciali.

Con l'intendimento di fornire un servizio utile al sistema produttivo italiano, abbiamo ritenuto opportuno diffondere queste nostre competenze attraverso la pubblicazione di un rapporto sullo stato dell'arte delle tecnologie CSP. L'auspicio è che questa pubblicazione possa diventare un appuntamento periodico, con cadenza almeno biennale, in considerazione del continuo sviluppo del settore. Siamo consapevoli che questa prima edizione può apparire poco omogenea nei diversi argomenti trattati, in conseguenza delle attività svolte dai ricercatori che hanno maggiormente collaborato, ma le prossime edizioni potranno fornire un quadro più omogeneo anche grazie ai feedback che ci aspettiamo da parte degli operatori industriali, che potranno consultare il testo sul sito dell'ENEA.

INDICE

1	INTRODUZIONE	9
2	LA TECNOLOGIA CSP.....	11
2.1	GENERALITÀ	11
2.2	DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA CSP	13
2.3	APPLICAZIONE DEL CSP PER LA PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ	14
2.4	MINI E MICRO CSP	15
3	TIPOLOGIE DEGLI IMPIANTI CSP.....	17
3.1	COLLETTORE PARABOLICO LINEARE.....	18
3.2	COLLETTORE LINEARE FRESNEL	20
3.3	TORRE SOLARE	22
3.4	DISCO PARABOLICO.....	25
4	PRODUZIONE DEL CALORE DI PROCESSO.....	29
4.1	GENERALITÀ	29
4.2	CARATTERISTICHE TIPICHE DEGLI IMPIANTI PER CALORE DI PROCESSO.....	30
4.3	IMPIANTI PER INCREMENTO DELLA PRODUZIONE PETROLIFERA (EOR)	32
4.4	IMPIANTI PER DISSALAZIONE TERMICA	33
4.5	IMPIANTI PER RAFFREDDAMENTO SOLARE (SOLAR COOLING).....	34
4.6	APPLICAZIONI ESISTENTI.....	36
4.7	IMPIANTI DI GRANDI DIMENSIONI.....	36
4.8	RECENTI IMPIANTI PER CALORE SOLARE A MEDIA/ALTA TEMPERATURA REALIZZATI IN ITALIA	38
5	INNOVAZIONI ENEA SUGLI IMPIANTI SOLARI TERMODINAMICI	41
5.1	RICERCA E SVILUPPO DI COMPONENTI INNOVATIVI	42
5.2	PARTECIPAZIONE A PROGETTI EUROPEI DI RICERCA E SVILUPPO.....	43
6	IMPIANTI DIMOSTRATIVI BASATI SULLA TECNOLOGIA ENEA.....	49
6.1	IMPIANTO DIMOSTRATIVO ARCHIMEDE	49
6.2	IMPIANTO DIMOSTRATIVO DI ARCHIMEDE SOLAR ENERGY (ASE)	54
7	SISTEMI DI ACCUMULO TERMICO AD ALTA TEMPERATURA.....	59
7.1	GENERALITÀ	59
7.2	DEFINIZIONI E CRITERI DI PROGETTO	61
7.3	LA CLASSIFICAZIONE	63
7.4	IL CONCETTO DI ACCUMULO	64
7.5	I MEZZI DI ACCUMULO TERMICO	65
7.5.1	<i>Materiali di accumulo a calore sensibile.....</i>	<i>67</i>
7.5.2	<i>Materiali di accumulo a calore latente.....</i>	<i>69</i>
7.5.3	<i>Materiali di accumulo ad energia termochimica.....</i>	<i>71</i>
8	CRITERI DI LOCALIZZAZIONE OTTIMALE DEGLI IMPIANTI.....	73
8.1	LE MISURE DELLA RADIAZIONE SOLARE	74
8.2	LA STIMA DELLA DNI DALLE IMMAGINI SATELLITARI	75
8.3	L'ANNO METEOROLOGICO TIPICO PER LA RADIAZIONE SOLARE.....	78
9	ELEMENTI PER LA SCELTA DELLA TECNOLOGIA CSP PIÙ IDONEA.....	81
9.1	SINTESI DEGLI ELEMENTI DI VALUTAZIONE	81

10	COMPONENTI E SISTEMI SUL MERCATO	87
10.1	COLLETTORI PARABOLICI LINEARI.....	87
10.2	FRESNEL	88
10.3	DISCO PARABOLICO.....	88
11	OPERATORI ITALIANI NEL MERCATO CSP.....	89
11.1	ARCHIMEDE SOLAR ENERGY	89
11.2	ENEL	90
11.3	SOLTIGUA.....	91
11.4	CSP-F (GRUPPO FERA).....	91
11.5	TRIVELLI ENERGIA.....	93
11.6	RONDA HIGH TECH	93
11.7	ASTROFLEX	95
11.8	MECCANOTECNICA UMBRA	95
11.9	D.D. SRL	98
11.10	SAREA S.A.G.L.....	99
11.11	REFLEX.....	100
11.12	STRUTTURA INFORMATICA	101
12	VALUTAZIONI ECONOMICHE.....	103
12.1	COSTI DI COSTRUZIONE	104
12.2	COSTI UNITARI DI PRODUZIONE	107
12.3	IL SISTEMA DI CALCOLO FELIPE	109
	BIBLIOGRAFIA	113
	APPENDICE 1 DIFFUSIONE DEGLI IMPIANTI CSP NEL MONDO.....	117
	APPENDICE 2 INCENTIVAZIONI PER IMPIANTI CSP IN ITALIA.....	123
	APPENDICE 3 AGGIORNAMENTO SUGLI INCENTIVI	126

Listato Figure

FIGURA 1 - SCHEMA DI UN IMPIANTO CSP	13
FIGURA 2 - TECNOLOGIE CSP	17
FIGURA 3 - SCHEMA DI FUNZIONAMENTO DEL COLLETTORE PARABOLICO LINEARE	18
FIGURA 4 - ASSIEME DEL COLLETTORE PARABOLICO LINEARE (AL CENTRO),.....	19
FIGURA 5 - SCHEMA DI FUNZIONAMENTO DEL COLLETTORE FRESNEL.....	20
FIGURA 6 - IMPIANTO SOLARE DI PUERTO ERRADO 2, SPAGNA	21
FIGURA 7 - SCHEMA DI FUNZIONAMENTO DEL COLLETTORE FRESNEL CON RICEVITORI MULTIPLI.....	22
FIGURA 8 - SCHEMA DI FUNZIONAMENTO DELLA TORRE SOLARE	22
FIGURA 9 - L'IMPIANTO PS10 IN ESERCIZIO DAL 2007.....	24
FIGURA 10 - SCHEMA DI FUNZIONAMENTO DEL DISCO PARABOLICO	25
FIGURA 11 - PROTOTIPO DI OMSOP IN FASE DI APPRONTAMENTO	26
FIGURA 12 - L'IMPIANTO DI TESSERA SOLAR A PEORIA IN ARIZONA (USA).....	26
FIGURA 13 - SCHEMA DI DISCO PARABOLICO CON MOTORE STIRLING E SISTEMA D'ACCUMULO	27
FIGURA 14 - SCHEMA DI PROCESSO SEMPLIFICATO PER IMPIANTO SOLATIGUA – TAMIL NADU	31
FIGURA 15 - SCHEMA TIPICO DELL'ENHANCED OIL RECOVERY (EOR) ASSISTITO DA SOLARE	32
FIGURA 16 - SCHEMA DI PRINCIPIO DELL'IMPIANTO SOLARE ALL'INTERNO DELLA SERRA VETRATA	33
FIGURA 17 - SCHEMA DI PRINCIPIO DI IMPIANTO DI DISSALAZIONE ALIMENTATO DA ENERGIA SOLARE AD ALTA TEMPERATURA	34
FIGURA 18 - COLLETTORI SOLARI PARABOLICI PER CALORE DI PROCESSO PT-1 – ABENGOA DI MINERA EL TESORO.....	36
FIGURA 19 - IMPIANTO DI MODESTO – ABENGOA.....	37
FIGURA 20 - IMPIANTO DI LITTLETON – ABENGOA	37
FIGURA 21 - COLLETTORI SOLTIGUA PER LA FORLÌ CITTÀ SOLARE	38
FIGURA 22 - COLLETTORI PER L'IMPIANTO PILOTA DI SOLAR COOLING DI SOLTIGUA	38
FIGURA 23 - COLLETTORI SOLAR SYSTEM WING EVO DI TRIVELLI ENERGIA.....	39
FIGURA 24 - IMPIANTO CSP-F PER SOLAR COOLING A GORLA MAGGIORE	39
FIGURA 25 - IMPIANTO CSP-F PER NUOVA SARDA INDUSTRIA CASEARIA	40
FIGURA 26 - SCHEMA FUNZIONALE DI UN IMPIANTO SOLARE PARABOLICO LINEARE CON ACCUMULO A SALI FUSI	41
FIGURA 27 - IMPIANTO PCS, CENTRO RICERCHE ENEA CASACCIA.....	42
FIGURA 28 - SCHEMA DI PROCESSO DI COMETHY.....	44
FIGURA 29 - REATTORE A MEMBRANA “COMETHY”	45
FIGURA 30 - SEZIONE DI PROVA “HYSOL”	46
FIGURA 31 - VISTA DELL'IMPIANTO SOLARE STS-MED UNIVERSITÀ DI PALERMO.....	47
FIGURA 32 - PROTOTIPO DI SISTEMA DI ACCUMULO TERMICO PER STS-MED.....	47
FIGURA 33 - SCHEMA SEMPLIFICATO DI ACCUMULO DI ACCUMULO TERMOCILINDRO PER RESLAG	48
FIGURA 34 - SCHEMA DELL'IMPIANTO SOLARE ARCHIMEDE	50
FIGURA 35 - COLLETTORI SOLARI DELL'IMPIANTO ARCHIMEDE.....	51
FIGURA 36 - SISTEMA DI ACCUMULO TERMICO (SERBATOIO FREDDO E CALDO) DELL'IMPIANTO ARCHIMEDE	52
FIGURA 37 - GENERATORE DI VAPORE DELL'IMPIANTO ARCHIMEDE	53
FIGURA 38 - SCHEMA FUNZIONALE DI UN IMPIANTO SOLARE AUTONOMO A SALI FUSI	53
FIGURA 39 - IMPIANTO DIMOSTRATIVO ASE MSPT.....	54
FIGURA 40 - IMPIANTO DIMOSTRATIVO IN FUNZIONAMENTO.....	55
FIGURA 41 - VISTA DEL SISTEMA DI GENERAZIONE DEL VAPORE.....	55
FIGURA 42 - CURVA CARATTERISTICA DEI COLLETTORI ASE CON RICEVITORI HCMS-11	57
FIGURA 43 - CONFRONTO TRA EFFICIENZA STIMATA E MISURATA.....	58
FIGURA 44 - I TRE STADI DI UN IMPIANTO CSP.....	59
FIGURA 45 - ESEMPIO DI CICLO GIORNALIERO CON ACCUMULO E RILASCIO DI ENERGIA TERMICA	60
FIGURA 46 - IMPIANTO CSP A COLLETTORI PARABOLICI LINEARI CONVENZIONALE E DI TIPO ENEA.....	60
FIGURA 47 - PRINCIPALI OBIETTIVI DI COSTO PER GLI IMPIANTI CSP.....	61
FIGURA 48 - PRINCIPALI FASI DEL PROCESSO DI ACCUMULO.....	61
FIGURA 49 - COMPONENTI BASE DI UN SISTEMA DI ACCUMULO TERMICO	62
FIGURA 50 - CONCETTI DI ACCUMULO TERMICO	64
FIGURA 51 - DIFFERENTI MODALITÀ DI ACCUMULO TERMICO	66
FIGURA 52 - LAYOUT DEI COSTITUENTI DI UN MODULO SHTES IN CEMENTO E SCHEMA DI ASSEMBLAGGIO	68
FIGURA 53 - MODULI SHTES IN CEMENTO CON E SENZA ISOLAMENTO TERMICO	68
FIGURA 54 - DETTAGLIO DELL'APPARATO SPERIMENTALE “SOLTECA3” E DELLA INTERFACCIA UTENTE.....	69
FIGURA 55 - SEZIONE SPERIMENTALE ATES.....	71
FIGURA 56 - CONFIGURAZIONE “SHELL AND TUBE”.....	71
FIGURA 57 - SCHEMA CONCETTUALE DELLE FASI DI CARICO/SCARICO.....	72
FIGURA 58 - AREE OTTIMALI PER L'INSTALLAZIONE DI IMPIANTI CSP.....	73
FIGURA 59 - LOCALIZZAZIONE DELLE STAZIONI SOLARIMETRICHE DELLA RETE ENEA	75
FIGURA 60 - CARTA DELLA DNI ANNUA IN ITALIA, MEDIA 2006-2015.....	77
FIGURA 61 - ANNO TIPICO DELLA RADIAZIONE SOLARE I.....	79

FIGURA 62 - ANNO TIPICO DELLA RADIAZIONE SOLARE II	79
FIGURA 63 - TEMPERATURE CARATTERISTICHE DI ALCUNE APPLICAZIONI CSP	81
FIGURA 64 - TUBO RICEVITORE PRODOTTO DA ASE SU LICENZA ENEA.....	89
FIGURA 65 - VISTA DELL'IMPIANTO DI STILLWATER – ENEL GREENPOWER	90
FIGURA 66 - MODULO BASE DEL COLLETTORE CSP-F TH.....	92
FIGURA 67 - MODULO BASE DEL COLLETTORE RONDA HT.....	93
FIGURA 68 - COLLETTORE STANDARD RONDA HT	94
FIGURA 69 - IMPIANTO SPERIMENTALE PER LA CARATTERIZZAZIONE DEL MODULO BASE RONDA HT.....	94
FIGURA 70 - APPLICAZIONE DEL TUBO ASTROFLEX ALL'IMPIANTO PCS DELLA CASACCIA	95
FIGURA 71 - SCHEMA DEL GIUNTO ROTANTE	96
FIGURA 72 - COLLETTORE DD: APPARATO PER LE PROVE DI FUNZIONAMENTO DEL SISTEMA DI MOVIMENTAZIONE	97
FIGURA 73 - COLLETTORE DD: STRUTTURA METALLICA E CUSCINETTI DEL TUBO DI TORSIONE.....	98
FIGURA 74 - CSP SAREA: COLLETTORE LINEARE, VALVOLE PER SALI FUSI E TUBAZIONI FLESSIBILI PRESSO L'IMPIANTO ASE	99
FIGURA 75 - INTERFACCIA GRAFICA DI ISAAC DYNAMICS	101
FIGURA 76 - SCHEMA CONCETTUALE DELL'IMPIANTO IBRIDO SOLARE-BIOMASSA.....	106
FIGURA 77 - RIPARTIZIONE PERCENTUALE DEL COSTO DI COSTRUZIONE TRA LE VOCI PRINCIPALI.....	106
FIGURA 78 - SCHEMA EQUIVALENTE DELL'IMPIANTO DI PRODUZIONE COMBINATA.....	108
FIGURA 79 - MENÙ DI PARTENZA DEL SISTEMA FELIPE.....	110
FIGURA 80 - DIMENSIONAMENTO OTTIMALE DELL'ACCUMULO TERMICO	112

Listato Tabelle

TABELLA 1 - PROSPETTIVE DI MERCATO MONDIALE DELLE SOLUZIONI SOLARI TERMODINAMICHE.....	12
TABELLA 2 - FATTORI DI CONCENTRAZIONE ED EFFICIENZE SOLARI CARATTERISTICI PER LE TECNOLOGIE CSP	18
TABELLA 3 - TEMPERATURE ED EFFICIENZE CARATTERISTICHE PER LE TECNOLOGIE CSP	18
TABELLA 4 - LIVELLI TIPICI DI TEMPERATURA RICHIESTI IN ALCUNI PROCESSI INDUSTRIALI	29
TABELLA 5 - TABELLA RIASSUNTIVA DELLE CARATTERISTICHE TIPICHE DELLE MACCHINE AD ASSORBIMENTO	35
TABELLA 6 - DATI PRINCIPALI DELL'IMPIANTO DIMOSTRATIVO CSP DI ASE	56
TABELLA 7 - MEZZI DI ACCUMULO CANDIDATI PER L'ACCUMULO IN IMPIANTI SOLARI	67
TABELLA 8 - PROPRIETÀ TERMOFISICHE DEI MEZZI DI ACCUMULO A CAMBIO DI FASE.....	70
TABELLA 9 - MATERIALI PROMETTENTI PER SISTEMI TCES.....	72
TABELLA 10 - STAZIONI SOLARIMETRICHE DELLA RETE ENEA	75
TABELLA 11 - SOMMARIO DEI PIÙ RECENTI IMPIANTI E PROGETTI IN ITALIA – PARTE I	84
TABELLA 12 - SOMMARIO DEI PIÙ RECENTI IMPIANTI E PROGETTI IN ITALIA – PARTE II	85
TABELLA 13 - CARATTERISTICHE DEI COLLETTORI PARABOLICI LINEARI SOLTIGUA	91
TABELLA 14 - CARATTERISTICHE DEI COLLETTORI FRESNEL LINEARI SOLTIGUA.....	91
TABELLA 15 - CARATTERISTICHE DEI COLLETTORI CSP-F PER APPLICAZIONI TERMICHE	92
TABELLA 16 - CARATTERISTICHE DEI COLLETTORI CSP-F PER APPLICAZIONI ELETTRICHE	92
TABELLA 17 - CARATTERISTICHE DEI COLLETTORI TRIVELLIENERGIA.....	93
TABELLA 18 - PRINCIPALI CARATTERISTICHE DEL SISTEMA DI MOVIMENTAZIONE ELETTROMECCANICO PRODOTTO DA DD	97
TABELLA 19 - VALUTAZIONE DEL CAPEX IN DUE STUDI RECENTI.....	104
TABELLA 20 - RIPARTIZIONE PERCENTUALE DEL COSTO DI INVESTIMENTO.....	105
TABELLA 21 - VALUTAZIONE DEL CAPEX PER LA SITUAZIONE ITALIANA.....	107
TABELLA 22 - COSTO UNITARIO DI PRODUZIONE DELL'IMPIANTO IBRIDO SOLARE-BIOMASSA.....	109
TABELLA 23 - VALORI OTTENUTI PER GLI INDICATORI ECONOMICI GLOBALI.....	112

1 Introduzione

Le tecnologie CSP (Concentrating Solar Power), dal punto di vista concettuale, si basano su un'idea semplice, idealmente riconducibile alla leggenda degli specchi ustori di Archimede e il loro principio di funzionamento può essere facilmente spiegato anche al vasto pubblico. Ma a fronte di questa semplicità concettuale, dal punto di vista realizzativo queste tecnologie presentano notevole complessità, soprattutto se si vogliono ottenere elevate prestazioni, affidabilità nel lungo periodo e costi di impianto e di manutenzione concorrenziali con altre tecnologie energetiche.

Nonostante queste difficoltà, il potenziale applicativo e una serie di vantaggi intrinseci rendono le tecnologie CSP molto interessanti; ciò spiega perché diverse organizzazioni di ricerca, tra cui l'ENEA, e numerose aziende industriali sono fortemente impegnate in attività di ricerca e sviluppo in questo settore, puntando allo sviluppo di nuovi componenti e soluzioni impiantistiche innovative con risultati molto promettenti.

Il campo di applicazione di riferimento delle tecnologie CSP, agli inizi del loro sviluppo tecnologico, dagli anni '80 del XX secolo ai primi anni di questo secolo, è stato quello della produzione elettrica con grandi impianti localizzati nelle aree desertiche. Per l'Europa in particolare, l'utilizzazione dei deserti del Nord Africa e del Medio Oriente ha rappresentato una prospettiva per favorire la diversificazione dell'approvvigionamento energetico mediante reti elettriche interconnesse ad alta capacità, che al contempo avrebbe favorito lo sviluppo economico di quelle aree grazie alla significativa componente di lavoro locale richiesta dagli impianti CSP.

Negli anni più recenti la mutata situazione geopolitica ha imposto di ridimensionare o abbandonare molti di questi progetti. Di conseguenza il campo di applicazione di riferimento delle tecnologie CSP si è spostato verso la produzione elettrica distribuita e la produzione combinata di energia elettrica e calore per usi industriali o per la climatizzazione di edifici.

La ricerca e l'industria stanno rispondendo a questa nuova sfida con una serie di soluzioni innovative che stanno modificando il quadro dell'offerta tecnologica.

Alla luce di queste considerazioni è sorta l'esigenza di fare il punto della situazione, mettendo in comune le conoscenze acquisite da singoli ricercatori sull'evoluzione delle diverse tematiche, in un quadro organico che possa rappresentare compiutamente lo stato attuale della tecnologia CSP.

Questo lavoro ha l'ambizione di costituire uno strumento utile per poter rispondere in modo esauriente alle richieste da parte degli imprenditori e delle Pubbliche Amministrazioni, interessati ad applicare le tecnologie CSP e che vedono nell'ENEA il punto di riferimento in questo campo della tecnologia.

2 La tecnologia CSP

L'idea di base di concentrare la radiazione solare con specchi curvi e convertirla in energia termica a temperatura più alta, rispetto a quella dell'ambiente circostante, si traduce in diverse linee tecnologiche che si differenziano tra loro sotto vari aspetti e che comprendono al loro interno diverse soluzioni tecnologiche, ciascuna con le sue specificità.

In questo capitolo vengono introdotti gli elementi di base delle diverse tecnologie CSP, relativi agli aspetti funzionali, allo sviluppo storico, ai campi di applicazione e alle prospettive di sviluppo [1] [2].

2.1 Generalità

Gli impianti solari a concentrazione (Concentrating Solar Power, CSP o Solar Thermal Electricity - STE) sono caratterizzati dalla presenza di un sistema di concentrazione dei raggi solari, costituito da specchi riflettenti, necessario ad ottenere del calore ad alta temperatura utilizzato direttamente o convertito in energia elettrica mediante un ciclo termodinamico. A differenza degli impianti fotovoltaici, gli impianti solari a concentrazione sfruttano soltanto la componente diretta della radiazione solare¹ e possono fornire calore ed energia elettrica in modo simile alle centrali convenzionali, ma senza emissione di anidride carbonica o inquinanti. Per poter operare in modo conveniente devono essere installati nelle zone dove l'irraggiamento solare diretto nel corso dell'anno raggiunge valori adeguati, come, a livello mondiale, Nord Africa, Medio Oriente, Sud Africa, Sud-Ovest degli Stati Uniti, Messico, Cile, Perù, Australia, India, Cina orientale, Europa meridionale e Turchia. In Italia sono chiaramente favorite la fascia meridionale e le isole maggiori, ma anche nel centro-nord si possono individuare zone idonee per specifiche applicazioni.

Importante prerogativa degli impianti solari a concentrazione è quella di poter disporre di un sistema di accumulo termico a costi contenuti. Questa prerogativa consente di produrre energia anche quando il cielo è nuvoloso o dopo il tramonto; in pratica, il diagramma orario di produzione diviene relativamente indipendente (sulla base della capacità di accumulo installata) rispetto al diagramma di irraggiamento. Durante le ore di sole, il calore ottenuto può essere accumulato in mezzi ad elevata capacità termica (ad esempio fluidi) e utilizzato a richiesta (per esempio di notte) per fornire energia alle utenze. La presenza dell'accumulo termico migliora in modo significativo la capacità produttiva (rapporto fra energia prodotta e potenza installata) e la dispacciabilità dell'impianto, favorendone l'integrazione con la rete elettrica e la competitività economica rispetto ad altri impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

Benché i primi impianti solari a concentrazione di taglia industriale fossero finalizzati principalmente alla produzione di energia elettrica, attualmente questa tecnologia consente anche di produrre calore ad alta temperatura per usi industriali, riscaldamento e raffrescamento di edifici, dissalazione dell'acqua, produzione di combustibili sintetici (p. es. syngas), estrazione incrementata di petrolio (enhanced oil recovery, EOR) nei giacimenti petroliferi quasi esauriti e raffinazione del petrolio, come si vedrà più in dettaglio nel cap. 4.

¹ La radiazione solare che giunge al suolo comprende due componenti: *diretta* e *indiretta* (o *diffusa*). La radiazione diretta corrisponde ai raggi solari che attraversano indenni l'atmosfera terrestre, ossia senza esserne deviati o assorbiti; la direzione di provenienza coincide pertanto con la posizione del sole al momento. Se la superficie captante è posta ortogonalmente alla direzione del sole, si parla di radiazione *diretta normale* (*Direct Normal Irradiance*, acronimo DNI), altrimenti la radiazione diretta è corretta con il coseno dell'angolo di incidenza (angolo fra direzione di provenienza dei raggi solari e normale alla superficie). La radiazione *diffusa*, al contrario, proviene da tutte le direzioni della volta celeste, essendo costituita dai raggi solari che nell'attraversamento dell'atmosfera sono deviati dalle molecole dell'aria o delle nubi. La componente diretta costituisce fino al 90% della radiazione solare nei periodi di cielo sereno, ma è quasi trascurabile in condizioni di cielo nuvoloso. Solo la radiazione diretta può essere concentrata mediante specchi o altri strumenti ottici (p.es. lenti).

L'uso degli impianti CSP per la produzione combinata di energia elettrica, calore e acqua dissalata è di particolare interesse nelle regioni aride del mondo, dove possono fornire sia energia elettrica per i processi di dissalazione a osmosi inversa, sia calore per i processi di dissalazione termica.

Gli impianti CSP possono anche essere integrati in centrali termoelettriche a combustibili fossili (impianti ibridi) per produrre energia elettrica pienamente dispacciabile. In questo caso il campo solare fornisce vapore al ciclo termodinamico della centrale convenzionale. Progetti basati su questo concetto sono in funzione in Algeria, Australia, Egitto, Italia e Stati Uniti.

I primi impianti CSP commerciali, senza accumulo termico e con caldaia integrativa convenzionale, sono stati costruiti in California tra il 1984 e il 1991 nell'ambito del progetto SEGS, che comprendeva 9 unità per una potenza elettrica complessiva di 354 MW, e sono ancora in esercizio. Dopo un periodo di stagnazione dovuto al basso costo dei combustibili fossili, l'interesse per gli impianti solari a concentrazione è ripreso nei primi anni del 2000, principalmente negli Stati Uniti e in Spagna, come conseguenza delle politiche per ridurre le emissioni di CO₂ e diversificare le fonti di approvvigionamento energetico.

Spagna e Stati Uniti sono i Paesi in cui si è avuto il maggiore sviluppo iniziale; attualmente Sud Africa, Emirati Arabi, Egitto, Marocco, Cina, India e Cile sono i mercati con il trend di sviluppo più forte sul piano delle installazioni. Oltre a Spagna e Stati Uniti, anche Germania e Italia contribuiscono significativamente allo sviluppo sul piano tecnologico.

Impianti solari a concentrazione sono in funzione, in costruzione o in progetto in numerosi Paesi. A fine 2015 la potenza globale installata ammontava a circa 5 GW, di cui 61% localizzati in Spagna e 18% negli USA, mentre 2,2 GW risultavano in costruzione e altri 13,5 GW programmati nel mondo [3].

La Tabella 1, estratta sempre da [3], illustra tre possibili scenari di evoluzione del mercato secondo questo recente studio promosso dall'associazione che riunisce i produttori europei (Estela, www.estelasolar.org), i gruppi di ricerca dei Paesi afferenti alla International Energy Agency - IEA (SolarPACES www.solarpaces.org) e l'associazione ambientalista GreenPeace.

Tabella 1 - Prospettive di mercato mondiale delle soluzioni solari termodinamiche

		2015	2020	2030	2040	2050
Investment and employment						
Reference (Current Policy)						
Annual Installation	MW/a	1,171	3,619	5,651	9,500	12,427
Cost	€/kW	4,287	3,485	2,814	2,688	2,674
Investment	€bn/a	1.57	1.34	2.15	4.60	4.53
Employment Job-year		18,904	16,981	29,180	62,545	70,197
Moderate STE Market growth						
Annual Installation	MW/a	1,075	4,834	18,876	36,652	61,654
Cost	€/kW	4,287	3,485	2,814	2,666	2,637
Investment	€bn/a	4.61	16.85	53.13	97.71	162.61
Employment Job-year		16,964	70,051	269,733	574,049	935,995
Advanced STE Market Growth						
Annual Installation	MW/a	797	11,950	49,758	75,455	131,143
Cost	€/kW	4,287	3,485	2,814	2,663	2,577
Investment	€bn/a	3.42	41.65	140.04	169.10	209.76
Employment Job-year		12,985	169,237	712,674	1,072,328	1,443,265

L'esperienza operativa mostra che gli impianti CSP possono essere costruiti in 1–3 anni (dipende dalla dimensione), possono operare per oltre 30 anni e in circa 6 mesi di produzione restituiscono l'energia utilizzata per la loro costruzione. L'utilizzo di terreno dipende da molti fattori, ma può essere stimato indicativamente intorno a 2 ettari per MW_e.

In aggiunta al progetto SEGS, i maggiori e più recenti progetti comprendono due unità da 70 MW negli Stati Uniti (Nevada Solar One e MNGSEC-Florida), diverse unità da 50 MW in Spagna e unità più piccole in diversi altri Paesi. I grandi impianti recentemente completati comprendono il progetto Mojave (250 MW in California), il progetto Solana (280 MW in Arizona), il progetto Shams 1 (100 MW negli Emirati Arabi), il progetto Godawari (50 MW in India) e altri 15 impianti da 50 MW in Spagna. Quasi tutti gli impianti più recenti (es.: Andasol ed Extresol in Spagna) sono dotati di sistema di accumulo termico, con capacità di accumulo equivalente da un minimo di 3 a un massimo di 7,5 ore di produzione a pieno carico.

2.2 Descrizione della tecnologia CSP

In generale un impianto solare a concentrazione (CSP: Concentrating Solar Power) utilizza la radiazione solare come fonte di energia ad alta temperatura in sostituzione dei combustibili fossili o rinnovabili (impianti solo solari), o in combinazione con essi (impianti ibridi).

Allo scopo di ottenere temperature confrontabili con quelle della combustione, è necessario concentrare la radiazione solare, prima di convertirla in energia termica.

Quindi questi impianti utilizzano opportuni sistemi (Figura 1):

- il concentratore, per raccogliere e concentrare la radiazione solare;
- il ricevitore, dove l'energia raccolta è convertita e trasferita ad un fluido termico.

Il calore solare è asportato da un fluido termovettore (tipicamente: olio diatermico, sale fuso, acqua pressurizzata o vapore), che scorre all'interno dei ricevitori; di norma il fluido in uscita cede il calore ricevuto ad uno scambiatore, quasi sempre un generatore di vapore che produce il vapore surriscaldato per azionare le turbine. I concentratori seguono il percorso del sole ruotando su un solo asse (muovendosi generalmente da est a ovest) o su due assi ortogonali. Spesso un singolo collettore solare comprende un ricevitore con un insieme di specchi concentratori mossi da un unico motore e ogni impianto è costituito da un certo numero di collettori (da decine a migliaia).

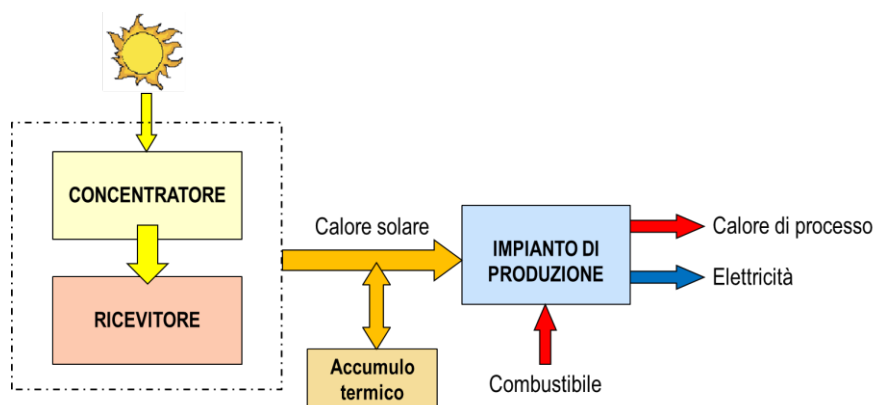


Figura 1 - Schema di un impianto CSP

Come già detto, gli impianti solari a concentrazione utilizzano, nel loro funzionamento, soltanto la componente diretta della radiazione solare. La Figura 1 mostra come tali impianti possano fornire alle utenze sia calore sia energia elettrica e possano avere un sistema di accumulo del calore per alimentare l'impianto di produzione anche quando il cielo è nuvoloso o dopo il tramonto.

La presenza dell'accumulo termico fa aumentare in modo significativo il fattore di utilizzo (*capacity factor*²) dell'impianto e migliora la sua dispacciabilità, facilitandone l'integrazione con la rete elettrica e valorizzandone economicamente la produzione.

Per ottenere la capacità di accumulo termico richiesta, il campo solare (cioè l'insieme dei collettori solari) dell'impianto deve essere sovradimensionato rispetto alla sua potenza nominale (Multiplo Solare o Solar Multiple, SM³). C'è un punto di equilibrio tra l'incremento di costo associato al sistema di accumulo termico e il beneficio economico conseguente alla maggiore produzione elettrica. Un notevole sforzo di ricerca riguarda specificamente l'abbattimento del costo dell'accumulo termico, che costituisce una delle più efficaci opzioni per migliorare la convenienza economica di questo tipo di impianti.

Sebbene gli impianti CSP non siano ancora economicamente competitivi con gli impianti termoelettrici convenzionali a carbone o a gas, l'industria manifatturiera in questo settore è in rapida crescita negli ultimi anni. Va inoltre tenuto presente che, quando si fa il confronto con altre tipologie di impianti a fonti rinnovabili non programmabili (p. es. fotovoltaico ed eolico), la competitività degli impianti CSP deve essere valutata tenendo conto dell'importante ruolo dell'accumulo di energia e degli ampi margini di riduzione dei costi ancora prevedibili, come conseguenza dell'apprendimento industriale e del miglioramento tecnologico.

2.3 Applicazione del CSP per la produzione di elettricità

La tecnologia solare a concentrazione trova attualmente la sua maggiore applicazione nella produzione di elettricità tramite impianti di grandi dimensioni. Si tratta di vere e proprie centrali elettriche solari con potenza tipica che va dai 10 ai 400 MW, connesse quindi alla rete elettrica di alta tensione. La maggior parte degli impianti ha una taglia dell'ordine di 50 MW; recentemente è ormai consolidato l'impiego di sistemi di accumulo termico per fornire caratteristiche di dispacciabilità alla produzione elettrica, con copertura anche di alcuni servizi ancillari, quali il contributo alla regolazione di frequenza e una certa programmabilità basata su previsioni meteo ormai sufficientemente accurate.

Le aree occupate da impianti di questo tipo sono notevoli, dell'ordine di chilometri quadrati. È anche richiesto un certo apporto di acqua per il raffreddamento del ciclo termico. Si vanno comunque diffondendo sistemi di raffreddamento a secco, che riducono drasticamente l'esigenza d'acqua, giacché questi impianti sono per lo più destinati a essere installati in climi secchi o aridi. In questa categoria di impianti vengono realizzati anche sistemi integrati con centrali a combustibile (carbone o più frequentemente gas naturale).

² Il "*capacity factor*" o fattore di utilizzo è il numero di ore nel corso di un anno in cui l'impianto di produzione funziona alla sua potenza nominale. La *dispacciabilità* è la possibilità di produrre energia su richiesta delle utenze collegate.

³ Il *multiplo solare* è il rapporto tra la potenza termica massima raccolta dal campo solare e quella necessaria per la produzione di energia elettrica in condizioni nominali. Per compensare le dispersioni di calore, gli impianti senza accumulo termico hanno un multiplo solare da 1,1 a 1,5 (fino a 2 per impianti a riflettori lineari di Fresnel, LFR), mentre gli impianti con accumulo termico hanno multiplo solare 3–4.

Nel caso di impiego di gas naturale è possibile realizzare impianti a ciclo combinato (Integrated Solar Combined Cycle – ISCC); ciò consente un'integrazione che garantisce un'alta efficienza nell'impiego del combustibile combinata con una buona efficienza di conversione per la parte solare. L'integrazione che ne consegue consente di produrre energia elettrica completamente dispacciabile, seppur con un contributo solare che normalmente non supera il 10%, per motivi di ottimizzazione tecnico economica.

2.4 Mini e micro CSP

Con i termini mini CSP e micro CSP si fa riferimento a tutti gli impianti solari termodinamici di potenza inferiore rispettivamente a 10 MW (mini) e a 1 MW (micro). Questo tipo di impianti si sta diffondendo recentemente nella copertura di esigenze legate all'integrazione territoriale. Possono fornire contemporaneamente elettricità, calore e altri servizi energetici quali il raffrescamento e la dissalazione d'acqua, fruendo anche del contributo di altre fonti rinnovabili, in particolare le biomasse. Diverse sono le tecnologie utilizzate per questo tipo di impianti e che verranno descritte, in modo approfondito, nel prossimo capitolo: quella dei collettori parabolici lineari con specchi di taglia ridotta, quella dei collettori Fresnel e, in prospettiva, quella dei collettori a disco parabolico di piccole dimensioni.

I principali vantaggi di questi impianti derivano dal richiedere investimenti limitati e dal poter utilizzare le coperture degli edifici per l'installazione dei collettori. Le applicazioni mini o micro CSP appaiono particolarmente adatte alle utenze commerciali e alla piccola industria. Risultano economicamente vantaggiosi nelle applicazioni di tipo cogenerativo o trigenerativo, in cui il calore refluo, reso disponibile dalla generazione elettrica, viene sfruttato nelle utenze industriali, alle temperature più alte, e nella climatizzazione di edifici e/o nella produzione di freddo con macchine ad assorbimento, alle temperature meno elevate.

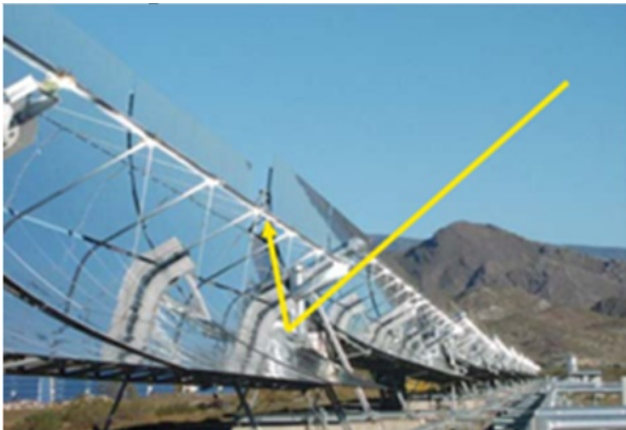
Per la generazione di energia elettrica si possono utilizzare microturbine a vapore, turbine a ciclo ORC, turbine a gas o motori Stirling.

Ricade in questa categoria anche la produzione di calore di processo e il teleriscaldamento/raffrescamento solare, quando le temperature richieste si possano ottenere solo con l'impiego di sistemi a concentrazione.

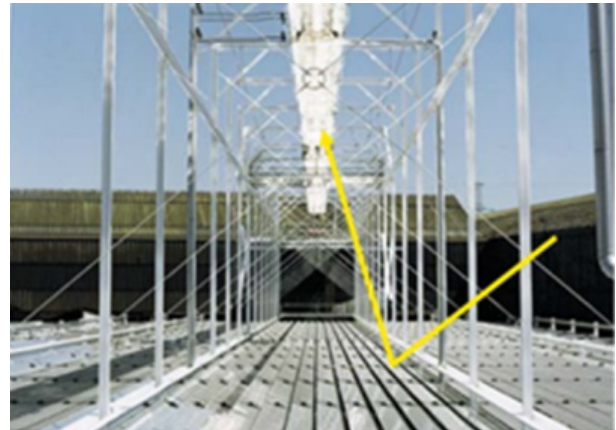
3 Tipologie degli impianti CSP

Dal punto di vista impiantistico, la tecnologia CSP comprende quattro varianti correlate al tipo di sistema di concentrazione che si utilizza (Figura 2) [1]:

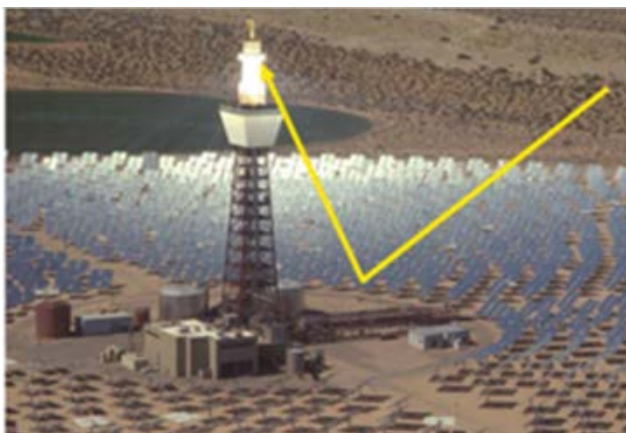
- collettore parabolico lineare (PT);
- collettore lineare Fresnel (FR);
- torre solare (ST);
- disco parabolico (SD).



Collettore parabolico lineare



Collettore Fresnel



Torre solare



Disco parabolico

Figura 2 - Tecnologie CSP

Ogni tecnologia è caratterizzata da una differente capacità di concentrazione dell'energia solare e quindi da una diversa temperatura operativa raggiungibile. Nei primi due tipi, PT e FR, gli specchi concentrano la radiazione solare su una linea focale, con fattori di concentrazione dell'ordine di 60-80 e massima temperatura operativa di 550 °C. Negli altri due, ST e SD, gli specchi concentrano la radiazione su un singolo punto focale, con fattori di concentrazione molto più elevati e temperature operative più alte.

In Tabella 2 e Tabella 3 sono mostrati alcuni valori caratteristici di concentrazione, efficienza e temperature operative associabili alle varie tipologie di impianti CSP.

Tabella 2 - Fattori di concentrazione ed efficienze solari caratteristici per le tecnologie CSP

Sistemi	Fattore di concentrazione	Efficienza solare di picco (%)	Efficienza solare media annua (%)
Parabolici Lineari	70-80	24-28	12-16
Fresnel Lineari	25-100	20	9-11
Torri solari	300-1000	22-24	16-18
Dischi parabolici	300-2000	24-26	13-16

(*) Efficienza solare = Produzione elettrica netta/Radiazione solare diretta

Tabella 3 - Temperature ed efficienze caratteristiche per le tecnologie CSP

Sistemi	Temperatura massima (°C)	Temperatura ottimale (°C)	Efficienza massima (%)
Parabolici Lineari	750-850	350-450	46-50
Fresnel Lineari	600-900	300-450	40-50
Torri solari	1.250-1.750	610-900	60-67
Dischi parabolici	1.250-2.100	610-1.080	60-70

(**) Temperature ed Efficienza calcolate in condizioni ideali (effic. conc. 100%, corpo nero)

Di seguito vengono descritte le quattro diverse tecnologie.

3.1 Collettore parabolico lineare

La tecnologia dei collettori parabolici lineari (PT - **P**arabolic **T**rough), attualmente la più matura a livello industriale e la più conveniente dal punto di vista economico, costituisce oltre il 90% della potenza CSP installata nel mondo. Si basa su specchi parabolici lineari che concentrano i raggi solari sui ricevitori tubolari posti lungo la linea focale (Figura 3).

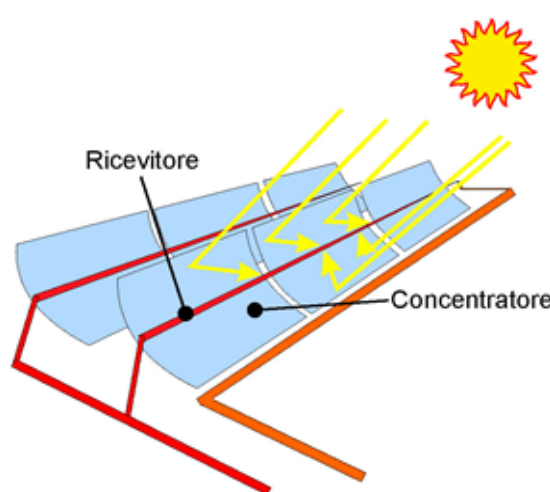


Figura 3 - Schema di funzionamento del collettore parabolico lineare

I ricevitori hanno uno speciale rivestimento per massimizzare l'assorbimento e la conversione in calore dell'energia solare che arriva su di essi, minimizzando le perdite per emissione di radiazione infrarossa a causa dell'alta temperatura di funzionamento. Essi sono generalmente racchiusi in un involucro di vetro con intercapedine sotto vuoto, per evitare ulteriori perdite di calore per convezione con l'aria esterna.

Il calore solare è asportato da un fluido termovettore (p. es. acqua, olio sintetico, sale fuso o gas), che scorre all'interno dei tubi ricevitori, e in genere trasferito direttamente al generatore di vapore per produrre il vapore surriscaldato che aziona le turbine. Come si vede in Figura 4, un singolo collettore comprende un insieme di specchi collegati meccanicamente col tubo ricevitore; questo blocco unico ruota attorno a un asse, rispetto alla struttura di supporto, per seguire il percorso del sole.



*Figura 4 - Assieme del collettore parabolico lineare (al centro),
a lato il sistema di movimentazione e gli specchi con la struttura*

Negli impianti di grandi dimensioni, ogni collettore tipicamente è lungo 100 m, con una apertura dell'ordine di 6 m. Recentemente negli impianti per la produzione elettrica sono stati introdotti collettori lunghi fino a 250 m, con apertura superiore a 8 m. Negli impianti per la produzione del calore di processo le dimensioni sono invece generalmente più ridotte (lunghezze di 50 m e aperture di 2–3 m).

Il sistema di movimentazione del collettore, necessario per l'inseguimento del sole, può essere di tipo idraulico o elettromeccanico e viene controllato attraverso dispositivi ottici di puntamento, oppure tramite strumenti software in grado di calcolare per ogni istante la posizione del sole.

La maggior parte degli impianti a collettori parabolici attualmente in funzione produce energia elettrica. Questi impianti hanno potenze da 15 a 100 MW_e, efficienza media del 14–16% (in termini di rapporto tra energia elettrica netta prodotta e energia solare in ingresso) e temperatura massima di esercizio di 390 °C, in conseguenza dei limiti di stabilità del fluido (olio sintetico) utilizzato come mezzo per il trasporto del calore. Alcuni di questi impianti sono dimensionati per accumulare elevate quantità di energia termica attraverso lo stoccaggio di sali fusi in appositi serbatoi.

3.2 Collettore lineare Fresnel

Un'evoluzione del collettore parabolico lineare, ancora in fase di sperimentazione, è il collettore lineare Fresnel, dove il concentratore è sostituito da segmenti di specchi piani o leggermente curvi, disposti secondo il principio della lente Fresnel.

In questo caso il tubo ricevitore, posizionato lungo l'asse focale, è fisso e quindi, a differenza del collettore parabolico lineare, la movimentazione riguarda solo il concentratore. Pertanto la circolazione del fluido termovettore all'interno del tubo ricevitore non richiede l'utilizzo di tubi flessibili nel collegamento tra i singoli collettori e tra questi e le tubazioni della rete di distribuzione. Il tubo ricevitore è in genere costituito da un tubo in acciaio protetto all'esterno da un tubo di vetro, che di norma non è mantenuto sottovuoto. Tuttavia sono in corso esperienze anche con tubi ricevitori sottovuoto, del tipo usato per i collettori parabolici lineari. Il tubo ricevitore è dotato di un concentratore (riflettore) secondario, per recuperare parte della radiazione dispersa a causa delle inferiori prestazioni ottiche di questo tipo di sistema di concentrazione.

Gli specchi (o riflettori primari) sono in grado di ruotare lungo l'asse longitudinale in modo da inseguire il moto del sole e mantenere la radiazione solare costantemente riflessa sul tubo ricevitore. Inoltre, come si vede in Figura 5, sono montati in prossimità del terreno; ciò consente di ridurre gli effetti dell'azione del vento sugli stessi e di minimizzare l'utilizzo di strutture di sostegno.

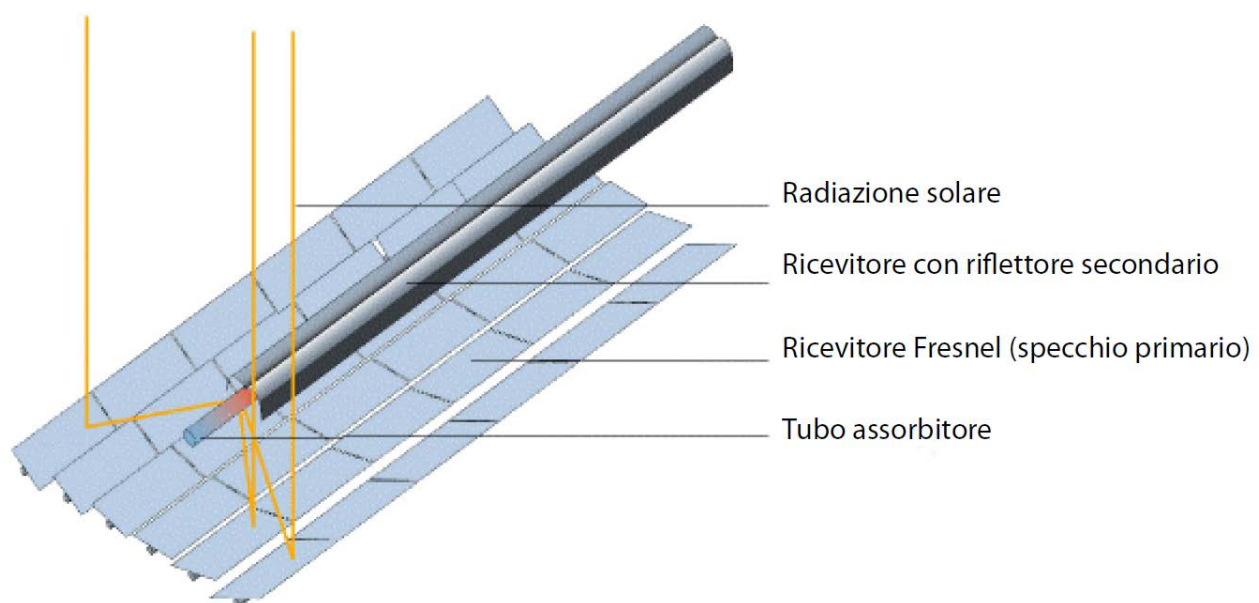


Figura 5 - Schema di funzionamento del collettore Fresnel

Gli impianti a collettori lineari di Fresnel presentano alcune caratteristiche che li rendono potenzialmente competitivi rispetto ai collettori parabolici lineari: l'effetto ombra tra concentratori vicini è trascurabile e, non dovendo distanziare le file di collettori, si ha un miglior sfruttamento del terreno, 70% contro il 33% delle parabole lineari; i costi di installazione sono decisamente più bassi a causa del minore impegno di materiali.

Per contro il loro rendimento medio è inferiore a quello degli impianti a collettori parabolici lineari a causa della minore efficienza sia dei collettori (temperatura, tubo ricevitore non isolato sotto vuoto, sistema di concentramento della radiazione) che del ciclo termodinamico. Tipicamente i fattori di concentrazione di tali collettori variano tra 25 e 40, mentre la temperatura raggiungibile è di circa 400 °C.

Normalmente tale tipo di impianti utilizza l'acqua pressurizzata come fluido termovettore, con produzione diretta di vapore all'interno del tubo ricevitore, per applicazioni fino a 270 °C e 40 bar, anche se sono state realizzate esperienze con produzione di vapore fino a 400 °C. Quando invece si devono raggiungere temperature superiori a 270 °C, si utilizzano in genere olii diatermici; recentemente è stato proposto anche l'impiego di sali fusi come fluido termovettore.

Le caratteristiche principali di questi collettori (semplicità costruttiva, minori costi di manutenzione, facilità di lavaggio dei riflettori piani, bassi carichi dal vento, tubo ricevitore stazionario, possibilità di utilizzare l'area sottostante) li rendono particolarmente adatti per applicazioni termiche a bassa - media temperatura.

Comunque i collettori a specchi lineari di Fresnel possono essere utilizzati anche per impianti di produzione elettrica di grandi dimensioni, come quello di Puerto Errado 2, in Spagna, con una potenza di 30 MW, mostrato in Figura 6.



Figura 6 - Impianto solare di Puerto Errado 2, Spagna

Una variante del collettore lineare Fresnel è il CLFR (compact linear Fresnel reflector) che utilizza tubi ricevitori multipli in prossimità degli specchi.

Con questa variante (Figura 7) è possibile alternare l'inclinazione degli specchi focalizzando l'energia solare verso più ricevitori. In questo modo viene minimizzato l'effetto ombra tra due riflettori contigui; questo permette un'ulteriore maggiore densità di riflettori (con un miglioramento dell'efficienza ed una minore richiesta di terreno per l'impianto) ed anche richiede una minore elevazione dei ricevitori.

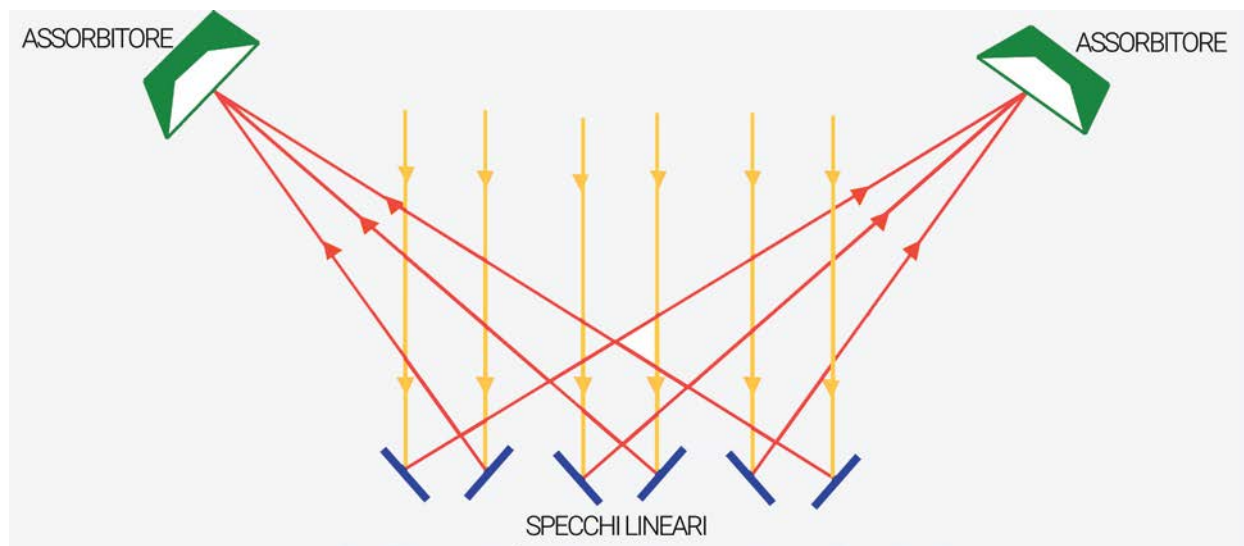


Figura 7 - Schema di funzionamento del collettore Fresnel con ricevitori multipli

La limitazione principale alla diffusione di questa tecnologia, per impianti che producono direttamente vapore in campo, è costituita dal fatto che per ora non è disponibile una tipologia di accumulo termico efficiente e non si prevedono, a breve, sviluppi significativi in tal senso. Viceversa, dove la legislazione permette l'integrazione con energia da fonte fossile, potrebbe avere buone possibilità di sviluppo in concorrenza con gli altri sistemi più conosciuti.

3.3 Torre solare

Il sistema a torre centrale utilizza pannelli riflettenti piani (eliostati) che inseguono il sole con un movimento di rotazione su due assi, concentrando la luce solare verso un unico ricevitore; questo è montato sulla sommità di una torre e al suo interno viene fatto circolare un fluido per l'asportazione del calore solare (Figura 8). L'energia termica che così si rende disponibile può essere sfruttata in vari processi, in particolare per la produzione di energia elettrica.

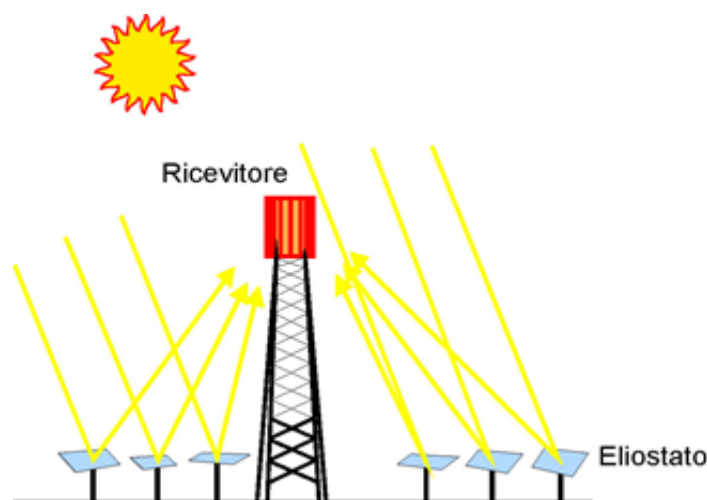


Figura 8 - Schema di funzionamento della torre solare

Il principio di funzionamento è analogo a quello del sistema a disco parabolico, con il concentratore costituito però da un elevato numero di eliostati, a formare una superficie di raccolta anche di centinaia di migliaia di metri quadrati. I raggi solari che colpiscono ciascun eliostato vengono riflessi su un punto unico, fisso nel tempo, che funge da punto focale. L'altezza, rispetto al suolo, del punto focale cresce all'aumentare dell'estensione del campo solare e può superare il centinaio di metri. Gli eliostati sono dislocati in modo da circondare completamente la torre oppure sono posti ad emiciclo verso nord; per evitare fenomeni di ombreggiamento, sono distanziati in modo crescente all'allontanarsi dalla torre.

Sono state studiate diverse tipologie di eliostati per migliorare l'efficienza ottica e il controllo dei sistemi d'inseguimento del sole, nonché per ottimizzare la struttura di supporto rendendola più semplice e leggera. Ciò al fine di aumentare il rendimento dell'impianto e ridurre i costi.

La superficie captante di ciascun eliostato varia da circa 40 a 170 m². Riguardo questo aspetto esistono infatti varie filosofie progettuali, attualmente in competizione, che tendono a realizzare molti eliostati "piccoli" o pochi eliostati "grandi"; la scelta di ogni costruttore dipende dalle dimensioni dell'impianto da realizzare e dall'evoluzione tecnica dei sistemi di movimentazione e gestione degli eliostati, quindi non esiste attualmente una loro standardizzazione. Come materiale riflettente si utilizza normalmente lo specchio di vetro, ma sono stati sperimentati anche materiali alternativi quali membrane riflettenti o fogli metallici.

In questo tipo di impianti il fluido termovettore, che circola all'interno del ricevitore, può raggiungere alte temperature di esercizio (fino a 565 °C utilizzando sali fusi e fino a 800–1.000 °C utilizzando aria). Il calore disponibile può essere usato direttamente, anche in processi chimici che richiedono elevate temperature, o in cicli termodinamici ad alto rendimento per la produzione di energia elettrica. In genere questa trasformazione avviene sfruttando il calore in un tradizionale ciclo termodinamico acqua-vapore. I più recenti impianti a torre sono normalmente accoppiati a un sistema d'accumulo termico, per coprire in modo più soddisfacente la domanda di energia dall'utenza.

Il dimensionamento dell'impianto solare (numero degli eliostati, potenza termica del ricevitore e capacità dell'accumulo termico) dipende dalla potenza nominale dell'impianto di generazione e dal suo fattore di utilizzazione annua o fattore di carico. Senza un sistema d'accumulo termico, l'impianto di generazione può operare solamente in presenza della radiazione solare e avere al massimo un fattore di carico di circa il 25%.

Per ottenere valori superiori è necessario ricorrere all'accumulo termico; in questo caso il funzionamento dell'impianto può anche essere continuativo in tutto l'arco della giornata.

L'impianto a torre più grande finora realizzato è quello di Ivanpah, negli Stati Uniti; utilizza tre torri con ricevitori a vapore surriscaldato (temperatura 540 °C) che alimentano altrettanti gruppi turboalternatori, per una potenza totale di 392 MW. Altri impianti utilizzano invece ricevitori a sali fusi (565 °C) che alimentano serbatoi di accumulo. Fra questi Planta Solar 10 (PS10, Spagna), da 11 MW; Gemasolar (Spagna), da 20 MW e 15 ore equivalenti di accumulo; Crescent Dunes (USA) da 110 MW; il recente progetto Atacama1 (Cile) da 110 MW e 18 ore equivalenti di accumulo.

La Figura 9 mostra l'impianto PS10 nel suo complesso (a) e un particolare dei suoi eliostati (b).



(a)



(b)

Figura 9 - L'impianto PS10 in esercizio dal 2007

Un impianto a torre centrale in linea generale ha le seguenti caratteristiche:

- occupa tipicamente (a 37° di latitudine) circa 2 ettari per MW_e (20.000 m²/MW_e) con una superficie di eliostati che è circa 1/3 del terreno occupato;
- al crescere delle dimensioni cambia la distribuzione degli eliostati, da ventaglio a campo circolare;
- la distanza tra le file di specchi aumenta con il raggio, per limitare gli effetti di ombra e di ombreggiamento alle basse elevazioni del sole (l'ottimizzazione della disposizione si effettua mediante modelli di tracing);
- la disponibilità di funzionamento degli eliostati è compresa nell'intervallo 0,95–0,98 e la riflettività media nell'intervallo 0,85–0,94;
- l'efficienza ottica del campo solare è ridotta dai fattori di shadowing (proiezione dell'ombra di un eliostato su quello posteriore), di blocking (incidenza della radiazione riflessa da un eliostato su quello anteriore) e di spillage (frazione di radiazione riflessa da un eliostato che esce dal bersaglio del ricevitore);
- il dimensionamento è fatto in base alla sua potenza nominale elettrica (capacity), all'andamento dell'energia solare annuale disponibile, alla possibile estensione del campo solare e al suo layout, all'accumulo termico richiesto (da cui dipende il multiplo solare, definito nella nota 3 a pag. 14), all'efficienza del campo solare e del ricevitore, all'altezza della torre.

La dimensione degli impianti solari a torre centrale è limitata dalla possibilità materiale di mantenere puntati gli eliostati, con la precisione necessaria, in presenza di vento, all'aumentare della distanza dal ricevitore. Attualmente il raggio limite di un campo eliostati è stimato nell'ordine dei 1.000 metri, a cui corrisponde una torre con altezza di 200–250 m. La potenza nominale limite per questo tipo di impianti è valutata in 50–100 MW_e.

Recentemente sono stati proposti impianti, detti multi-tower, costituiti da più torri; queste hanno ciascuna il proprio campo eliostati ed inviano il fluido termovettore ad un'unica unità di produzione elettrica (Progetti eSolar Lancaster e Progetto Ivanpah). In tal modo i limiti attuali alla dimensione degli impianti a torre potrebbero essere superati.

3.4 Disco parabolico

Questo sistema utilizza pannelli riflettenti di forma paraboloidica (effettiva o approssimata) che inseguono il sole, con un movimento di rotazione attorno a due assi ortogonali, e concentrano la radiazione solare su un ricevitore montato nel punto focale (Figura 10).

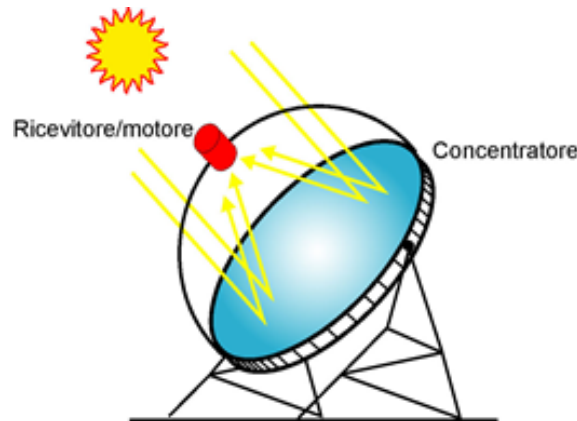


Figura 10 - Schema di funzionamento del disco parabolico

La forma ideale del concentratore è un paraboloide di rivoluzione; alcuni concentratori approssimano tale forma geometrica utilizzando un insieme di specchi con profilo sferico montati su una struttura di supporto. Per ragioni economiche, la dimensione del concentratore non va oltre i 15 m di diametro, limitando quindi la sua potenza a circa 25-30 kW_e. La tecnologia è comunque di tipo modulare e permette la realizzazione di centrali di produzione di piccola potenza per utenze isolate.

Il calore ad alta temperatura viene normalmente trasferito ad un fluido ed utilizzato in un motore, posizionato al di sopra del ricevitore, dove viene prodotta direttamente energia meccanica o elettrica. Il motore utilizzato in questi sistemi converte il calore solare in lavoro come nei convenzionali motori a combustione interna o esterna. Il fluido di lavoro viene compresso, riscaldato e fatto espandere attraverso una turbina o un pistone per produrre energia meccanica; questa può essere utilizzata direttamente dall'utenza o trasformata in energia elettrica mediante un alternatore. Sono stati studiati diversi cicli termodinamici e differenti fluidi di lavoro.

Applicazioni industriali di questo sistema consentono di ottenere temperature di funzionamento superiori a 900 °C e rendimenti di conversione dell'energia solare in energia elettrica dell'ordine del 20% medio giornaliero con punte del 25% e oltre, i più elevati tra tutte le tecnologie solari attualmente esistenti.



Figura 11 - Prototipo di OmSop in fase di approntamento

Gli impianti che sono già in esercizio utilizzano motori con cicli Stirling alimentati a aria o idrogeno, mentre recentemente sono stati realizzati impianti prototipo con l'impiego di microturbine ad aria (ciclo Bryton); in particolare quello del progetto europeo OmSop (<https://omsop.serverdata.net/Pages/Home.aspx>) cui partecipa l'ENEA [4]. Il prototipo è in fase di installazione (2016) presso il Centro Ricerche Casaccia dell'ENEA ed è mostrato in Figura 11, tratta da [5].

I sistemi con ciclo Stirling sono destinati a funzionare in modo completamente automatico, isolati, senza sorveglianza continua, oppure in *cluster* o *solar farm* con centinaia o migliaia di esemplari (Figura 12).



Figura 12 - L'impianto di Tessera Solar a Peoria in Arizona (USA)

Essi entrano in funzione al mattino, inseguono il sole nel suo moto diurno e ritornano in posizione di riposo a fine giornata.

Le microturbine Bryton sono sensibilmente meno costose delle macchine Stirling, ma anche meno efficienti, con valori tra il 25% e il 33%, rispetto al 42% dei migliori motori Stirling, la cui efficienza è in grado di avvicinarsi alla massima efficienza teorica termodinamica di una macchina termica, detta efficienza di Carnot.

Un limite penalizzante degli attuali impianti a disco parabolico è la mancanza di un sistema di accumulo termico. Ci sono degli studi in questo campo, in particolare presso Sandia National Laboratories (SNL) dove è stato sviluppato un sistema a disco parabolico Stirling da 25 kW_e con accumulo di energia termica fino a 6 ore (Figura 13). Come si vede, il sistema di accumulo, a cambiamento di fase, e il motore sono entrambi spostati verso la parte posteriore, garantendo al dispositivo un miglior bilanciamento strutturale.

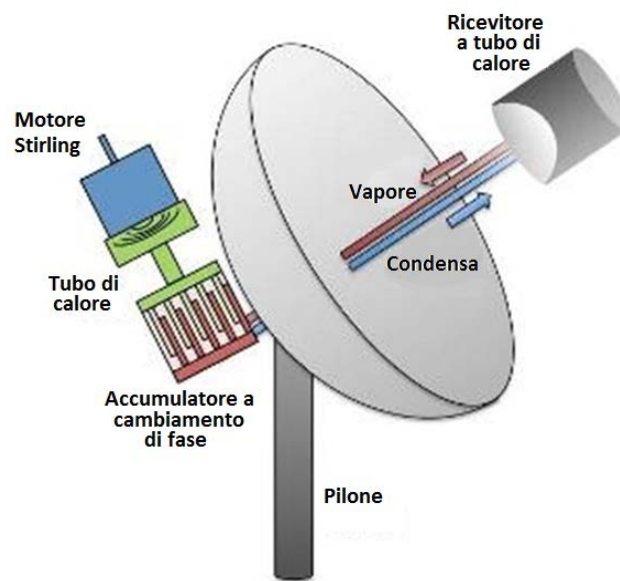


Figura 13 - Schema di disco parabolico con motore Stirling e sistema d'accumulo

Considerata l'elevata efficienza di conversione, la facilità di installazione e la possibilità di riduzione dei costi con la produzione in grande serie, è facile prevedere che questi sistemi saranno diffusamente impiegati nella generazione distribuita ed in prospettiva diventeranno competitivi anche rispetto ai grandi impianti solari termodinamici.

4 Produzione del calore di processo

Negli impianti CSP tipicamente il calore è una forma di passaggio dall'energia solare all'energia elettrica oltre che un reflu, ceduto nel ciclo termodinamico alla sorgente fredda, ma può essere visto anche come prodotto utilizzabile direttamente per applicazioni industriali o per climatizzazione di edifici. Vengono qui esaminate le aree di applicazione e le soluzioni impiantistiche idonee.

4.1 Generalità

Recentemente anche la produzione del calore di processo viene sempre più considerata fra le applicazioni della tecnologia solare a concentrazione. Negli impianti questa produzione può essere ottenuta da sola oppure contemporaneamente alla produzione elettrica (impianti cogenerativi), o alla produzione di elettricità, calore e refrigerazione (impianti trigenerativi) o alla produzione di un insieme di servizi energetici quali elettricità, calore, refrigerazione, dissalazione (impianti multigenerativi).

Nella produzione del calore di processo, una distinzione importante riguarda il livello della temperatura richiesta, come riportato in Tabella 4.

Tabella 4 - Livelli tipici di temperatura richiesti in alcuni processi industriali

SETTORE	PROCESSO	°C
ALIMENTARE	ESSICCAMENTO	30–90
	LAVAGGIO	40–80
	PASTORIZZAZIONE	80–110
	BOLLITURA	95–105
	STERILIZZAZIONE	140–150
	TRATTAMENTO TERMICO	40–60
TESSILE	LAVAGGIO	40–80
	CANDEGGIO	60–100
	TINTURA	100–160
CHIMICA	VAPORIZZAZIONE	95–105
	DISTILLAZIONE	110–300
	PROCESSI VARI	120–180
TUTTI	ACQUA CALDA SANITARIA	30–100
	CLIMATIZZAZIONE	30–80

Per utenze che richiedono calore a bassa temperatura (< 80 °C), l'utilizzo di sistemi a concentrazione è di fatto limitato agli impianti di cogenerazione o multigenerazione, in cui il calore è un sottoprodotto del processo termodinamico mediante il quale si ottiene la produzione elettrica. A temperature di questo ordine di grandezza infatti, in assenza di cogenerazione o poligenerazione, pur essendo sicuramente possibile impiegare sistemi a inseguimento del sole e concentrazione, è già abbastanza consolidato l'impiego di tecnologie solari basate su "impianti solari termici" propriamente detti, che utilizzano semplici ed economici pannelli piani senza inseguimento, quindi senza concentrazione o con fattori di concentrazione molto bassi [6].

La concentrazione con inseguimento diviene invece necessaria per sistemi a media temperatura (100-250 °C) e a maggior ragione per sistemi ad alta temperatura (oltre 400 °C). Ovviamente con la concentrazione della radiazione solare è possibile ottenere calore anche a temperature superiori, utilizzabile nelle applicazioni “di punta” per la produzione di elettricità (da 550 °C fino a 800–1.000 °C); ma l’impiego, a carattere ancora sperimentale, del calore a tali temperature è riservato in genere ad applicazioni di chimica solare (ad esempio: produzione di idrogeno, da scissione dell’acqua, o di altri combustibili sintetici, per via termochimica, dove è richiesta una radiazione solare fortemente concentrata).

Già uno studio IEA del 2008 ([7] citato in [3]) stimava che in parecchi settori industriali (quali l’alimentare, vino e bevande, sistemi di trasporto, macchinari, tessile e cartario) circa il 27% del calore è richiesto a temperature comprese fra 100 e 400 °C, mentre il 43% a temperature superiori ai 400 °C; tutte temperature in cui è necessaria una significativa concentrazione, se il calore deve essere fornito tramite la fonte solare.

La crescita delle applicazioni che sfruttano il solare a concentrazione per produrre calore di processo ha avuto di recente una certa accelerazione. Nel 2010 il programma IEA Solar Heating and Cooling (SHC) riportava 42 MW_t di impianti per 60.000 m² di specchi, mentre nel 2014 erano già censiti 132 impianti solari per la produzione di calore industriale nel mondo, con un totale di 95,5 MW_t e 136.500 m² di specchi [3]. Tuttavia si tratta ancora di numeri limitati rispetto al settore legato alla produzione elettrica, o al settore degli impianti solari termici. D’altra parte, solo 17 dei 132 impianti censiti hanno campi solari di superficie maggiore di 1.000 m², il resto essendo impianti pilota di piccole dimensioni.

I collettori utilizzati sono generalmente del tipo parabolico lineare (PT) o Fresnel lineare (LFR). Le dimensioni (apertura e lunghezza) sono generalmente alquanto più ridotte che nel caso delle applicazioni per la produzione elettrica. Tipicamente la lunghezza è di 20 m e l’apertura di 2 m.

Di norma il fluido di lavoro è acqua in pressione o vapore; a seconda delle temperature richieste e delle dimensioni, si può passare a oli diatermici e, in prospettiva, a miscele di sali fusi (per alte temperature), analogamente al caso dei sistemi per la produzione elettrica.

4.2 Caratteristiche tipiche degli impianti per calore di processo

Lo studio [8] fornisce una descrizione abbastanza approfondita delle caratteristiche tipiche degli impianti solari per la produzione del calore di processo.

Da questo punto di vista una generalizzazione non è agevole. Infatti le diverse applicazioni presentano caratteristiche peculiari che influenzano i parametri progettuali; inoltre gli impianti esistenti sono così pochi che non si può ancora parlare di consuetudini progettuali consolidate a livello industriale.

Solitamente vengono utilizzati due circuiti separati: uno per il fluido termovettore circolante nei collettori e uno per l’acqua o il vapore di processo. Inoltre è quasi sempre presente un serbatoio di accumulo di capacità limitata (buffer) al fine di regolarizzare la fornitura di calore.

La maggior parte dei sistemi solari a concentrazione presenta sistemi di sicurezza per far fronte a condizioni atmosferiche sfavorevoli, come grandine o forte vento, in modo da salvaguardare l’integrità dei collettori stessi. In questi casi, ma anche per esigenze di manutenzione, i collettori vengono disattivati dal punto di vista produttivo e posti in una posizione che ne garantisce l’integrità strutturale (ad esempio, con il dorso verso l’alto, nel caso di collettori parabolici).

La struttura modulare dei collettori permette poi di attivare ogni singolo collettore del campo solare, mettendolo in inseguimento (focalizzazione), o disattivarlo, ponendolo fuori fuoco (de-

focalizzazione). Questo è utile nel caso si stiano raggiungendo temperature troppo alte nel serbatoio di accumulo, allorché si verificano condizioni di prolungato irraggiamento e non utilizzo del calore accumulato: ad esempio, nel fine settimana per un'industria che non lavora di domenica.

Riguardo al serbatoio di accumulo, le sue caratteristiche possono variare sensibilmente a seconda dell'applicazione considerata, delle temperature in gioco, dello spazio disponibile e del tempo di accumulo richiesto.

Per definire la configurazione del campo solare, il fluido termovettore e le portate richieste, nonché la disposizione in serie e parallelo dei diversi collettori del campo, è determinante la scelta del tipo di collettore. Esistono oggi sul mercato svariati modelli di collettori parabolici lineari e Fresnel lineare, diversi per dimensioni, rapporti di concentrazione, fluidi termovettori utilizzabili. Gli impianti attualmente realizzati, nell'ambito del solare termico a media temperatura, sono di carattere "sperimentale" o a livello di "applicazioni pilota": questo rende impossibile generalizzare una strategia di posizionamento commerciale, a differenza dei collettori piani.

Nel caso in cui il fluido di processo è il vapore, solitamente questo viene prodotto tramite un generatore di vapore (GV) ad alta pressione, che trasferisce il calore dal fluido termovettore del campo solare all'acqua del circuito secondario, trasformandola in vapore. Esistono comunque collettori solari che producono direttamente vapore e permettono un suo diretto utilizzo.

Per l'accoppiamento con la parte tradizionale dell'impianto termico esistono diverse soluzioni. È possibile fornire il GV di un sistema ausiliario tradizionale (a combustione di gas o biomassa, ad esempio) al suo interno, in modo da raggiungere sempre, in uscita dal GV, la temperatura desiderata. Un'altra soluzione consiste nel riscaldare il fluido del circuito secondario, nel caso non abbia raggiunto la temperatura desiderata, tramite uno scambiatore ausiliario in serie, alimentato da un combustibile. Una terza soluzione, forse la più utilizzata, consiste nel far funzionare in parallelo il sistema tradizionale (a combustibile) e il sistema solare, convogliando il vapore prodotto in un collettore di vapore. Nel caso venga utilizzata questa soluzione, i collettori devono funzionare a portata variabile, in modo tale da avere una temperatura costante in uscita e garantire la formazione di vapore alla pressione desiderata.

Uno schema tipico di integrazione mediante calore solare, nell'ambito di un processo industriale, è illustrato in Figura 14, tratta da [8].

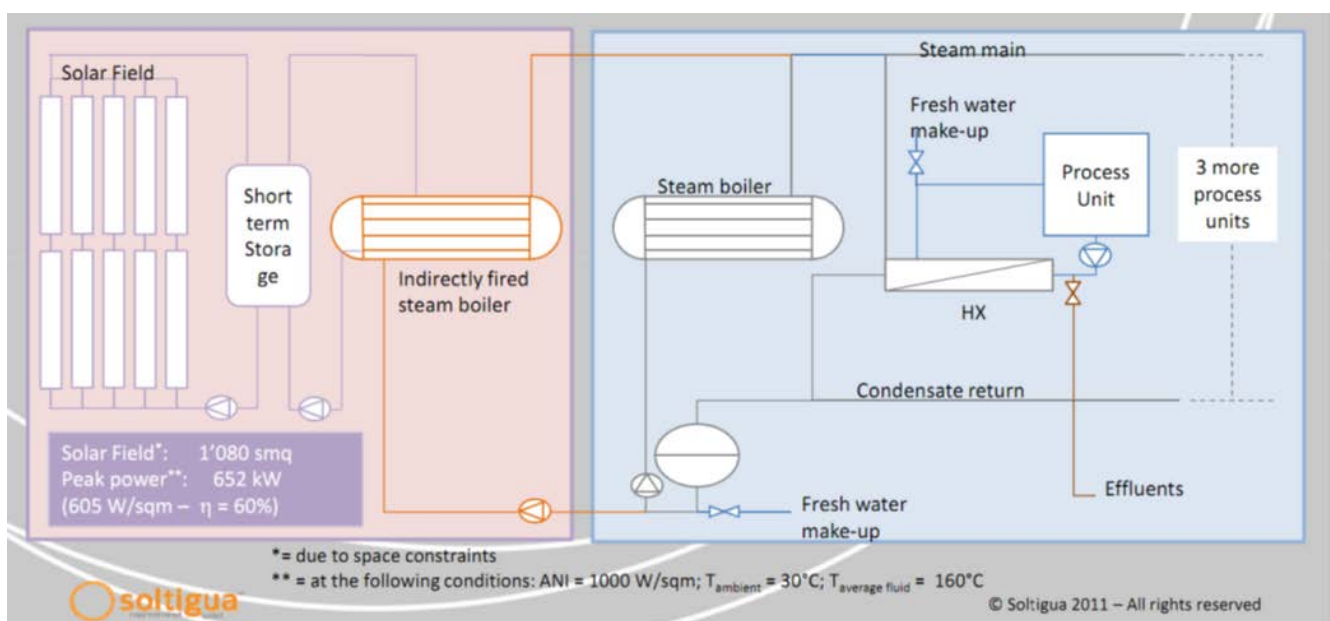


Figura 14 - Schema di processo semplificato per impianto Solatigua – Tamil Nadu

Si tratta di uno schema di processo sviluppato dalla società italiana Soltigua per una industria tessile nel Tamil Nadu, in India. L'industria, come nella maggior parte dei casi concreti, è già provvista di un impianto per la produzione di calore tradizionale, alimentato ad olio pesante; l'impianto solare si va quindi ad integrare nella rete esistente, riducendo il consumo di combustibile.

In questo caso il campo solare alimenta un sistema di accumulo, da cui viene prelevato calore che viene inviato a un generatore di vapore addizionale (Indirectly fired steam boiler), rispetto al generatore di vapore esistente (Steam boiler).

Il campo solare impiega collettori parabolici lineari con una superficie totale di 1.080 m^2 ed è in grado di fornire una potenza media di 324 kW per circa 10 ore al giorno, coprendo su base annua il 36% del fabbisogno termico.

4.3 Impianti per incremento della produzione petrolifera (EOR)

Un impiego recente del calore solare è il recupero di greggio in pozzi petroliferi (EOR – Enhanced Oil Recovery) secondo lo schema tipico di Figura 15. L'iniezione di vapore a media temperatura è infatti in grado di mobilizzare quantità di greggio che altrimenti non potrebbero essere estratte, abbassando la viscosità dei greggi pesanti.

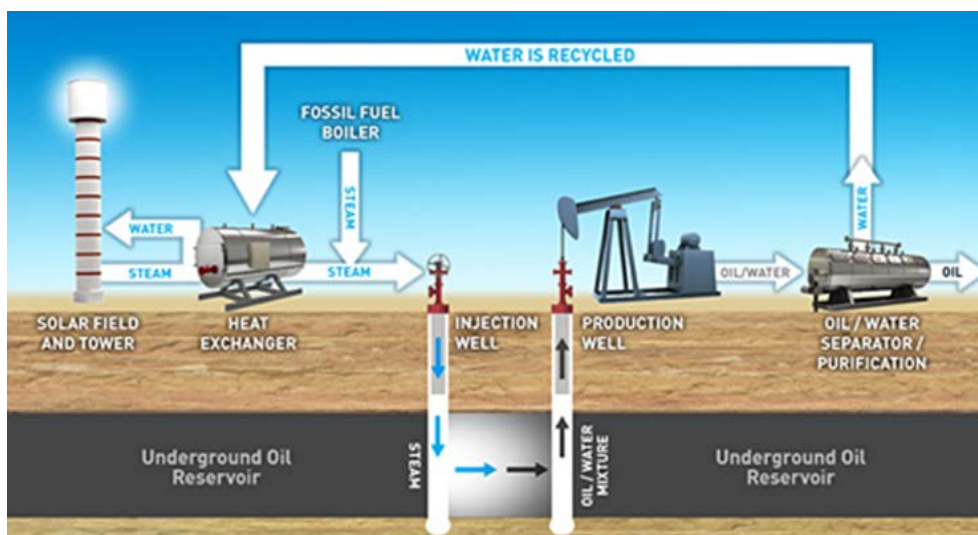


Figura 15 - Schema tipico dell'Enhanced Oil Recovery (EOR) assistito da solare

Un importante progetto in tale senso è stato recentemente annunciato: si tratta del progetto Miraah, per il campo petrolifero di Amal West della Petroleum Development Oman (PDO) [9]. L'impianto avrà una potenza termica totale di 1.021 MW termici (1 GW termico) e, secondo le dichiarazioni della PDO, dovrebbe avere un costo di investimento estremamente contenuto, ovvero un totale di 600 milioni di dollari ($0,6 \$/W_t$). Risultato conseguibile grazie alla particolare tecnologia sviluppata dalla società GlassPoint (www.glasspoint.com), che sostanzialmente consiste nell'inserire collettori solari parabolici lineari all'interno di una serra con pareti trasparenti (Figura 16).

In tal modo gli specchi, protetti dal vento e dalla sabbia, possono essere realizzati con strutture estremamente leggere e quindi a basso costo (10% in peso rispetto a un collettore parabolico tradizionale). Inoltre gli specchi sono "appesi" in alto, con un meccanismo brevettato, e ruotano attorno alla linea focale in cui sono posizionati i ricevitori; questi, essendo costituiti da una tubazione assorbente non sottovuoto, sono a loro volta molto più economici dei classici ricevitori per alta temperatura. Tutto ciò è reso possibile dal fatto di operare a temperature relativamente basse, in atmosfera protetta dal vento.

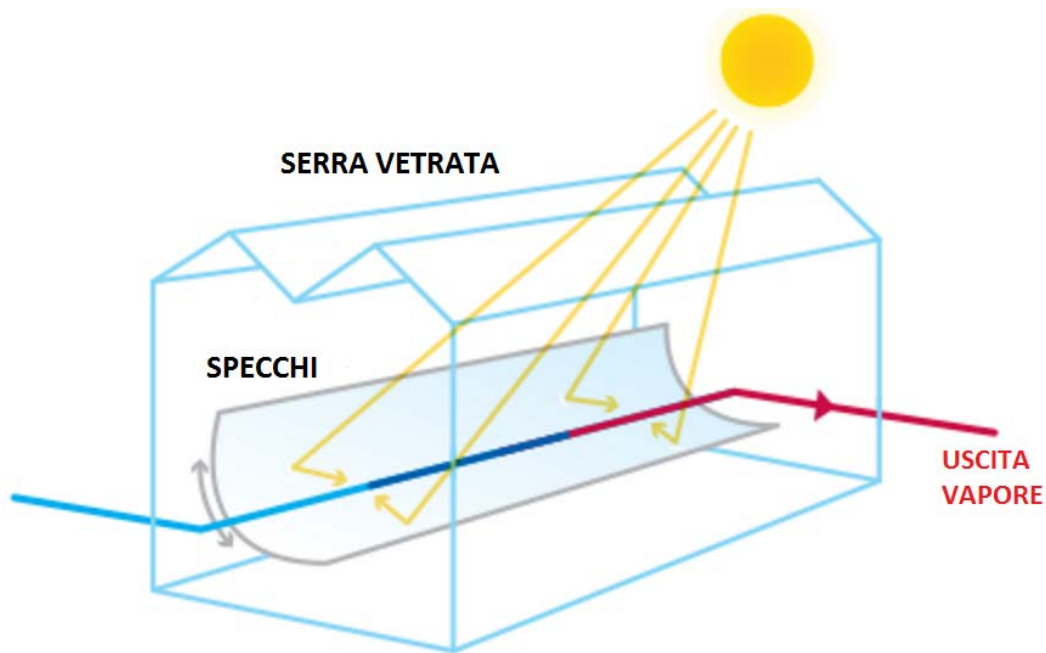


Figura 16 - Schema di principio dell'impianto solare all'interno della serra vetrata

Ogni serra da 50.000 m² ha una potenza termica di picco di 25 MW. Nel sito è già stata installata e provata una unità Demo da 7 MW, che evidentemente ha fornito buoni risultati. La temperatura del vapore richiesta nel progetto della PDO è di 350 °F (177 °C). Con l'irraggiamento presente nel sito in questione e i costi della tecnologia GlassPoint, il vapore prodotto è economicamente competitivo rispetto al vapore prodotto bruciando gas naturale, che rimane comunque come integrazione e back-up.

4.4 Impianti per dissalazione termica

La maggior parte degli impianti di dissalazione in funzione nel mondo utilizza l'osmosi inversa; una quota minoritaria utilizza la distillazione termica. In entrambi i casi si tratta di processi a forte consumo di energia che, se prodotta con metodi convenzionali, produce notevoli emissioni climalteranti.

La tecnologia solare a concentrazione ha la potenzialità di alimentare gli impianti di dissalazione, anche di grandi dimensioni, senza incorrere in emissioni dannose.

Uno studio del 2007 del DLR tedesco [10] ha esplorato la potenzialità della tecnologia CSP al fine di fornire acqua dolce ai grandi centri urbani dell'area Medio Oriente-Nord Africa (MENA). Solo 4 dei 19 Paesi dell'area dispongono di risorse idriche superiori a 100 litri pro-capite all'anno, che è considerata la soglia di povertà relativamente alla disponibilità idrica.

Il deficit, attualmente stimato in 50 miliardi di m³ all'anno, è destinato a triplicarsi entro il 2050, in assenza di contromisure efficaci. Lo studio suggerisce che le tecnologie più appropriate potrebbero essere: la produzione di elettricità solare (tramite impianti fotovoltaici o solari termodinamici a concentrazione) per alimentare i processi ad osmosi inversa; la cogenerazione di elettricità e calore tramite sistemi solari termodinamici, con utilizzo della quota elettrica per alimentare gli impianti a osmosi inversa e della quota termica per ottenere la dissalazione tramite distillazione "multi-effetto" (MED). Il processo attualmente utilizzato di "dissalazione a flash multistadio" viene considerato invece inappropriato, per il suo scarso rendimento energetico.

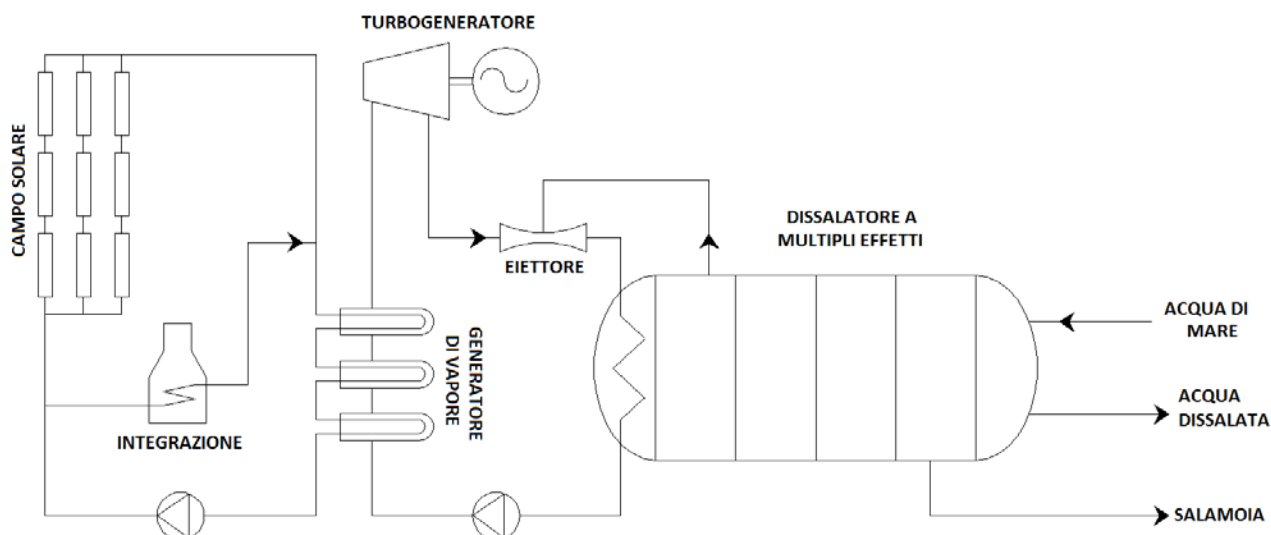


Figura 17 - Schema di principio di impianto di dissalazione alimentato da energia solare ad alta temperatura

Due impianti pilota di dissalazione, che impiegano collettori parabolici lineari, accumulo termico e dissalazione MED, sono stati recentemente realizzati in Australia e Qatar [3]. Entrambi producono 10 m^3 al giorno di acqua dissalata. Nel 2013 è stata la volta di un impianto Fresnel lineare (LFR) ad Al Jubail, Arabia Saudita.

La Figura 17 riporta lo schema di principio di un impianto di dissalazione alimentato da energia solare ad alta temperatura.

4.5 Impianti per raffreddamento solare (Solar Cooling)

Con il “solar cooling” ci si propone di sfruttare il calore solare per rendere disponibile la fonte di raffrescamento richiesta dagli impianti frigoriferi e dai sistemi di condizionamento degli ambienti. Tale utilizzo del calore presenta quindi una notevole rilevanza soprattutto nelle regioni (e nei periodi dell’anno) a maggiore irraggiamento solare, in cui non è tanto la richiesta di calore quanto la sua rimozione uno dei bisogni più urgenti.

Il raffreddamento solare si può ottenere in vari modi, quali ad esempio: impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica che alimenta pompe di calore a compressione; *solar cooling* a ciclo aperto (*dessiccant cooling*); macchine ad assorbimento alimentate da calore solare, la soluzione che viene qui considerata.

In queste macchine, la sorgente calda, alimentata da calore solare, ha temperature tipiche dai 70 ai 270 °C, quindi comprese nell’intervallo di interesse. La trattazione seguente è presa in gran parte da [8].

Le macchine ad assorbimento vengono spesso utilizzate in stabilimenti dove si hanno flussi di calore residuo provenienti da altri processi. Infatti, poiché per basse potenze queste macchine presentano costi elevati e bassi COP rispetto alle pompe di calore a compressione, il loro impiego è limitato, attualmente, a impianti industriali o comunque di una certa dimensione.

Le caratteristiche tipiche delle macchine ad assorbimento sono elencate in Tabella 5, ripresa da [8].

Tabella 5 - Tabella riassuntiva delle caratteristiche tipiche delle macchine ad assorbimento

	Singolo effetto H ₂ O/LiBr	Doppio effetto H ₂ O/LiBr	Triplo effetto H ₂ O/LiBr	Singolo effetto NH ₃ /H ₂ O
Temperatura freddo [°C]	5-20	5-20	5-20	-20/+20
Temperatura sorgente calda	70-90	140-180	210-270	160-180
COP massimo	0.7-0.8	1.1-1.4	1.6-1.8	0.6-0.7

Il COP delle macchine ad assorbimento dipende fortemente dal tipo di macchina utilizzato: macchine a singolo effetto lavorano con COP intorno allo 0,7, macchine a doppio effetto hanno COP variabile dall'1,1 all'1,4, mentre macchine a triplo effetto possono avere COP anche pari a 1,6 o superiore. Macchine a doppio o a triplo effetto (ancora molto rare), oltre ad avere COP maggiori, permettono talvolta di raggiungere temperature di raffreddamento minori; per contro richiedono calore a temperatura più alta. Infatti, per macchine a singolo effetto sono sufficienti temperature inferiori ai 100 °C, mentre per macchine a doppio effetto sono richiesti almeno 140 °C circa, a seconda dei diversi modelli; le macchine a triplo effetto richiedono invece temperature superiori ai 200 °C.

Finora solo la Thermax (multinazionale del settore) ha realizzato in India un impianto pilota di solar cooling con un assorbitore a triplo effetto da loro prodotto.

Ad oggi, quasi tutti gli impianti di *solar cooling* realizzati utilizzano macchine ad assorbimento a singolo effetto. Ciò è dovuto principalmente alla maggior diffusione ed economicità dei collettori piani sottovuoto a bassa concentrazione (CPC) stazionari, che garantiscono temperature sufficienti per far funzionare macchine ad assorbimento a singolo effetto. Tali sistemi presentano però un grosso limite, legato alla superficie richiesta dai collettori, non sempre disponibile. In questo contesto, l'uso di macchine ad assorbimento a doppio effetto, e quindi di collettori a concentrazione a media temperatura, presenta il notevole vantaggio di richiedere una minor superficie captante. Infatti, considerando il rapporto fra i COP tipici di una macchina a singolo effetto e una a doppio effetto, si ha:

$$\frac{COP_{singolo\ eff.}}{COP_{doppio\ eff.}} = \frac{0,7}{1,2} = 0,58 \ .$$

A parità di rendimento d'impianto e di rendimento dei collettori, una macchina ad assorbimento a doppio effetto permette di risparmiare più del 40% della superficie richiesta per i collettori, rispetto a una macchina a singolo effetto.

Il recente sviluppo di collettori solari a media temperatura, di ridotte dimensioni, ha permesso di progettare e realizzare impianti di *solar cooling* posizionando i collettori sul tetto dell'edificio raffrescato, sfruttando così spazi altrimenti inutilizzati; nel caso di applicazioni industriali si possono sfruttare sia aree inutilizzate a terra che coperture di vario tipo.

4.6 Applicazioni esistenti

Sempre [8] ma anche il programma SHC (Solar Heating and Cooling) dell'IEA, in particolare il Task 49 sul calore di processo da fonte solare [11], fornisce una serie di informazioni sugli impianti esistenti. Questo Task IEA, che collabora anche in ambito IEA SolarPACES (Task IV), elabora linee guida per la progettazione, in particolare per l'integrazione di sistemi solari a concentrazione nell'ambito di processi industriali esistenti, e mantiene un database aggiornato sugli impianti realizzati (<http://ship-plants.info/solar-thermal-plants>), nel quale sono attualmente presenti 217 impianti che coprono una varietà di processi e di temperature. Altre informazioni sono reperibili direttamente sul web.

Nei successivi paragrafi sono descritte alcune fra le applicazioni più significative, concentrandosi su quelle a temperatura elevata (che richiedono l'impiego di collettori a concentrazione).

4.7 Impianti di grandi dimensioni

La spagnola Abengoa è stata pioniera nelle applicazioni di collettori parabolici lineari comportanti campi solari di area significativa. Il collettore utilizzato è il PT-1, in alluminio.

L'impianto più esteso è quello di Minera El Tesoro, nel deserto di Atacama (Cile) da 10 MW (Figura 18), che alimenta un processo di estrazione del rame di tipo SX-EW. I 1.280 collettori (che coprono un'area di 7 ettari) producono acqua in pressione a 150 °C; il calore viene accumulato in tre serbatoi, da 100 m³ ciascuno, e porta a ridurre del 55% il consumo di gasolio. L'impianto, progettato nel 2008 ed entrato in servizio nel 2011, è costato 14 milioni di \$, secondo fonti Abengoa.



Figura 18 - Collettori solari parabolici per calore di processo PT-1 – Abengoa di Minera El Tesoro

La stessa Abengoa ha utilizzato collettori PT-1 per un impianto da 3 MW a Modesto, California, che opera dal 2008 (Figura 19). Questo impianto produce vapore a 300 psig (20,7 bar) per riscaldare l'olio impiegato nella frittura di patatine.



Figura 19 - Impianto di Modesto – Abengoa

Sempre negli USA, in Colorado, nel 2010 è stato realizzato un impianto a collettori solari parabolici lineari a Littleton (Figura 20). L'impianto ha una potenza termica di 1,25 MW e, grazie ad un sistema di accumulo termico incorporato, fornisce acqua calda sanitaria, su base continuativa (24 ore al giorno), per un istituto di correzione.



Figura 20 - Impianto di Littleton – Abengoa

4.8 Recenti impianti per calore solare a media/alta temperatura realizzati in Italia

Diverse aziende italiane hanno sviluppato di recente impianti per la produzione del calore di processo, per il teleriscaldamento o per il raffrescamento solare.

Soltigua (www.soltigua.com)

La Soltigua, società specializzata del gruppo Laterizi Gambettola, nel 2014 ha completato a Forlì l'installazione di 36 concentratori parabolici PTMx a servizio dell'impianto di teleriscaldamento industriale solare realizzato dalla società Forlì Città Solare (Figura 21).

La rete di teleriscaldamento è gestita da Hera, presenta una lunghezza di 2 km e opera a temperature fra 110 °C (ritorno) e 140 °C (mandata) [12]. Il campo solare ha una superficie captante totale netta di oltre 2.800 m² e una potenza di picco di oltre 1,4 MW termici, record in Europa per il teleriscaldamento solare a concentrazione. I concentratori forniscono calore, con temperature fino a 175 °C, a diverse utenze dell'area industriale circostante. Degno di nota il fatto che, grazie alla flessibilità del sistema produttivo Soltigua, le attività di cantiere si sono svolte in soli 3 mesi effettivi. I collettori utilizzano come fluido termovettore olio diatermico.

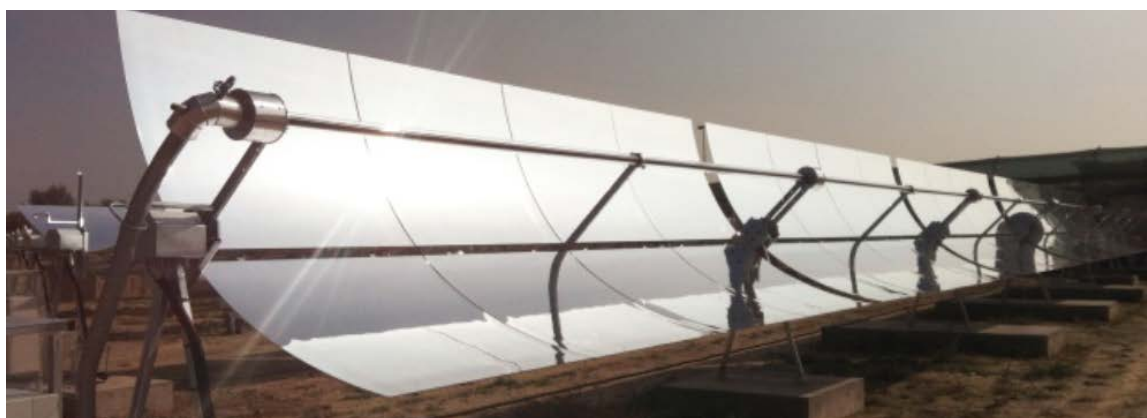


Figura 21 - Collettori Soltigua per la Forlì Città Solare

L'impianto ha richiesto un investimento di 2,5 M€ [12]. La tecnologia si presta anche alla realizzazione di reti di tele-raffrescamento industriale.

Sempre Soltigua ha realizzato un impianto pilota di *solar cooling* presso la propria sede di Gambettola (Figura 22). Questo impianto utilizza concentratori parabolici lineari per alimentare una macchina ad assorbimento a doppio effetto, che utilizza come fluido refrigerante una soluzione di LiBr.



Figura 22 - Collettori per l'impianto pilota di solar cooling di Soltigua

Trivelli Energia (<http://www.seagroupe.com/page12.html>)

La Trivelli Energia srl, società italiana di Pavia, ha realizzato all'inizio del 2010 un impianto di *solar cooling* sopra la propria sede (Figura 23). Questo impianto utilizza i concentratori parabolici lineari da loro prodotti (Solar System Wing EVO) e la macchina ad assorbimento della BRODA BTCZH 70, a doppio effetto e con una potenza frigorifera di 70 kW.

La Trivelli Energia ha inoltre progettato un impianto di *solar cooling* destinato al mercato del pesce di Dakar, Senegal, per aiutare dei gruppi frigo preesistenti, tramite una condensazione ad acqua. Il calore verrebbe fornito da concentratori parabolici lineari.



Figura 23 - Collettori Solar System Wing EVO di Trivelli Energia

CSP-F/FERA (www.cspfsolar.it)

La CSP-F del gruppo FERA produce collettori Fresnel lineari per la produzione di energia elettrica (LUCE FP) e termica (LUCE TH).

Nel campo delle applicazioni termiche ha realizzato nel 2014 un impianto di *solar cooling*, primo in Italia ad utilizzare tecnologia Fresnel lineare, in un centro per l'accoglienza diurna degli anziani del Comune di Gorla Maggiore, in provincia di Varese (Figura 24).

L'impianto è montato sul tetto dell'edificio. Per la sua realizzazione sono state utilizzate gru e cestelli da cantiere.



Figura 24 - Impianto CSP-F per solar cooling a Gorla Maggiore



Figura 25 - Impianto CSP-F per Nuova Sarda Industria Casearia

Inoltre nel 2015 ha progettato e installato un impianto solare termodinamico Fresnel a San Nicolò D'Arcidano, in provincia di Oristano, per la Nuova Sarda Industria Casearia (Figura 25).

Si tratta del primo caseificio italiano a scegliere l'applicazione termica del solare a concentrazione per ridurre il fabbisogno di gasolio e produrre formaggi nel rispetto dell'ambiente, seguendo l'esempio della Svizzera, che ha realizzato un notevole numero di applicazioni solari al settore caseario. Rispetto al caso svizzero, in cui gli impianti sono di taglia industriale, qui la filiera va dall'allevamento delle pecore al prodotto finito: una filiera di qualità che mette in primo piano la sostenibilità e il consumo di energia da fonti rinnovabili.

Ogni anno, con la produzione di vapore dall'impianto solare termodinamico, il caseificio risparmierà oltre 50.000 litri di gasolio ed eviterà il rilascio in atmosfera di 180 tonnellate di CO₂.

La particolare struttura realizzata ha un impatto ridottissimo sulla superficie erbosa, vieppiù permette alle pecore di riposarsi all'ombra (Figura 25).

5 Innovazioni ENEA sugli impianti solari termodinamici

Nel periodo 2001–2010 l'ENEA, dopo una prima fase esplorativa, ha sviluppato un concetto innovativo di impianto CSP che utilizza sali fusi ad alta temperatura ($550\text{ }^{\circ}\text{C}$) sia come fluido termovettore che come mezzo per l'accumulo termico, in sistemi parabolici lineari [13]. Allo scopo venne istituita dall'allora presidente ENEA Carlo Rubbia una opportuna Unità di Progetto, denominata Grande Progetto Solare Termodinamico.

Il concetto prescelto– l'impiego di sali fusi sia come fluido termovettore che come fluido di accumulo termico – è chiamato “accumulo diretto”, ed è stato utilizzato inizialmente in sistemi a torre (Solar Two negli USA) dove viene tuttora applicato.

I sistemi parabolici lineari impiegavano invece tradizionalmente olio diatermico come fluido termovettore e, negli impianti in cui era previsto un sistema di accumulo termico, sali fusi come fluido per l'accumulo; questa tecnica è chiamata “accumulo indiretto” ed è stata ampiamente utilizzata negli impianti spagnoli tipo Andasol.

L'accumulo indiretto ha alcuni svantaggi rilevanti: richiede l'impiego di scambiatori di calore tra i due fluidi, che aggiungono costo, complessità e comportano una riduzione delle prestazioni; non consente una flessibilità completa nell'impiego del sistema di accumulo; non consente di utilizzare l'accumulo in maniera efficace, in quanto la massima temperatura dell'olio ($400\text{ }^{\circ}\text{C}$) limita anche la massima temperatura del sale. Nel caso di impiego di classici sali binari ciò implica che l'intervallo di temperatura utilizzabile è ridotto a $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ (fra 290 e $390\text{ }^{\circ}\text{C}$) contro i $260\text{ }^{\circ}\text{C}$ (fra 290 e $550\text{ }^{\circ}\text{C}$) del sistema diretto. Pertanto, a parità di energia accumulata, il quantitativo di sale necessario – e quindi il volume richiesto per i serbatoi – è quasi il triplo, tenendo conto anche delle inevitabili perdite dovute alla presenza degli scambiatori di calore.

Ovviamente, anche la temperatura del vapore producibile con il sistema indiretto è ridotta, arrivando a circa $380\text{ }^{\circ}\text{C}$; ciò limita il rendimento termodinamico del ciclo e non consente di utilizzare turbine standard, previste per vapore in ingresso a $540\text{ }^{\circ}\text{C}$. Per la centrale elettrica di produzione, inoltre, l'utilizzo di questo sistema si riflette anche in un aumento della potenza di pompaggio, con un maggior consumo degli ausiliari interni: oltre il 10% della produzione lorda, rispetto al 6% circa degli impianti ad accumulo diretto.

La situazione è rappresentata schematicamente in Figura 26.

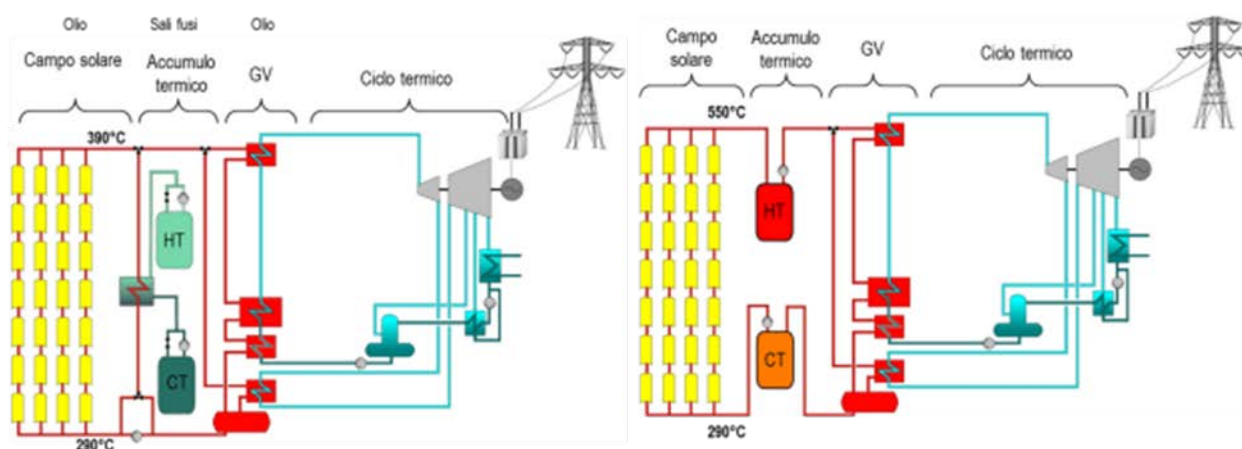


Figura 26 - Schema funzionale di un impianto solare parabolico lineare con accumulo a sali fusi
a sinistra l'accumulo indiretto (tradizionale) a destra l'accumulo diretto (concetto sviluppato da ENEA)

5.1 Ricerca e sviluppo di componenti innovativi

L'utilizzo di sale fuso come fluido termovettore in sistemi parabolici lineari ha richiesto una serie di sviluppi tecnologici per i componenti chiave dell'impianto CSP, quali i collettori solari, i ricevitori e il sistema di accumulo termico, descritti in [14]. Questi nuovi componenti e sistemi sono stati sviluppati e brevettati dall'ENEA, dopo essere stati testati in condizioni reali di funzionamento nell'impianto di prova (Circuito di Prova Collettori Solari – PCS), completato nel 2003 al Centro Ricerche ENEA della Casaccia, vicino Roma, e che ha già svolto prove per oltre 20.000 ore.

L'impianto PCS consente di effettuare test in condizioni reali di funzionamento e prove di qualificazione su componenti e sistemi di impianti solari termodinamici (Figura 27). Costituisce, pertanto, un supporto fondamentale per lo sviluppo e la progettazione di impianti solari basati sulla tecnologia dei collettori parabolici lineari con circuito a sali fusi.

L'impianto può anche essere utilizzato da aziende italiane o estere per programmi di ricerca da svolgere in collaborazione con l'ENEA, oltre che per servizi di qualificazione, dimostrazione e formazione.



Figura 27 - Impianto PCS, Centro Ricerche ENEA Casaccia

Fonte: ENEA

Di particolare importanza, nello sforzo di innovazione intrapreso da ENEA, sono i tubi ricevitori, con intercapedine sotto vuoto, in grado di lavorare a 550 °C grazie ad uno speciale rivestimento messo a punto per massimizzare l'assorbimento dell'energia solare e minimizzare le perdite di calore per irraggiamento.

Altro aspetto peculiare è stato lo sviluppo e l'ingegnerizzazione del sistema di riscaldamento ausiliario delle tubazioni, necessario per garantire il preriscaldamento delle linee, prima del riempimento con i sali fusi, e il loro mantenimento in temperatura, in caso di manutenzioni o funzionamenti anomali.

Il sistema è realizzato in gran parte mediante iniezione di corrente (effetto Joule) direttamente nelle tubazioni; ciò soprattutto nei ricevitori solari che, per la loro particolare conformazione con intercapedine a vuoto sotto vetro, non consentono ovviamente di utilizzare il tradizionale metodo dei cavi scaldanti (tracciatura elettrica). Ma anche nei lunghi tratti di tubazioni uniformi questo sistema si rivela più economico ed efficace della tracciatura con cavi scaldanti, che va comunque mantenuta in elementi quali piccoli tratti di tubazioni, valvole e componenti non tubolari.

Diverse aziende italiane hanno partecipato a questo vasto programma di ricerca e sviluppo che ha poi portato al progetto, in collaborazione con ENEL, dell'impianto dimostrativo Archimede da 5 MW elettrici con accumulo termico di 6,5 ore. Tale impianto, che verrà descritto nel paragrafo 6.1, è stato poi costruito dall'ENEL in Sicilia nel sito di Priolo Gargallo.

Attualmente le aziende coinvolte nel programma di ricerca e sviluppo sono presenti e vendono sul mercato internazionale i principali componenti degli impianti CSP e in particolare: gli specchi, le strutture paraboliche, i sistemi di movimentazione dei collettori e soprattutto i tubi ricevitori. Questi ultimi sono prodotti, utilizzando licenze ENEA e ASE, dalla società Archimede Solar Energy (ASE) del gruppo Angelantoni, attualmente l'unica società al mondo in grado di realizzare e fornire, a livello commerciale, tubi ricevitori lineari per temperature operative di 550 °C, specificamente studiati per l'impiego con sali fusi.

Lo sviluppo tecnologico che si è reso necessario per dimostrare la fattibilità del concetto ENEA è descritto in [14] e si è avvalso dell'uso intensivo del già citato circuito sperimentale a sali fusi PCS, espressamente realizzato presso il Centro Ricerche della Casaccia.

Gli studi teorici e sperimentali, portati avanti e ancora in corso all'ENEA, sui sistemi di accumulo termico ad alta temperatura sono trattati più dettagliatamente nel capitolo 7.

5.2 Partecipazione a progetti europei di ricerca e sviluppo

Dopo il progetto Archimede, l'ENEA ha proseguito nella prototipazione di concetti basati sull'impiego di sali fusi di vario tipo e per varie applicazioni, coordinando o partecipando ai progetti, su finanziamento europeo, che di seguito vengono brevemente descritti.

Progetto Comethy <http://www.comethy.enea.it/project.php>

Il progetto Comethy (Compact Multifuel-Energy to Hydrogen converter), guidato da ENEA e recentemente concluso, ha avuto come obiettivo lo sviluppo di uno steam-reformer compatto e modulare per convertire combustibili "riformabili" (metano, etanolo ...) in idrogeno, utilizzando varie possibili fonti di calore.

Fra queste è compreso il solare a concentrazione ad alta temperatura (550 °C), temperatura quindi alla portata della tecnologia ENEA con impiego dei sali fusi in collettori parabolici lineari. Lo schema del processo è rappresentato in Figura 28.

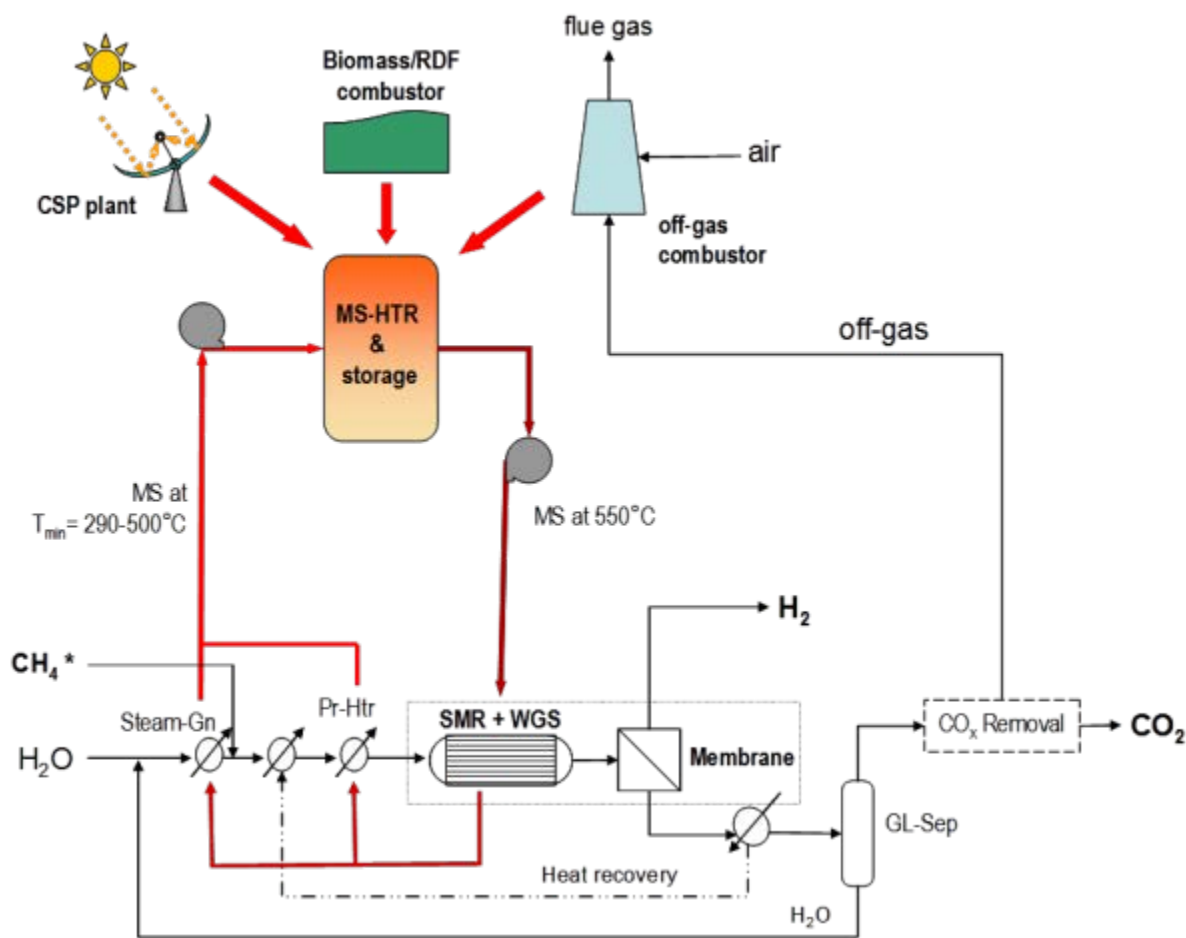


Figura 28 - Schema di processo di Comethy

L'impianto di produzione dell'idrogeno è basato su un processo di Steam Reforming che prevede una reazione catalitica tra gas naturale e vapore. L'impiego di membrane in grado di rimuovere selettivamente l'idrogeno dall'ambiente di reazione, consente di realizzare processi ad alta conversione per il metano fornito in ingresso, anche quando si opera a temperature sensibilmente inferiori a quelle degli impianti tradizionali.

La reazione di steam reforming è condotta ad una temperatura di 550 °C e ad una pressione di 9 bar.

L'impianto di reforming è alimentato con una portata di metano pari a 1,2 kg/h. Il vapore richiesto dalla sezione di reazione è pari a 3,5 kg/h mentre quello inviato alla sezione di purificazione è pari a 2,1 kg/h. I sali fusi mandati alla sezione di reazione hanno una portata di 0,7 kg/s. La produzione attesa di idrogeno è 2 Nm³/h.

Oltre all'idrogeno, l'impianto genera 4,6 Nm³/h di gas (miscela di CO₂, CO, H₂, H₂O e CH₄ non convertito) che viene smaltito in torcia.

In Figura 29 è rappresentato il reattore a membrana realizzato e installato nel Centro Ricerche ENEA Casaccia, prima di essere opportunamente coibentato.



Figura 29 - Reattore a membrana “Comethy”

Fonte: ENEA

Progetto Hysol <http://www.hysolproject.eu/>

Il progetto Hysol è un progetto europeo recentemente completato, cui ha partecipato l'ENEA, che ha puntato alla prototipazione su scala preindustriale (2,5 MW_t) di un nuovo concetto di sistema CSP ibrido, in grado di produrre energia elettrica da fonte solare e da combustione di biomassa; tale energia può essere immessa in rete in maniera completamente dispacciabile, ovvero stabile, affidabile e modulabile a piacimento.

Il concetto comprende lo sviluppo e la produzione di un simulatore dei gas di scarico da una turbina a gas, di derivazione aeronautica, e la realizzazione di un sistema di recupero di calore, che utilizza il calore dai fumi di scarico della turbina per accumulare energia termica in un sistema di accumulo a sale fuso. Il combustibile della turbina è un combustibile derivato dalla biomassa (biogas e gas di sintesi). Il simulatore della turbina e il sistema di recupero del calore costituiranno un dimostratore ibrido che sarà poi integrato in un innovativo impianto CSP, o connesso a un impianto CSP esistente su piena scala.

L'ENEA ha realizzato presso il Centro Ricerche della Casaccia una sezione di prova (Figura 30) con lo scopo d'investigare lo scambio termico gas/sali e la possibile estensione delle temperature nel campo di applicazione delle miscele di sali. Questo è ad oggi fissato nell'intervallo 290÷550 °C per la miscela di sali fusi tipicamente usata (60% in peso di NaNO₃ e 40% di KNO₃).



Figura 30 - Sezione di prova "Hysol"

Fonte: ENEA

Nel presente impianto si valuta tra l'altro la possibilità di estendere tale campo di applicazione, per la miscela indicata, fino a 600 °C.

I dati di progetto dello scambiatore fumi/sali sono i seguenti:

- portata sali: $Q_s = 0,7 \text{ kg/s}$
- pressione massima circuito sali: $P_{s_max} = 5 \text{ bar}$
- temperatura fumi: $T_{ex} = 700 \div 800 \text{ °C}$
- variazione della temperatura sali nello scambiatore: $\Delta T_s = 40 \text{ °C} \div 90 \text{ °C}$
- massima sovrappressione ammissibile in camera di combustione: 9.000 Pa
- eventuali estensioni del campo di temperatura verso $T_{ex} = 850 \text{ °C}$ andranno verificate da un punto di vista tecnologico con il costruttore dell'impianto.

Progetto STS-Med <http://www.stsmed.eu/>

Nell'ambito del programma europeo STS-Med (Small scale Thermal Solar district units for Mediterranean communities) sono in fase di realizzazione una serie di impianti solari in vari Paesi dell'area mediterranea, fra cui un impianto multigenerativo (elettricità e raffrescamento) in Sicilia, all'Università di Palermo (Figura 31).



Figura 31 - Vista dell'impianto solare STS-Med Università di Palermo

Per il programma STS-MED l'ENEA ha sviluppato e realizzato un sistema di accumulo a sali fusi ternari a singolo serbatoio, integrato con due scambiatori di calore a olio diatermico, per la connessione al campo solare e al sistema di generazione, normalmente basato su ciclo organico (ORC). Il sistema di accumulo può operare fino a 450 °C. Il serbatoio non richiede l'impiego di pompe e circuiteria varia operante con sali fusi ed è quindi particolarmente adatto ad applicazioni di piccola taglia.

Il prototipo realizzato in ENEA ha una capacità di accumulo termico nel range 50–170 kWh ed è mostrato in Figura 32. Sulle prove effettuate è disponibile un report interno ENEA [15].



Figura 32 - Prototipo di Sistema di accumulo termico per STS-Med

Fonte: ENEA

Presso l'impianto solare dell'Università di Palermo verrà realizzata una versione di questo sistema di accumulo con capacità superiore.

Progetto MATS <http://www.mats.enea.it/index.htm>

Il progetto MATS (Multipurpose Applications by Thermodynamic Solar) è un progetto a guida ENEA finanziato dal 7° Programma Quadro della Comunità Europea.

Obiettivo di MATS è la realizzazione in Egitto di un impianto multigenerativo (elettricità, raffrescamento, dissalazione dell'acqua) di taglia dell'ordine di 1 MW, dotato di collettori parabolici lineari a sali fusi (tecnologia ENEA) e di un sistema di accumulo a singolo serbatoio stratificante con Generatore di Vapore integrato.

Progetto ORC-Plus <http://www.orc-plus.eu/>

ORC-Plus è un recente progetto di ricerca finanziato dalla Comunità Europea nell'ambito del programma H2020. Orc-Plus, a guida ENEA. Prevede il potenziamento di un campo solare di tipo Fresnel lineare, che alimenta un sistema di generazione elettrica a ciclo organico (ORC) e l'introduzione di un sistema di accumulo, al fine di consentire la produzione elettrica nelle ore pomeridiane e serali.

La tecnologia è ottimizzata sulla scala 1-5 MW. L'impianto verrà realizzato a Benguerir, in Marocco.

Il contributo ENEA, oltre al coordinamento e ad aspetti di simulazione dei componenti e dell'impianto, è orientato soprattutto allo sviluppo di un sistema di accumulo a sali fusi, sempre con approccio a singolo serbatoio.

Progetto Reslag

Il progetto Reslag, finanziato di recente dall'Unione Europea nell'ambito del programma Horizon 2020, ha lo scopo di valorizzare in campo energetico i residui prodotti dall'industria siderurgica. In questo progetto ENEA ha l'obiettivo di sviluppare e testare un prototipo di sistema di accumulo termico per sistemi solari termodinamici, in cui il residuo siderurgico va a costituire il materiale di riempimento in un serbatoio termocline a sali fusi (Figura 33).

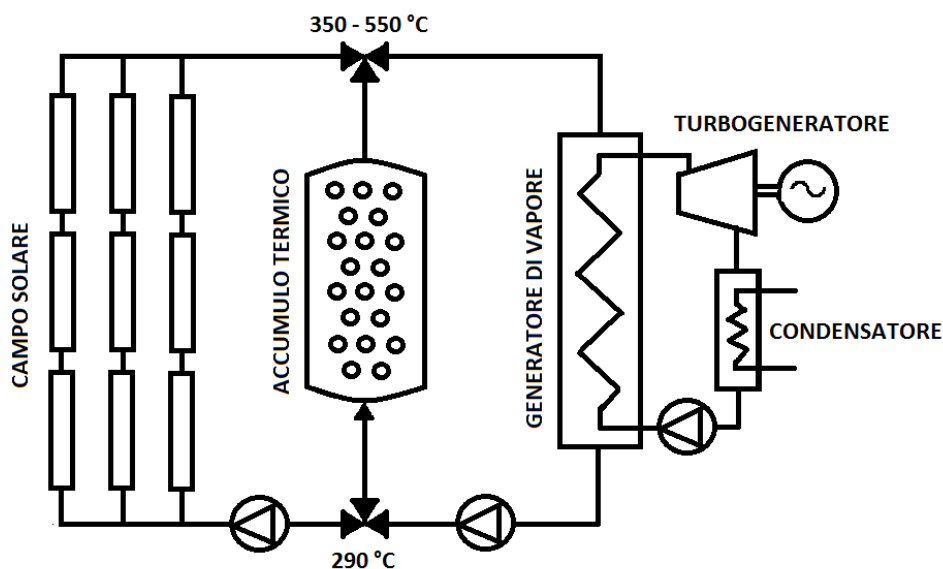


Figura 33 - Schema semplificato di accumulo termocline per Reslag

Fonte: CIC Energigune

6 Impianti dimostrativi basati sulla tecnologia ENEA

Dopo alcuni anni di ricerca e sviluppo sulle innovazioni, introdotte dall'ENEA, viste nel capitolo 5, si è passati alla fase successiva con la realizzazione di impianti in scala industriale. Ciò ha consentito di testare nelle reali condizioni operative i diversi componenti innovativi, in modo da dimostrare la validità e l'affidabilità delle soluzioni adattate.

Nel seguito vengono pertanto descritti i due principali impianti dimostrativi italiani in esercizio:

- l'impianto Archimede, al cui progetto l'ENEA ha partecipato direttamente, il cui scopo era quello di dimostrare che un impianto CSP a sali fusi, dotato di accumulo termico diretto, poteva produrre vapore con le stesse caratteristiche di quello in ingresso alle turbine a vapore di un impianto termoelettrico a ciclo combinato;
- l'impianto realizzato dalla Archimede Solar Energy (ASE), il cui fine è quello di supportare la sua azione commerciale, legata principalmente alla produzione di tubi ricevitori per impianti a sali fusi, secondo il brevetto ENEA.

6.1 Impianto dimostrativo Archimede

In seguito al lavoro, sia di ricerca e sviluppo sia sperimentale, condotto sulle innovazioni introdotte, l'ENEA ha progettato, in collaborazione con ENEL, l'impianto dimostrativo Archimede da 5 MW elettrici ("equivalenti" in quanto produce in realtà vapore surriscaldato), con accumulo termico di 6,5 ore.

Archimede è stato poi costruito dall'ENEL in Sicilia nel sito di Priolo Gargallo.

L'impianto, entrato in funzione a luglio 2010, è stato il primo al mondo ad essere integrato in una preesistente centrale termoelettrica a ciclo combinato a gas e a produrre vapore immesso direttamente in una turbina della sezione vapore. Inoltre è stato il primo al mondo ad utilizzare sale fuso sia come fluido termovettore che come fluido per l'accumulo termico (diretto) in un impianto CSP con collettori parabolici lineari.

Come già richiamato, il prototipo Archimede non produce direttamente elettricità ma vapore surriscaldato con le stesse caratteristiche di quello inviato alle turbine del ciclo combinato esistente, secondo lo schema di Figura 34.

Il sistema risultante è quindi un impianto integrato di tipo ISCC, però con una quota solare molto modesta, vista la grande potenza nominale della centrale convenzionale esistente (760 MW). Peraltro è ancora oggi l'unico esempio di impianto ISCC in esercizio dove l'integrazione di vapore solare, a 530 °C, avviene direttamente all'ingresso della turbina.

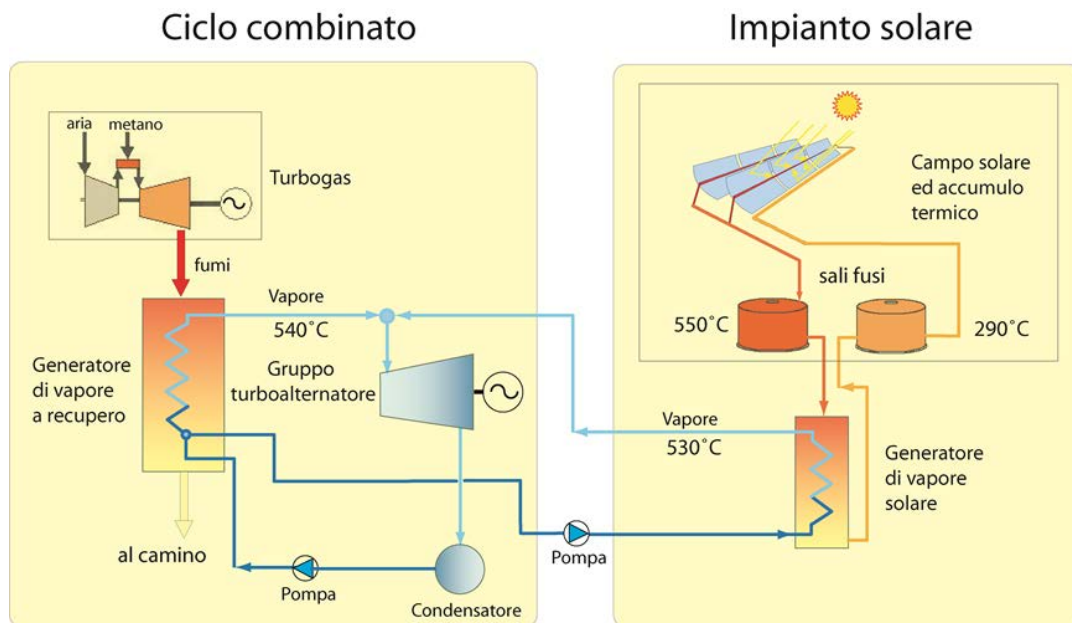


Figura 34 - Schema dell'impianto solare Archimede integrato nella centrale a ciclo combinato a gas

I principali elementi della parte solare dell'impianto (parte destra di Figura 34) sono:

- il campo solare;
- il sistema di accumulo;
- il generatore di vapore solare a sali fusi.

Il **campo solare** rappresenta il cuore dell'impianto, dove viene raccolta, concentrata ed assorbita la radiazione solare. Svolge lo stesso ruolo del generatore di energia termica negli impianti convenzionali, con il combustibile sostituito dalla radiazione solare; è realizzato disponendo un certo numero di collettori parabolici lineari in file parallele, ciascuna delle quali formata da più elementi collegati in serie, a costituire il singolo modulo o stringa.

Il campo solare presenta quindi una struttura di tipo modulare: il numero di moduli determina l'energia termica raccolta e quindi la potenza dell'impianto.

I **collettori solari** (SCA: Solar Collector Assembly) sono l'elemento base del campo solare. Presentano un riflettore di sezione parabolica che raccoglie e concentra continuamente, tramite un opportuno sistema di inseguimento, la radiazione solare su un tubo ricevitore, il cui asse rettilineo è disposto lungo la linea focale delle sezioni paraboliche. All'interno del tubo ricevitore viene fatto circolare un fluido per l'asportazione dell'energia solare, dopo che è stata convertita in energia termica.

Nel caso di Archimede, il campo solare è costituito da stringhe di classici collettori (SCA) parabolici da 100 m di lunghezza e 5,9 m di apertura.

La struttura portante del collettore, a tubo di torsione e centine, è stata sviluppata da ENEA e fra l'altro imitata poi da costruttori stranieri (Figura 35).



Figura 35 - Collettori solari dell'impianto Archimede

Nel campo solare i collettori possono essere posizionati su file con orientazioni diverse. Le disposizioni classiche sono quelle con l'asse dei collettori orientato secondo la direzione Nord-Sud oppure Est-Ovest, ma sono possibili anche orientamenti intermedi. La scelta dipende principalmente:

- dall'ampiezza e dalla conformazione del sito;
- dalla latitudine della località;
- dal tipo di funzionamento previsto per l'impianto.

Alle nostre latitudini, la direzione N-S permette una migliore raccolta di energia nei mesi estivi rispetto alla direzione E-O, e consente di massimizzare l'energia solare annuale raccolta.

La spaziatura tra le varie file di collettori normalmente varia tra 2 e 3 volte l'apertura del collettore solare (es. per un collettore di apertura di 6 m può variare tra 12 e 18 m). La distanza è normalmente scelta per minimizzare l'effetto di ombreggiamento tra i collettori, lasciare spazio sufficiente per le operazioni di montaggio e manutenzione, ma nel contempo minimizzare la superficie occupata.

Nell'impianto Archimede i collettori sono stati posizionati su file orientate in direzione Nord-Sud a formare 9 stringhe, ognuna con 6 collettori in serie, per un totale di 54 collettori. La spaziatura tra le varie file di collettori è pari a 2,5 volte la loro apertura.

Il fluido termovettore utilizzato è una miscela binaria di sali fusi (40% KNO_3 , 60% NaNO_3).

Il **sistema di accumulo** (TESS: Thermal Energy Storage System) ha il compito di immagazzinare l'energia termica assorbita dal campo solare e renderla disponibile con continuità, indipendentemente dalla variabilità della sorgente solare. Il sistema è costituito da due serbatoi che operano a due diverse temperature (Figura 36).



Figura 36 - Sistema di accumulo termico (serbatoio freddo e caldo) dell'impianto Archimede

Il sistema di accumulo è collegato al campo solare tramite una rete di distribuzione, che consente il trasporto dell'energia termica dai collettori solari ai serbatoi di accumulo. In presenza di radiazione solare infatti, il fluido termico, prelevato dal serbatoio freddo ad una temperatura di circa 290 °C, viene fatto circolare attraverso la rete di collettori, dove si scalda fino ad una temperatura di 550 °C, ed inviato al serbatoio caldo a costituire l'accumulo dell'energia termica.

La portata dei sali fusi nella rete di distribuzione viene regolata in funzione dell'intensità della radiazione solare, in modo da mantenere costante la temperatura dei sali in ingresso al serbatoio caldo.

Siccome questo fluido termovettore presenta un'alta temperatura di solidificazione (circa 240 °C), in assenza di radiazione solare è necessario mantenere la temperatura delle tubazioni nel campo solare sempre al di sopra di questo valore, con un adeguato margine, facendovi circolare una portata minima. Questa portata viene prelevata dal sistema di accumulo, dove, se necessario, può essere utilizzata una sorgente esterna di riscaldamento per mantenere i sali al di sopra di una fissata temperatura.

Il **generatore di vapore** costituisce il sistema di utilizzo dell'energia termica accumulata ed è formato da una serie di scambiatori in cui il calore sensibile del fluido di processo è trasferito all'acqua in modo da produrre vapore surriscaldato; le sue caratteristiche devono essere tali da poterlo inviare direttamente nelle turbine del sistema di produzione. Quando c'è richiesta di energia elettrica, i sali del serbatoio caldo vengono inviati allo scambiatore di calore, per produrre il vapore ad alta pressione e temperatura utilizzato nel ciclo termico, e successivamente ritornano nel serbatoio freddo del sistema d'accumulo.

Il vapore prodotto dal generatore dell'impianto Archimede (Figura 37) è inviato, come già detto, alla turbina a vapore del ciclo combinato esistente.



Figura 37 - Generatore di vapore dell'impianto Archimede

Nel caso più tipico di impianto solare autonomo (stand-alone), il vapore viene invece inviato a un gruppo turbo-alternatore che utilizza un classico ciclo Rankine a vapore, simile a quello delle centrali termoelettriche convenzionali. Tale ciclo, come si vede in Figura 38, include: una turbina a vapore accoppiata a un generatore elettrico, un condensatore (raffreddato con acqua di mare, lago o fiume, se disponibile, altrimenti da una torre evaporativa o a secco) ed un sistema di preriscaldamento dell'acqua di alimento.

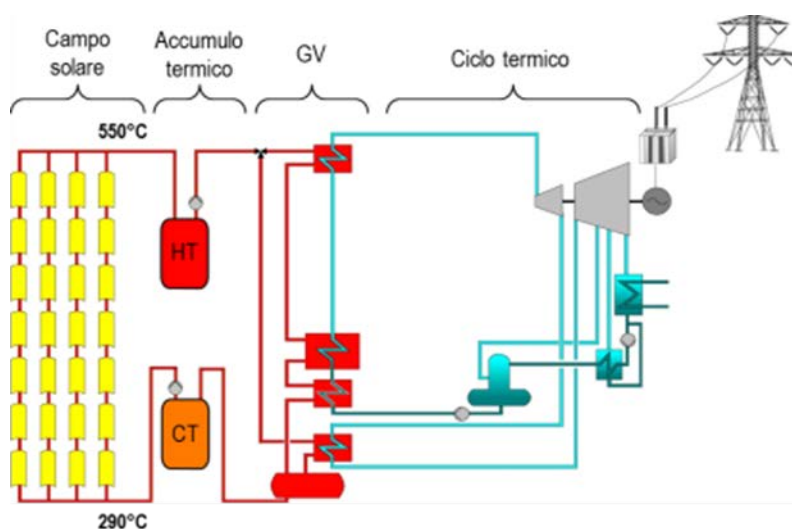


Figura 38 - Schema funzionale di un impianto solare autonomo a sali fusi

I dettagli delle fasi di progettazione e del commissioning iniziale (collaudo) di Archimede sono stati pubblicati in [16], [17] e [18].

A valle di Archimede in Italia non sono stati ancora realizzati impianti di significative dimensioni – peraltro neppure con tecnologie diverse (a torre o a collettori parabolici lineari con accumulo indiretto) – sebbene siano stati presentati diversi studi di fattibilità per una potenza totale di circa 400 MW.

La maggior parte degli impianti proposti prevedono l'adozione della tecnologia ENEA, in quanto la legislazione incentivante italiana richiede la presenza di un sistema di accumulo e consente l'impiego di fluidi tossici o inquinanti (quali sono gli oli diatermici tradizionalmente utilizzati) solo in aree industriali.

La tecnologia ENEA ha avuto comunque un esito industriale significativo nella realizzazione della linea produttiva di tubi ricevitori della Archimede Solar Energy (ASE), già richiamata in precedenza.

La ASE si è recentemente aggiudicata la fornitura di tubi ricevitori per un impianto da 55 MW con accumulo di 15 ore, che verrà realizzato in Cina (impianto Akesai del gruppo Shenzhen Jinfan/Tianjin Binhai). Questo sarà prevedibilmente il primo impianto al mondo a utilizzare il concetto ENEA su scala commerciale.

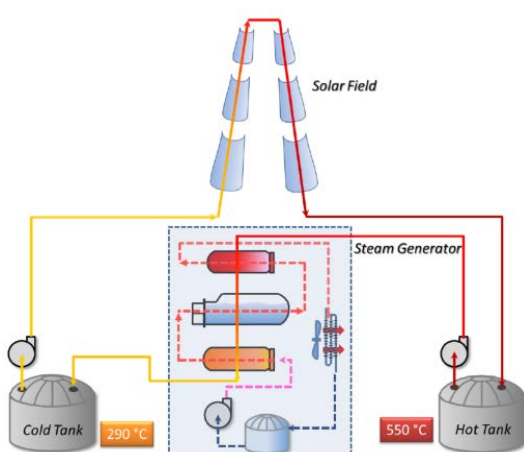
6.2 Impianto dimostrativo di Archimede Solar Energy (ASE)

Al fine di supportare la propria azione commerciale, legata principalmente alla produzione di tubi ricevitori secondo il brevetto ENEA per impianti a sali fusi, Archimede Solar Energy (ASE) ha ritenuto opportuno realizzare un proprio impianto dimostrativo.

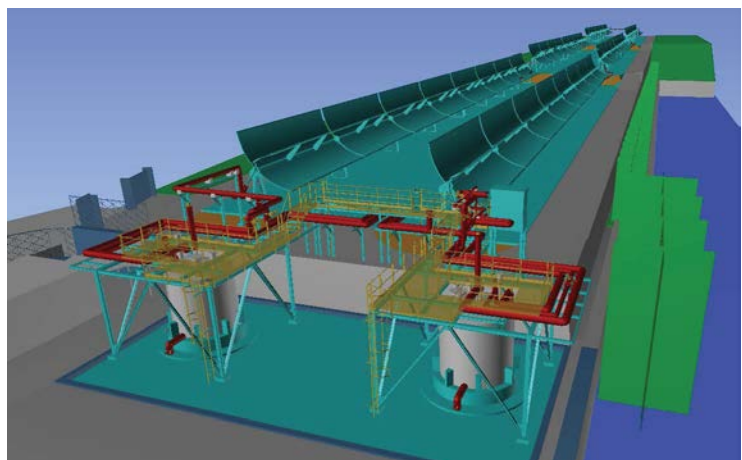
Tale impianto, entrato in funzione nel Luglio 2013, è il primo impianto “stand alone” a sali fusi e collettori parabolici lineari (Molten Salt Parabolic Trough - MSPT) al mondo. Esso è stato realizzato in prossimità del sito produttivo della ASE a Massa Martana (Perugia- Italia).

Questo impianto dimostrativo vuole essere una vetrina per la tecnologia a sali fusi e per la filiera italiana; allo stesso tempo, vuole dimostrare la gestibilità, l'efficienza e la robustezza di questa tipologia d'impianto, ritenuta da molti esperti come la soluzione migliore per diminuire il costo dell'energia (LCOE) prodotta con impianti CSP.

L'impianto ASE è composto da un unico circuito costituito da sei collettori solari (SCA), ciascuno avente una superficie di raccolta di circa 600 m², dotati di ricevitori solari lineari ad alta temperatura. La Figura 39 mostra il suo schema semplificato (a) e la sua rappresentazione 3D (b).



(a)



(b)

Figura 39 - Impianto dimostrativo ASE MSPT

Il circuito solare è collegato al sistema di accumulo a sali fusi costituito da due recipienti, di circa 25 m³ ciascuno, nei quali è ricoverato il sale (circa 50 t).

La Figura 40 fa vedere l'impianto dimostrativo in funzionamento.



Figura 40 - Impianto dimostrativo in funzionamento

L'impianto è stato migliorato nel 2014 con la costruzione di una unità (Figura 41) per la produzione di vapore surriscaldato (fino a 102 bar e 535 °C).



Figura 41 - Vista del sistema di generazione del vapore

In Tabella 6 sono riportati i principali parametri dell'impianto.

Tabella 6 - Dati principali dell'impianto dimostrativo CSP di ASE

Parametro	Valore	Unità
Campo solare		
Lunghezza collettori	100,33	m
Larghezza collettori	5,96	m
Distanza focale	1,81	m
Numero di collettori	6	
Superficie captante totale	3.398,4	m ²
Modello tubo ricevitore	HCEMS-11	
Numero di tubi ricevitori	144	
Fluido termovettore	60% NaNO ₃ -40% KNO ₃	
Temperatura nominale in ingresso	290	°C
Temperatura nominale in uscita	550	°C
Potenza termica nominale	1.900	kW _t
Accumulo termico		
Volume nominale unitario dei serbatoi	25	m ³
Diametro interno dei serbatoi	3,4	m
Altezza dei serbatoi	3,2	m
Massa di sali fusi	50	t
Sistema di circolazione		
Portata nominale della pompa	6,5	kg/s
Prevalenza della pompa	47,8	m
Portata nominale aria di raffreddamento	6,5	kg/s
Prevalenza compressore aria	16,9	m
Generatore di vapore		
Potenza termica nominale	2.000	kW _t
Temperatura nominale del vapore	535	°C
Pressione nominale del vapore	102	bar

La filosofia operativa del impianto è costituita da tre principali modalità di funzionamento: normale, off-tracking e stand-by a lungo termine.

- Modalità di normale funzionamento

I sei SCA sono in modalità di inseguimento solare: il sale fuso freddo (290 °C) viene pompato dal serbatoio di accumulo freddo a quello caldo attraverso il circuito dei collettori, dove viene riscaldato per irraggiamento solare. La portata di sale fuso viene controllata per mantenere la temperatura di uscita dal campo solare alla temperatura di 550 °C. La variazione del flusso avviene per mezzo di un variatore di velocità sulla pompa fredda del sale fuso.

Per dissipare il calore solare raccolto (cioè per raffreddare il sale fuso alla temperatura di 290 °C) il sale fuso caldo, accumulato nel serbatoio di accumulo caldo, viene pompato verso il serbatoio freddo attraverso un dispositivo di raffreddamento ad aria o lo scambiatore del generatore di vapore. Questa modalità di funzionamento è selezionata per il test delle prestazioni in regime stazionario.

- Modalità di funzionamento off-tracking

I sei SCA sono in posizione di riposo (o in modalità defocus completo). Il sale fuso viene pompato dal serbatoio freddo, attraversa il circuito dei collettori, viene raffreddato (a causa di perdita di calore nel sistema) e, mediante un'adeguata impostazione delle valvole, ritorna nel serbatoio freddo. La portata del sale fuso viene controllata per mantenere la temperatura di uscita dal campo solare ad una temperatura di 275 °C.

Questa modalità di funzionamento viene selezionata in caso di radiazione solare insufficiente (notte o tempo nuvoloso), durante la prova di perdita di calore e quando il serbatoio caldo è pieno e deve essere raffreddato. Le perdite di calore del campo solare vengono misurate a diverse temperature del sale fuso, mantenendo la temperatura e la portata costante e il sistema di preriscaldamento off.

- Modalità stand-by a lungo termine

In questa modalità operativa, il campo solare e l'unità di raffreddamento sono completamente svuotati e quasi tutto il sale liquido presente nel circuito (circa il 96%) viene recuperato nei serbatoi di accumulo. Il sale fuso che rimane in posti dai quali non è possibile inviarlo ai serbatoi viene semplicemente scaricato in appositi pozzi di scarico.

Questa modalità è selezionata in caso di manutenzione del campo solare e durante la stagione invernale, da fine dicembre fino all'inizio di marzo. Durante questi periodi il sale fuso viene mantenuto in fase liquida attraverso le resistenze elettriche presenti in ciascun serbatoio.

Ad esempio, attraverso i test funzionali sopra descritti, è stato possibile valutare l'efficienza dei ricevitori prodotti da ASE (Figura 42).

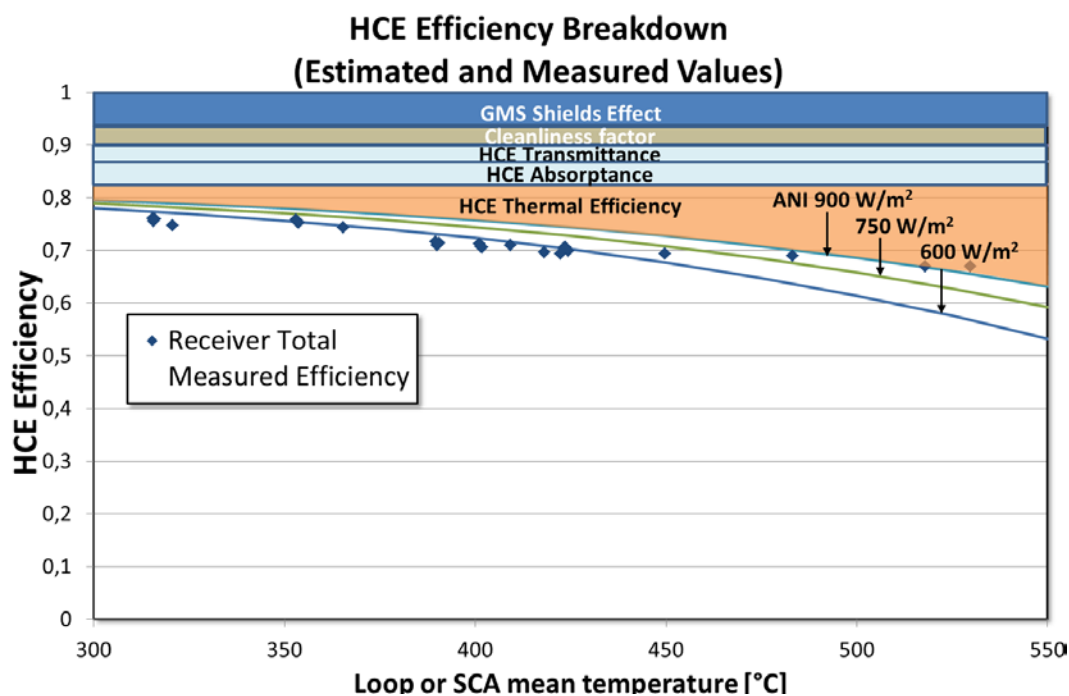


Figura 42 - Curva caratteristica dei collettori ASE con ricevitori HCEMS-11

Nel grafico, l'efficienza del ricevitore rappresenta il rapporto tra l'energia raccolta dal fluido e l'energia incidente sui ricevitori. Quest'ultima è stata calcolata utilizzando i dati nominali degli SCA e degli specchi utilizzati oltre che alcune misure sperimentali del fattore di intercettazione.

Al fine di non prendere in considerazione il modificatore dell'angolo di incidenza (fortemente influenzato dal comportamento degli SCA/specchi e dalla distanza tra SCA adiacenti), sono stati presi in considerazione solo i valori di efficienza misurati con un angolo di incidenza inferiore a 10°. Inoltre, il grafico mostra per i ricevitori di un singolo SCA sia i punti di efficienza riguardanti l'intero ciclo che i valori calcolati. In questo modo è stato possibile ottenere dati a diverse temperature medie mostrando chiaramente la dipendenza dell'efficienza termica dalla temperatura.

Nella stessa Figura 42 sono stati chiaramente indicati i diversi contributi al dato complessivo di efficienza. Vale la pena notare l'ottimo accordo tra l'efficienza del ricevitore attesa e quella misurata.

Questo confronto è stato rappresentato più in dettaglio in Figura 43.

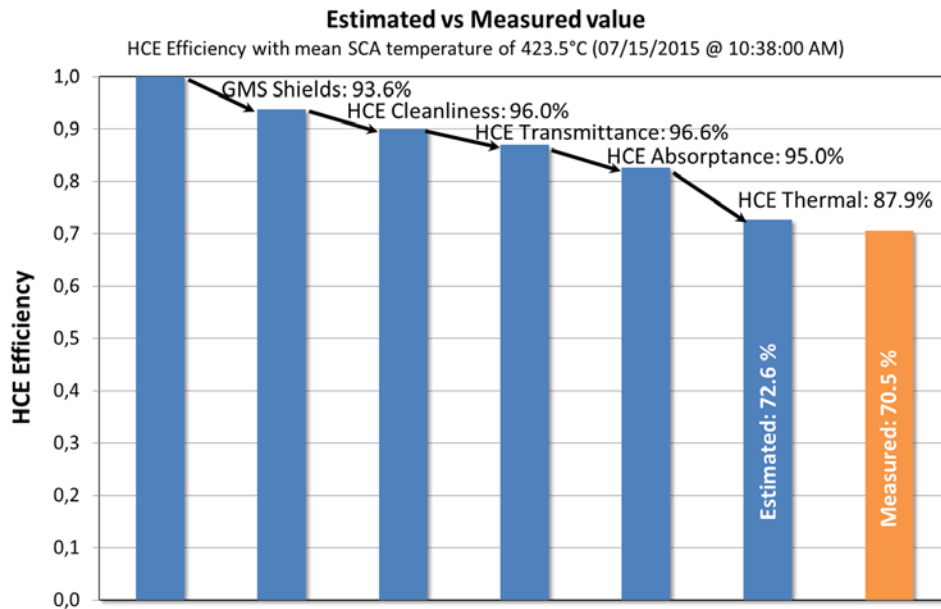


Figura 43 - Confronto tra efficienza stimata e misurata

Per uno dei punti presentati nel grafico precedente (in questo caso un punto di efficienza legato all'intero ciclo), la stima dell'efficienza prevista (considerando i diversi fattori di efficienza) è stata confrontata con il valore misurato, mostrando una quasi perfetta corrispondenza.

7 Sistemi di accumulo termico ad alta temperatura

La possibilità di accumulare in modo conveniente l'energia termica è uno dei punti di forza delle tecnologie CSP rispetto ad altre soluzioni, in cui il disaccoppiamento tra la disponibilità della fonte primaria e la domanda di energia risulta onerosa o non praticabile. Vengono qui esaminate le diverse opzioni percorribili e i criteri di scelta ottimale.

7.1 Generalità

La crescente domanda mondiale di energia è una delle principali responsabili delle crescenti emissioni di CO₂ e, conseguentemente, dell'effetto serra e dei cambiamenti climatici in corso. Per limitare le emissioni provenienti dal settore energetico occorre attuare delle politiche finalizzate ad un migliore utilizzo dell'energia prodotta, incrementando l'efficienza dei processi industriali e degli edifici (recupero di calore), e incrementando il contributo dell'energia derivante da fonti rinnovabili, come l'energia solare. Quella solare è una fonte energetica largamente diffusa su tutto il pianeta e può essere efficientemente convertita in energia termica ad alta temperatura utilizzando impianti solari a concentrazione (Concentrating Solar Power - **CSP**).

Un impianto CSP, secondo quanto già visto in 6.1, è una tecnologia a tre stadi con componenti modulari e scalabili. Come si vede in Figura 44, gli stadi sono:

- il campo solare (Solar Field – **SF**);
- il sistema di conversione foto-termica, includendo il sistema di accumulo termico (Thermal Energy Storage - **TES**);
- l'utenza finale, spesso costituita da un gruppo di conversione termo-elettrica (Power Block – **PB**).

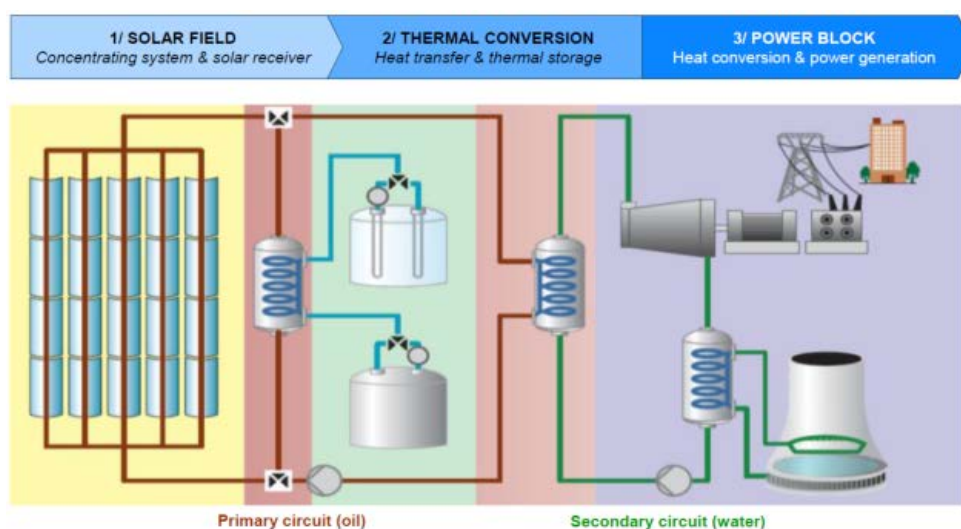


Figura 44 - I tre stadi di un impianto CSP

Fonte: IEA/2011, "Solar Energy Perspectives"

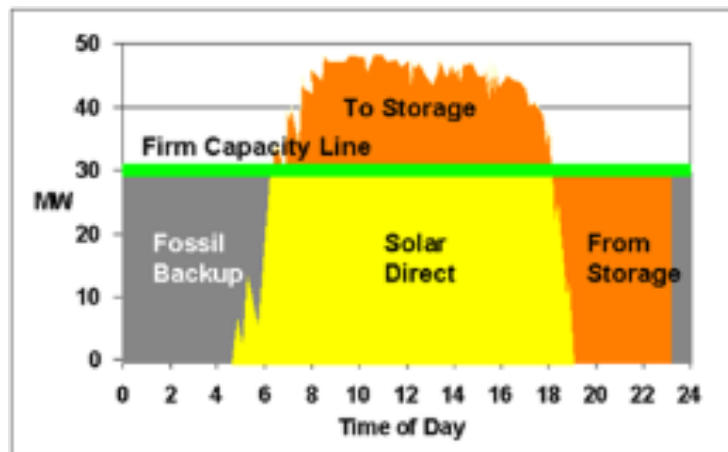


Figura 45 - Esempio di ciclo giornaliero con accumulo e rilascio di energia termica

Il sistema TES è un elemento chiave di un impianto CSP per incrementarne l'efficienza (incremento del contributo solare), la dispacciabilità (differenza tra energia disponibile e curva di carico, Figura 45) e la sostenibilità economica (riduzione del costo livellato dell'energia - Levelized Energy Cost - LEC).

Proprio tenendo conto del ruolo fondamentale del TES, l'ENEA ha sviluppato un suo concetto di impianto CSP la cui competitività passa attraverso la realizzazione di impianti più efficienti ed a basso costo integrati con un adeguato sistema di accumulo termico. Per ridurre il costo di un classico sistema TES a calore sensibile con doppio serbatoio (caldo e freddo) si è ritenuto necessario agire su due fattori:

- i) ridurre la dimensione dei serbatoi incrementando la temperatura operativa massima (tanca calda), ovvero incrementando il salto termico del ciclo termodinamico;
- ii) eliminare lo scambiatore di calore tra il campo solare ed il sistema TES (un componente molto costoso) adottando una soluzione di accumulo di tipo "diretto", in cui il fluido termovettore (HTF) sia anche mezzo di accumulo (HSM).

Ciò è stato possibile utilizzando dei sali solari (eutettico di nitrati di sodio e potassio) sia come HTF che come HSM (Figura 46): la temperatura massima è passata da 390 °C (massimo consentito agli oli diatermici) a 550 °C e il salto termico da 100 °C a 260 °C. Quindi, a parità di capacità di accumulo, la quantità di sale solare richiesto è 2,5 volte inferiore a quella dei sistemi convenzionali ed i serbatoi di accumulo sono più piccoli e meno costosi.

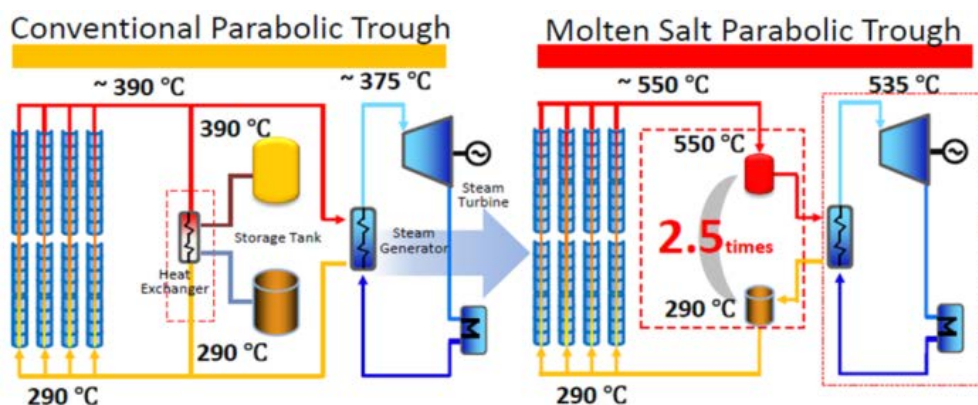


Figura 46 - Impianto CSP a collettori parabolici lineari convenzionale e di tipo ENEA

Con questa soluzione, ENEA ha ridotto il costo dell'energia accumulata nel TES da 50–60 \$/kWh a circa 30–40 \$/kWh. Questa riduzione è sicuramente importante ma non ancora sufficiente per centrare gli obiettivi indicati da molti operatori (Figura 47), per i quali si dovrebbe arrivare nel 2020 a costi di circa 15–20 \$/kWh. A tal fine, si sono e si stanno indagando nuove soluzioni tecniche.

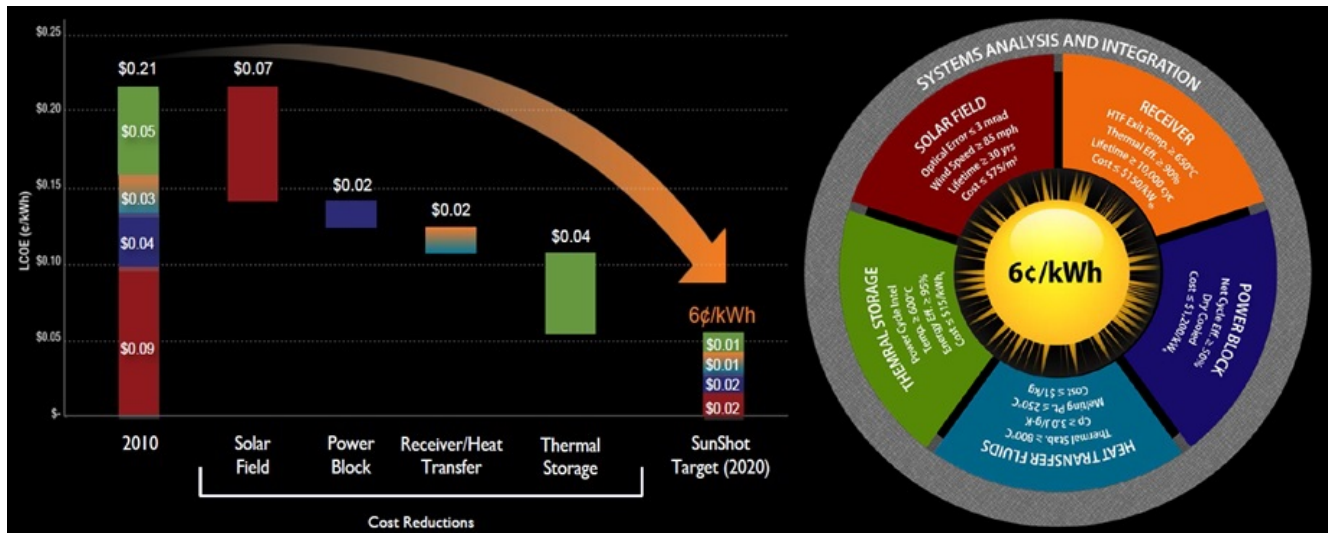


Figura 47 - Principali obiettivi di costo per gli impianti CSP indicati dall'American Department Of Energy (DOE) nell'ambito di "Sunshot Initiative"

7.2 Definizioni e criteri di progetto

Un sistema di accumulo termico è una tecnologia che consente di accumulare energia termica attraverso il riscaldamento o il raffreddamento di un mezzo di accumulo (Heat Storage Medium - HSM) da parte di un fluido termovettore (Heat Transfer Fluid - HTF), in modo tale che l'energia accumulata possa essere utilizzata successivamente per applicazioni in cui sia necessario riscaldare o raffreddare e/o produrre energia elettrica. Quindi, il processo di accumulo completo comprende tre fasi: la fase di carico, il mantenimento e la fase di scarico (Figura 48).

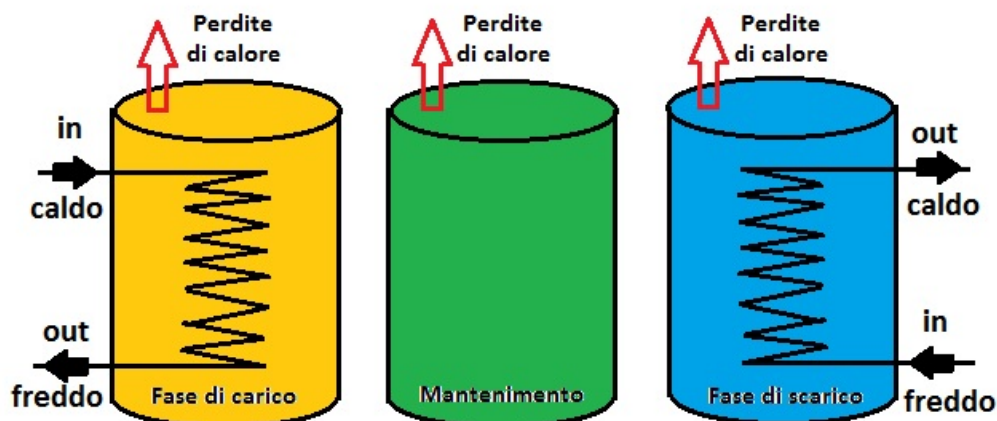


Figura 48 - Principali fasi del processo di accumulo

Una questione chiave nel progetto di un sistema di accumulo di energia termica è la sua **capacità termica** C_{TES} , ovvero la quantità di energia che può essere accumulata e fornita. Ipotizzando di avere una applicazione che richiede una potenza termica nominale P_{th} (kW_t) e di voler estendere il funzionamento dell'impianto di h_{TES} ore utilizzando il sistema di accumulo termico, avremo allora bisogno di un TES con una capacità termica così definita:

$$C_{TES} = P_{th} \cdot h_{TES} \quad (kWh_t)$$

La selezione di un sistema di tipo e dimensioni appropriate dipende da diverse considerazioni sul rapporto costi-benefici. Il costo di un sistema TES è principalmente funzione dei seguenti tre componenti base (Figura 49):

- i) il materiale di accumulo termico (HSM);
- ii) il sistema di scambio termico tra HSM e HTF;
- iii) il sistema di contenimento e di isolamento termico.

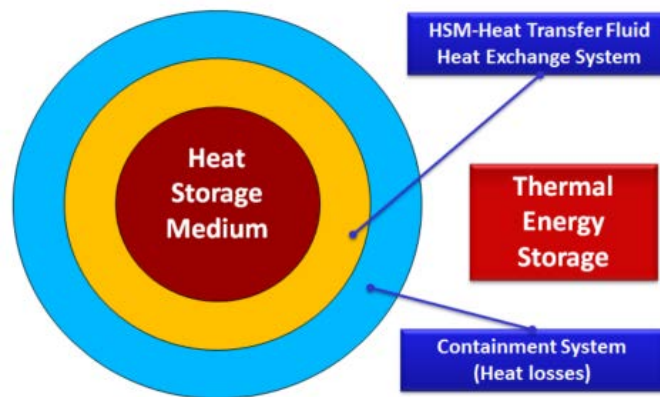


Figura 49 - Componenti base di un sistema di accumulo termico

Da un punto di vista tecnico, gli elementi cruciali sono:

- l'alta densità di energia (per unità di massa o di volume) nel materiale di accumulo;
- la buona capacità di trasferimento di calore tra fluido termovettore (HTF) e mezzo di accumulo (HSM);
- la stabilità meccanica e chimica del materiale di accumulo;
- la compatibilità tra fluido termovettore, scambiatore di calore e/o mezzo di accumulo;
- la completa reversibilità del processo per un gran numero di cicli carico/scarico;
- le ridotte perdite termiche;
- la facilità di controllo.

I criteri di progetto più importanti sono:

- temperatura nominale e salto entalpico specifico sotto carico;
- carico massimo;
- strategie operative;
- integrazione nell'impianto di potenza.

Tutti questi fattori debbono essere presi in considerazione quando si decide la tipologia e si progetta un accumulo termico.

7.3 La classificazione

Esistono vari modi di classificare i TES a seconda dell'intervallo di temperatura operativa, della durata dell'accumulo e del metodo di accumulo del calore.

Se consideriamo l'intervallo di temperatura nel quale sono destinati a operare, i sistemi TES vengono classificati nel seguente modo:

- **HTTES** (High Temperature TES): l'accumulo termico ad alta temperatura comprende gli impianti che operano oltre i 300 °C. Rientrano in questa categoria, ad esempio, gli impianti solari a concentrazione di alta potenza, gli accumulatori di energia termica di scarico da processi industriali o eventualmente l'accumulo di calore di processo di centrali termiche con turbine a gas ad alta temperatura.
- **MTTES** (Medium Temperature TES): l'accumulo termico a media temperatura riguarda i processi di accumulo tra i 150 °C e i 300 °C e comprende l'accumulo di calore negli impianti solari a concentrazione di bassa potenza e per processi industriali.
- **LTTES** (Low Temperature TES): l'accumulo termico a bassa temperatura riguarda i processi tra i 20 °C e i 150 °C, esempi di applicazioni sono il riscaldamento e raffrescamento degli edifici, la cottura solare, le serre, gli accumulatori di acqua calda sanitaria.
- **CTES** (Cold Temperature TES): l'accumulo termico a freddo, ovvero sotto i 20 °C, è sfruttato nel raffrescamento e nel condizionamento degli ambienti, ma anche nell'industria alimentare dove sono richiesti sistemi per il mantenimento dei cibi in fresco.

Una seconda classificazione dei sistemi di accumulo termico riguarda l'intervallo di tempo in cui l'energia accumulata deve essere mantenuta. Tale intervallo può essere:

- **a breve termine** (alcune ore);
- **a lungo termine** (giorno o settimane);
- **stagionale** (mesi).

Un'ultima classificazione può essere fatta basandosi sul meccanismo di accumulo del calore. Questo può essere:

- **Calore sensibile** (SHTES): è quello utilizzato nelle applicazioni più commerciali e di comune utilizzo. Ha una bassa densità di energia accumulata, richiede grandi volumi ed ha un importante impatto ambientale e costi elevati.
- **Calore latente** (LHTES): ha una elevata densità di energia accumulata, dimensioni/volumi e costi ridotti. Necessita ancora di una fase di ricerca per risolvere alcune problematiche come ad esempio la bassa diffusività termica dei materiali di accumulo (HSM). Ha, evidentemente, buone prospettive commerciale nel medio-breve periodo.
- **Termochimico** (TCES): è il meccanismo che consente i valori più elevati di densità energia accumulata, con tutti i vantaggi conseguenti. Purtroppo è ancora in una fase iniziale di ricerca. Potrà essere competitivo solo nel lungo periodo.

Per un impianto CSP chiaramente, date le sue caratteristiche funzionali, si dovranno preferire i TES funzionanti a media ed alta temperatura (MTTES, HTTES) e per brevi periodi (alcune ore). Invece, potranno essere utilizzati tutti i metodi di accumulo indicati, con una preferenza per quelli che consentiranno di avere un'alta densità di energia a costi limitati.

7.4 Il concetto di accumulo

Le opzioni tecniche per un accumulo di energia termica sono selezionabili sia sulla base del meccanismo di accumulo del calore che sulla tipologia di concetto (Figura 50). I concetti di accumulo possono essere classificati come:

- **sistemi attivi**, in cui il mezzo di accumulo è in movimento;
- **sistemi passivi**, in cui il mezzo di accumulo è statico.

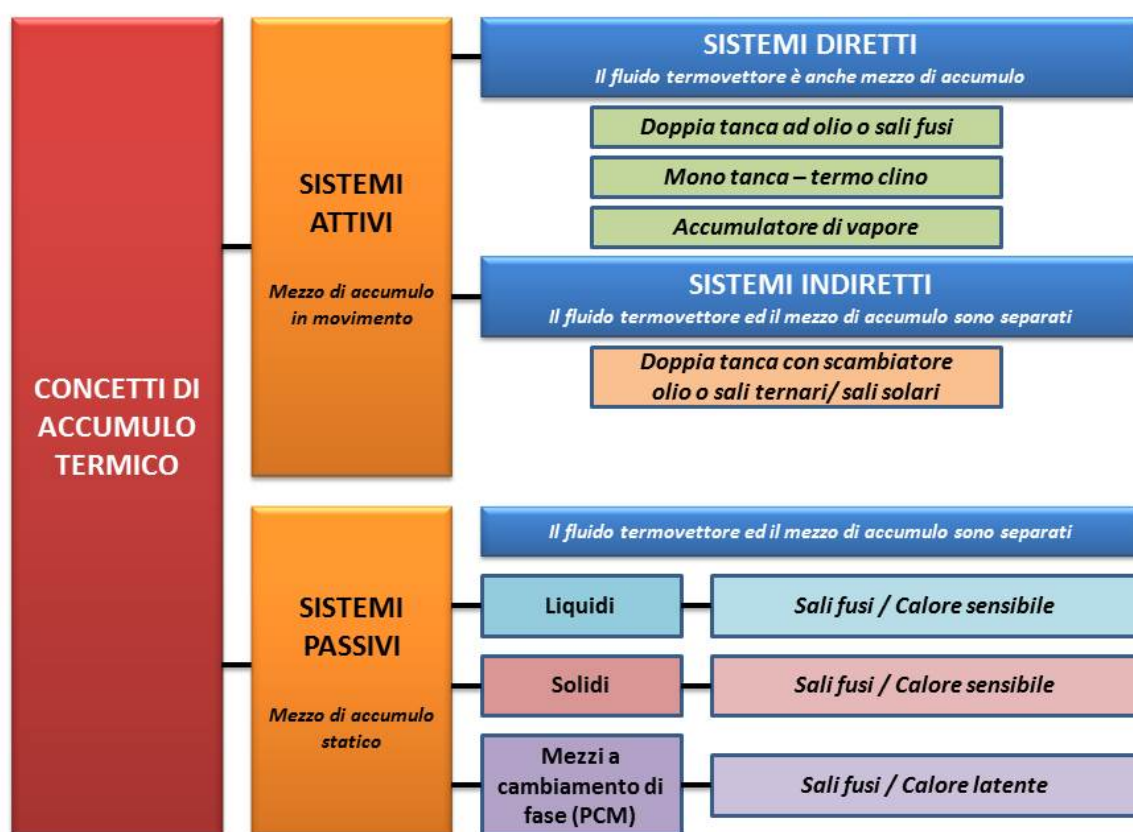


Figura 50 - Concetti di accumulo termico

Un **sistema di accumulo attivo** è principalmente caratterizzato da un trasferimento di calore al materiale di accumulo attraverso una convezione forzata. Il mezzo di accumulo a sua volta può circolare attraverso uno scambiatore di calore, che può anche essere un ricevitore solare o un generatore di vapore.

I sistemi attivi usano tipicamente un serbatoio per accumulare calore. Questi possono essere progettati come sistemi ad una o due tanche.

L'accumulo attivo è a sua volta suddiviso in diretto ed indiretto. In un sistema diretto il fluido termovettore, che raccoglie il calore solare (HTF), serve anche come mezzo di accumulo (HSM), mentre in un sistema indiretto, il fluido termovettore ed il mezzo di accumulo sono diversi e separati.

I **sistemi di accumulo passivi** sono caratterizzati dal fatto che il fluido termovettore trasporta l'energia ricevuta dalla sorgente al mezzo di accumulo durante la fase di carico e riceve energia dal materiale di accumulo durante quella di scarico. In generale, un sistema di accumulo passivo impiega almeno due mezzi (mezzo duale, HTF e HSM).

Il mezzo di accumulo può essere solido, liquido, o a cambiamento di fase (PCM). Nei primi due casi l'accumulo termico è sotto forma di calore sensibile mentre nel terzo si utilizza anche il calore latente.

Questi sistemi sono anche chiamati rigeneratori. Lo svantaggio principale dei rigeneratori è che la temperatura del fluido termovettore decresce durante lo scarico mentre il materiale di accumulo si raffredda. Ciò chiaramente non è più vero nel caso l'HSM sia un PCM, che invece mantiene una temperatura di uscita del HTF costante.

Un altro problema è il trasferimento di calore all'interno del mezzo di accumulo. Specialmente per i materiali solidi, il trasferimento del calore è piuttosto basso, e non c'è di solito contatto diretto tra il fluido termovettore ed il materiale di accumulo essendo il calore trasferito tramite uno scambiatore di calore.

I concetti di accumulo termico, sino ad oggi, più utilizzati e semplici, sono i sistemi attivi, indiretti, a calore sensibile. Il concetto di impianto CSP a sale solare dell'ENEA, precedentemente illustrato, utilizza invece un TES di tipo attivo, diretto, a calore sensibile.

7.5 I mezzi di accumulo termico

La scelta di un materiale per l'accumulo termico implica tenere conto di una serie di importanti aspetti e requisiti come, ad esempio:

- temperatura nominale adeguata;
- capacità di accumulo: è necessaria un'elevata densità di energia nel materiale di stoccaggio;
- efficienza: serve una buona trasmissione termica tra il mezzo di accumulo e l'eventuale termovettore;
- stabilità meccanica e chimica del materiale di accumulo durante i molteplici cicli di carica/scarica;
- sicurezza: compatibilità tra fluido termovettore, scambiatori di calore e mezzo di accumulo;
- ciclo di vita: completa reversibilità nei cicli di carica/scarica;
- basse perdite di calore;
- facilità di controllo;
- sufficiente carico massimo;
- prezzo;
- disponibilità;
- riciclabilità.

È evidente che raggiungere tutti questi obiettivi richiede un approccio ingegneristico innovativo e, quindi, un grande impegno nella ricerca e sviluppo di nuovi materiali di accumulo. In particolare, si immagina la difficoltà di selezionare/sviluppare un materiale che abbia contemporaneamente una elevata efficienza ed una alta densità di accumulo, ovvero un materiale che renda possibile la progettazione di un TES economicamente sostenibile.

La selezione del materiale di accumulo di un sistema TES presuppone innanzitutto la scelta della tipologia di scambio termico adeguata (Figura 51):

- scambio di calore sensibile (Sensible Heat TES - **SHTES**);
- scambio di calore latente (Latent Heat TES - **LHTES**);
- scambio termochimico (Thermo-Chemical Energy Storage - **TCES**).

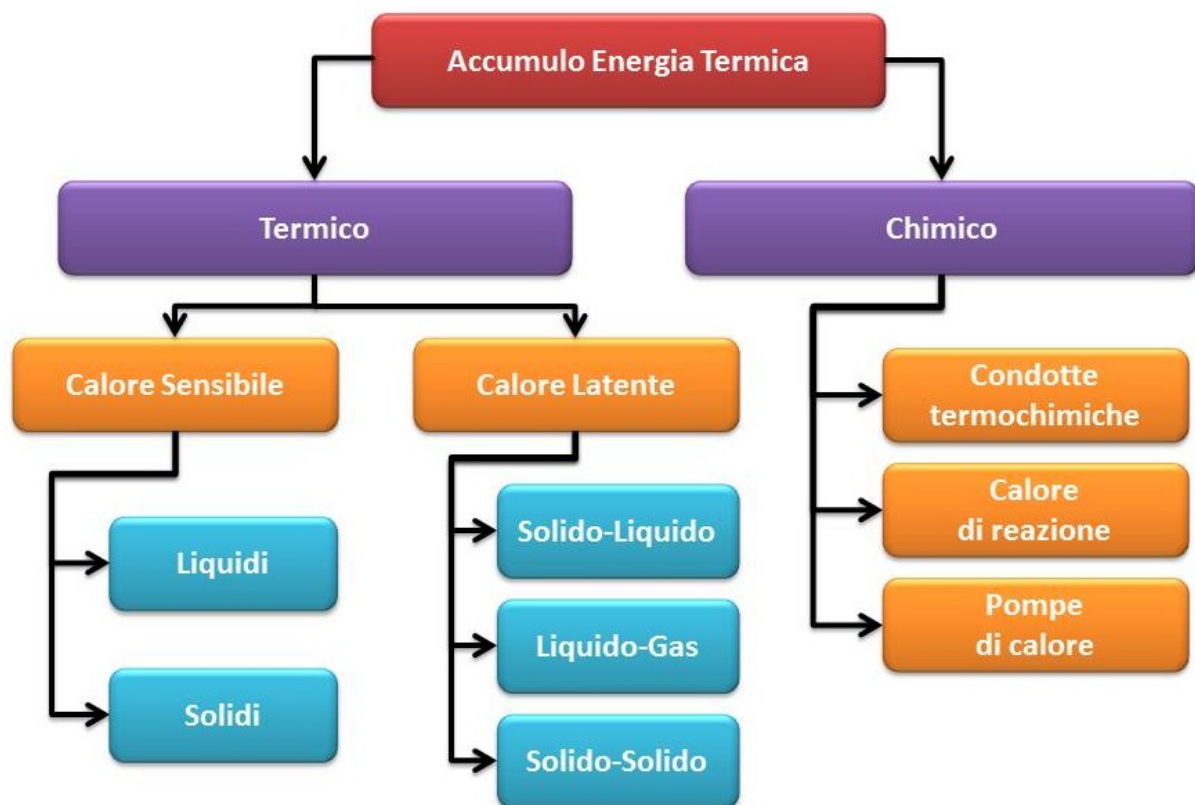


Figura 51 - Differenti modalità di accumulo termico

L'energia rilasciata o assorbita da un materiale la cui temperatura viene ridotta o innalzata, è detta calore sensibile, ed il calore specifico c_p ne costituisce la caratteristica fondamentale.

L'energia richiesta per convertire un solido in un liquido, o un liquido in gas (cambiamento di fase) definisce il calore latente, avente come caratteristica, ad esempio, il calore latente di fusione e condensazione. La capacità di accumulo è significativamente più alta quando lo scambio a calore latente e sensibile vengono combinati insieme.

La terza e meno sviluppata categoria, lo stoccaggio termochimico, utilizza le reazioni endotermiche ed esotermiche di alcuni composti.

In Tabella 7 sono mostrate le caratteristiche di alcuni materiali solidi e liquidi candidati per l'accumulo a calore sensibile e di mezzi potenziali per l'accumulo di calore in cambio di fase (latente). Per ogni materiale, sono fornite le temperature limite sia alta che bassa. Questi limiti, combinati con la densità media e la capacità termica, conducono ad una capacità termica volumetrica specifica espressa in kWh_t per metro cubo. Nella tabella sono inoltre riportati i costi approssimativi dei mezzi di accumulo in $\$/\text{kg}$ e, di conseguenza, il costo unitario in $\$/\text{kWh}_t$.

La conducibilità termica media del materiale di accumulo ha una forte influenza sul progetto di trasferimento del calore e sui requisiti delle superfici di scambio del sistema di accumulo, soprattutto per quanto riguarda i mezzi solidi. Un'alta conducibilità è preferibile in quanto permette di avere un elevato fattore di utilizzo del mezzo di accumulo. È altresì auspicabile una elevata capacità termica volumetrica poiché conduce a sistemi di accumulo di dimensioni inferiori, riducendo le tubazioni esterne ed i costi strutturali.

Tabella 7 - Mezzi di accumulo candidati per l'accumulo in impianti solari

Mezzo di Accumulo	Temperatura Fredda (°C)	Calda (°C)	Densità media (kg/m³)	Con. Ter. media (W/m K)	Cap. ter, media (kJ/kg K)	Cap. ter, volumetrica (kWh _t /m³)	Costi medi (\$/kg)	Costi medi per kWh _t (\$/kWh _t)
Mezzi solidi								
Sand-rock-mineral oil	200	300	1.700	1,3	0,6	28	0,15	9,0
Reinforced concrete	200	400	2.200	1,5	0,85	104	0,05	1,1
NaCl (solid)	200	500	2.160	7	0,85	153	0,15	2,1
Cast iron	200	400	7.200	37	0,56	224	1	32,1
Cast steel	200	700	7.800	40	0,6	650	5	60,0
Silica fire bricks	200	700	1.820	1,5	1	253	1	7,2
Magnesia fire bricks	200	1.200	3.000	5	1,15	958	2	6,3
Mezzi liquidi								
Mineral oil	200	300	770	0,12	2,6	56	0,3	4,2
Synthetic oil	250	350	900	0,11	2,3	58	3	47,0
Silicone oil	300	400	900	0,1	2,1	53	5	85,7
Nitrite salts	250	450	1.825	0,57	1,5	152	1	12,0
Nitrate salts	265	565	1.870	0,52	1,6	249	0,7	5,3
Carbonate salts	450	850	2.100	2	1,8	420	2,4	12,0
Liquid sodium	270	530	850	71	1,3	80	2	21,3
Mezzi a cambio di fase								
NaNO ₃		308	2.257	0,5	200	125	0,2	3,6
KNO ₃		333	2.110	0,5	267	156	0,3	4,0
KOH		380	2.044	0,5	150	85	1	24,0
Salt-ceramics (NaCO ₃ -BaCO ₃ /MgO)		500-850	2.600	5	420	303	2	17,1
NaCl		802	2.160	5	520	312	0,15	1,0
Na ₂ CO ₃		854	2.533	2	276	194	0,2	2,6
K ₂ CO ₃		897	2.290	2	236	150	0,6	9,2

Fonte: Geyer 1991

7.5.1 Materiali di accumulo a calore sensibile

Negli attuali sistemi l'accumulo di calore avviene principalmente sotto forma di calore sensibile. Questi sistemi sono di uso comune e commerciale anche se richiedono grandi volumi, quindi comportano un evidente impatto ambientale e costi elevati.

L'HSM ad oggi più utilizzato nei sistemi SHTES a medio-alta temperatura sono i sali solari, una miscela eutettica di nitrati di sodio e potassio (NaNO₃-KNO₃ 40-60%wt) con una buona capacità termica ed un basso costo. Essi sono correntemente utilizzati con sistemi TES diretti o indiretti a doppio serbatoio, uno freddo ed uno caldo.

In riferimento ai materiali solidi, il cemento ed i ceramici gettabili sono i materiali oggi più studiati e sperimentati a causa del basso costo e delle buona conducibilità termica, oltre che della disponibilità, della facilità di produzione e della durabilità.

Lo studio e sviluppo di nuove tipologie di cementi per accumulo termico è uno degli obiettivi della ricerca ENEA in questo campo ([19], [20], [21]). Tale applicazione nasce dalla lunga pregressa esperienza ENEA nell'analisi del comportamento dei cementi ad alta temperatura in condizioni estreme sia nel settore nucleare che in quello civile (incendi nei tunnel) e da studi analoghi condotti a livello internazionale (DLR, NEST, University of Arkansas).

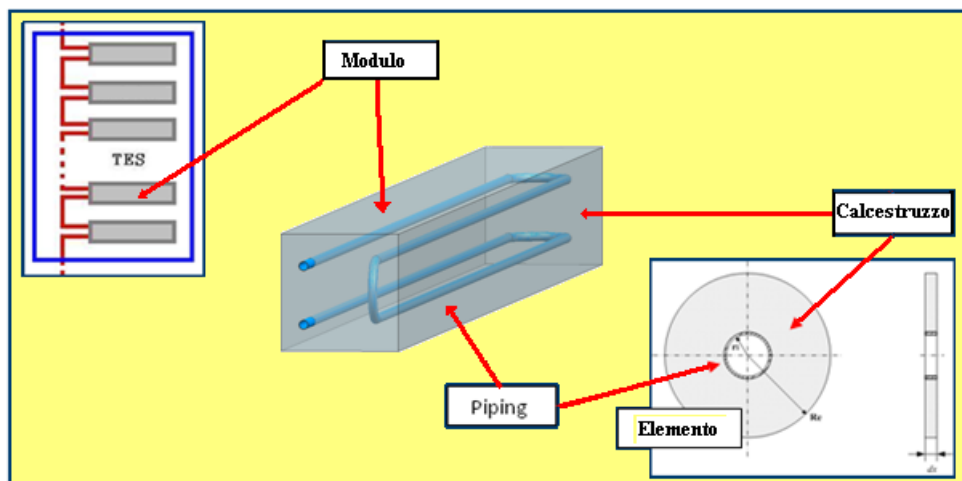


Figura 52 - Layout dei costituenti di un modulo SHTES in cemento e schema di assemblaggio

Attualmente sono in fase di prova due differenti tipi di miscele cementizie prodotte rispettivamente dall'Università di Trento (in collaborazione con la ditta Cestaro) e dalla Italcementi. Con dette miscele si sono realizzati due moduli di accumulo termico il cui layout, appositamente studiato, è mostrato in Figura 52.

I due moduli realizzati sono invece visibili in Figura 53.



Figura 53 - Moduli SHTES in cemento con e senza isolamento termico

Il comportamento termodinamico dei moduli realizzati sarà studiato attraverso una serie di test sperimentali connettendo i due prototipi ad un apparato appositamente costruito (Solteca3, Figura 54) ed in grado di operare a temperature superiori ai 350 °C fornendo una potenza di circa 25 kW.

Tutte le fasi di questa attività sono state accompagnate da simulazioni numeriche eseguite dall'Università di Padova e finalizzate prima a prevederne il comportamento e poi ad interpretare i risultati sperimentali.

Questi moduli dovrebbero possedere una capacità termica superiore ai 6 kWh (per un salto termico di 100 °C usuale per sistemi utilizzando ORC) con un costo dell'energia accumulata di circa 18 €/kWh_t.

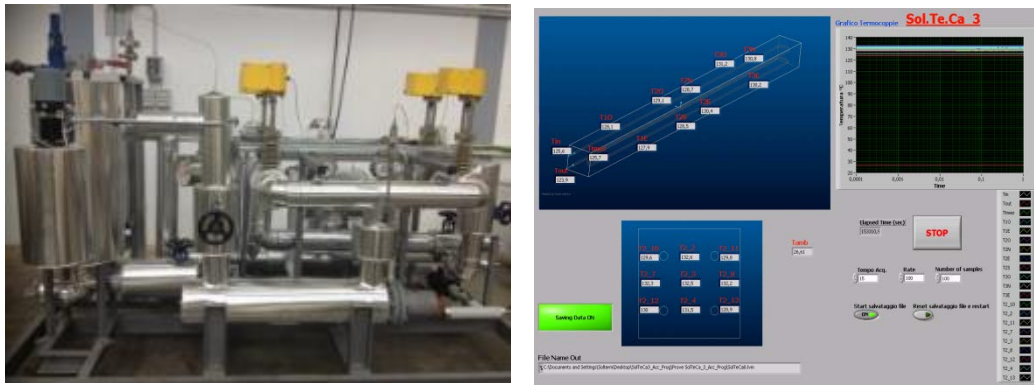


Figura 54 - Dettaglio dell'apparato sperimentale "Solteca3" e della interfaccia utente

7.5.2 Materiali di accumulo a calore latente

I sistemi di accumulo a calore latente (LHTES) stanno guadagnando importanza a causa della elevata densità di energia accumulabile, connessa all'alto contributo dato dal calore latente di fusione del mezzo. Infatti, a parità di capacità termica del TES, più la densità di energia è alta minori sono le dimensioni del sistema di accumulo e, quindi, il suo costo. Inoltre, questi sistemi hanno la capacità di caricare e scaricare grandi quantità di calore a temperatura costante durante le fasi di fusione e solidificazione.

I sistemi LHTES, basati su PCM con una transizione solido-liquido, sono considerati una valida alternativa ai sistemi di accumulo a calore sensibile. Oggi ci sono molti PCM disponibili in commercio, ma questi hanno ancora una temperatura di cambio di fase troppo bassa. Ci sono altri PCM con temperature di fusione superiori ma devono ancora essere attentamente studiati e caratterizzati. I PCM, quindi, richiedono ancora una fase di ricerca per risolvere alcuni problemi come, ad esempio, la loro bassa diffusività termica e la creazione di depositi solidi sulle superfici di scambio termico. Entrambi questi problemi determinano una riduzione del rateo di rilascio dell'energia (potenza rilasciata). Di conseguenza, l'accumulo a calore latente deve ancora essere oggetto di sviluppo e applicazione, con buone prospettive per il breve-medio termine.

Per questi sistemi, in cui la fusione e la solidificazione dei PCM sono i principali meccanismi di accumulo termico, il processo di fusione è limitato dalla conducibilità termica e dalla convezione naturale, mentre il processo di solidificazione è limitato principalmente dalla conducibilità termica. I PCM mostrano, in generale, un buon calore specifico (densità di energia) ma anche una bassa diffusività (o conducibilità termica), limitando l'efficienza dello scambio termico e quindi la potenza erogata. Un aumento della conducibilità termica (o diffusività) corrisponde ad un migliore scambio termico e un maggiore sfruttamento del materiale di accumulo. Anche l'aumento della densità di energia accumulata (calore specifico e calore latente) è desiderabile poiché corrisponderebbe ad una ulteriore riduzione del volume di materiale richiesto per l'accumulo termico e quindi del sistema TES, con il vantaggio di limitare le perdite di energia (riducendo le superfici esterne di scambio) e, soprattutto, di ridurre i costi.

Al fine di superare queste limitazioni, ENEA sta lavorando su due aspetti:

- Materiali di accumulo termico: selezionare e sintetizzare nuovi HSM/PCM con maggiori proprietà termiche al fine di migliorare sia la densità di energia immagazzinata che, in particolare, la diffusività del mezzo;
- Scambio termico: studiare nuove configurazioni di sistemi TES per ottimizzare le modalità di scambio termico e, se necessario, promuovere la conducibilità termica nel PCM.

Nuovi materiali a cambiamento di fase

Diversi PCM sono stati identificati in letteratura. Essi sono caratterizzati principalmente dalla loro temperatura di fusione che può essere bassa ($< 120\text{ }^{\circ}\text{C}$), media ($120\text{--}300\text{ }^{\circ}\text{C}$) o alta ($> 300\text{ }^{\circ}\text{C}$). In una prima fase, immaginando di studiare un TES adatto ad impianti di piccole dimensioni a media temperatura, sono stati selezionati dei PCM (generalmente sali) con un punto di fusione di circa $250\text{ }^{\circ}\text{C}$. In particolare, è stato scelto un sale binario eutettico noto ($\text{NaNO}_3\text{-KNO}_3$ 60–40% in peso, sali solari) con una temperatura di fusione di circa $225\text{ }^{\circ}\text{C}$. Questi sali solari sono stati drogati con una piccola quantità (circa l'1% in peso) di nanoparticelle (20 - 200 nm) di $\text{SiO}_2\text{-Al}_2\text{O}_3$, per migliorarne le proprietà termofisiche. Questa miscela è un “Nano Enhanced PCM” (NEPCM, [22], [23]). In generale, un NEPCM mostra:

- i) un significativo aumento di conducibilità termica e la capacità termica;
- ii) un trasferimento di calore più efficiente (effusività termica: $(k \rho c_p)^{1/2}$);
- iii) un'elevata stabilità di sedimentazione, a causa delle dimensioni e peso limitato;
- iv) un'erosione trascurabile delle superfici del condotto.

La Tabella 8 mostra le principali caratteristiche del PCM base e del NEPCM.

Tabella 8 - Proprietà termofisiche dei mezzi di accumulo a cambio di fase

Proprietà	Unità	PCM	NEPCM	Var. %
Densità	kg/m^3	1.850	1.850	-
Capacità termica	$\text{J/kg }^{\circ}\text{C}$	1.700	2.000	+17,6
Conducibilità termica	$\text{W/m }^{\circ}\text{C}$	0,70	0,9	+28,0
Temperatura di fusione	$^{\circ}\text{C}$	225	222	-1,3
Calore latente	kJ/kg	110	127	+15,5
Effusività termica	$\text{J}/(\text{m}^2 \cdot ^{\circ}\text{C} \cdot \text{s}^{1/2})$	1.484	1.825	+23,0
Diffusività termica	m^2/s	2,23E-7	2,43E-7	+8,9

Tale attività, svolta con il supporto dell'Università di Perugia, ha dimostrato che il NEPCM ha un grande aumento in termini di capacità termica, conducibilità termica e effusività termica, ma la diffusività termica, proprietà più interessante, presenta un aumento limitato. Attualmente, una nuova campagna sperimentale è in corso, utilizzando diversi tipi di nanoparticelle (metalli, nanotubi di carbonio, nano-placche di grafite ecc.) che dovrebbe aumentare ulteriormente la diffusività termica.

Scambio termico

Al fine di comprendere i fenomeni coinvolti nello scambio di calore all'interno di un sistema LHTES e valutare i vantaggi e gli svantaggi, l'ENEA ha realizzato una nuova sezione di prova (Figura 55), di nome ATES (Advanced Energy termica Storage), per cercare di sviluppare nuovi concetti e materiali [24].

La prima sperimentazione ha riguardato una configurazione convenzionale del tipo “shell and tube”, in cui l'HTF (olio diatermico, Therminol66) scorreva nel tubo ed il PCM selezionato o NEPCM era situato nel guscio. I tubi erano con o senza alette per promuovere la conducibilità termica (Figura 56).



*Figura 55 - Sezione sperimentale ATES
(ENEA Casaccia, Roma)*



*Figura 56 - Configurazione "Shell and tube":
tubi alettati e sistemi LHTES elementari*

Pertanto, il comportamento termico di un sistema LHTES "a fascio tubiero" è stato analizzato sia aumentando la superficie di scambio (alette) che cambiando le proprietà termiche del PCM (addizione di nanoparticelle, NFPCM).

Come previsto, i test mostrano l'effetto rilevante dell'aumento di superficie di scambio sulla conducibilità apparente del HSM. Tuttavia, l'uso di NFPCM, pur migliorando il trasferimento di calore verso l'esterno (effusività termica) e la capacità di accumulo, non mostra vantaggi rilevanti in termini di diffusività termica. Il tempo di carica del sistema a tubi semplici con PCM sembra essere simile a quello dei tubi alettati.

Tale evento è in realtà influenzato da un fenomeno fisico con effetti sorprendenti: l'insorgenza, superata la temperatura di fusione, di flussi convettivi che migliorano notevolmente lo scambio termico ed il trasporto di calore del mezzo. Il loro effetto è risultato essere paragonabile, se non superiore, a quello esercitato dalle alette. Questi flussi convettivi, tuttavia, non si trovano nel NEPCM perché, probabilmente, la presenza di nanoparticelle aumenta significativamente la viscosità del fluido e inibisce la partenza dei flussi.

In futuro, per sfruttare i fenomeni qui evidenziati e per progettare un sistema TES più compatto ed efficiente, sarà necessario eseguire prove su un prototipo in larga scala.

Le fasi di progettazione e interpretazione del test sono state intensamente supportate da analisi numerica complessa (FEM, CFD) e modelli semplificati [25]

7.5.3 Materiali di accumulo ad energia termochimica

L'accumulo termo-chimico di energia, durante la fase di carico del processo di accumulo, si basa principalmente su una reazione chimica endotermica reversibile del tipo: $C + \text{Calore} \leftrightarrow A + B$; in cui il calore solare prodotto, in presenza di sole, dal collettore solare è utilizzato per alimentare la reazione. Se la reazione è completamente reversibile, l'energia termica può essere recuperata dalla reazione inversa durante le ore di assenza del sole (fase di scarico) e può essere usata dall'utenza finale. I prodotti di reazione (A e B) sono fisicamente separati ed accumulati in contenitori differenti. Se i prodotti di reazione sono gestiti in modo appropriato e non sono soggetti a degradazione, il periodo di accumulo dell'energia può essere molto lungo.

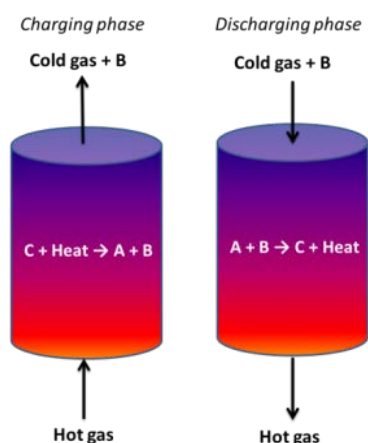


Figura 57 - Schema concettuale delle fasi di carico/scarico per un sistema TCES basato su una reazione gas-solido

I sistemi TCES hanno attratto, in questi ultimi anni, una attenzione sempre più crescente a causa di alcuni indubbi vantaggi quali: il lungo tempo di accumulo (anche stagionale), una densità di energia accumulata potenzialmente alta e le ridotte perdite di calore.

Lo sviluppo di questi sistemi è ancora allo stadio iniziale a causa della complessità della tecnologia, degli alti costi e della degradazione del materiale. Molti materiali sono stati analizzati tenendo in conto differenti parametri come il comportamento ciclico (reversibilità e degradazione), disponibilità, costo, tossicità e sicurezza, corrosività, densità di energia accumulata, temperatura di reazione, rateo di reazione, ingegnerizzazione (caratteristiche di trasferimento del calore e proprietà di flusso). Sulla base di questi criteri, alcuni promettenti materiali sono stati identificati e riportati in Tabella 9, insieme alla loro densità di energia accumulata e alla temperatura di reazione.

Tabella 9 - Materiali promettenti per sistemi TCES

Materiali Termochimici (C)	Reagente Solido (A)	Fluido di Lavoro (B)	Densità Energia Accumulo (GJ/m ³)	Temperatura di reazione (°C)
MgSO ₄ ·7H ₂ O	MgSO ₄	H ₂ O	2,8	122
CaSO ₄ ·2H ₂ O	CaSO ₄	H ₂ O	1,4	89
Ca(OH) ₂	CaO	H ₂ O	1,9	479
Fe(OH) ₂	FeO	H ₂ O	2,2	150
Co ₃ O ₄	CaO	O ₂ (air)	2,44	890
FeCO ₃	FeO	CO ₂	2,6	180
CaCO ₃	CaO	CO ₂	3,3	837

Alla luce di quanto riportato, risulta evidente che il TCES può diventare una tecnologia competitiva solo nel lungo termine, dopo che la ricerca ha trovato le giuste soluzioni a tutte le problematiche di carattere tecnico connesse.

A tal fine ENEA ha recentemente iniziato alcune attività di ricerca sui TCES, ponendo particolare attenzione alle reazioni gas-solido reversibili operanti a temperature tra i 400 e i 950 °C. Lo scopo del lavoro è la definizione e l'analisi di schemi di processo adatti per integrare il TCS in un impianto CSP, attraverso la progettazione di interfacce di accoppiamento (scambiatori di calore, reattori a contatto diretto, reattori adiabatici ecc.).

8 Criteri di localizzazione ottimale degli impianti

Come detto in precedenza gli impianti CSP possono utilizzare solamente la componente diretta della radiazione solare e quindi questo tipo di impianti va localizzato in siti con alto valore di insolazione, normalmente al di sopra di 2.000 kWh/m^2 annui.

Gli impianti CSP possono quindi produrre energia a costi convenienti se installati nelle regioni assolate e aride comprese tra 15° e 40° di latitudine, a nord o a sud dell'equatore. In generale le regioni equatoriali non sono particolarmente adatte per l'installazione di impianti CSP a causa della nuvolosità e delle frequenti piogge. Elevati valori di insolazione diretta si riscontrano anche in località ad alta quota sul livello del mare, dove l'atmosfera è molto limpida (Figura 58).

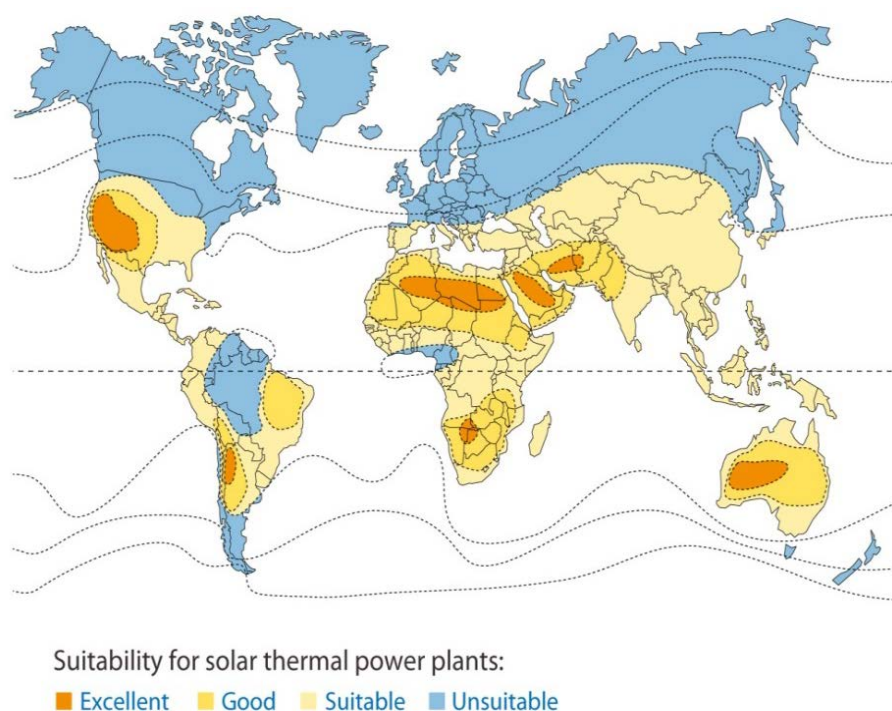


Figura 58 - Aree ottimali per l'installazione di impianti CSP

In particolare nei deserti di alta quota, quali il deserto di Atacama, in Cile, che presenta un'altitudine media di 4.000 m s.l.m. , la radiazione diretta può raggiungere livelli di 3.000 kWh/m^2 annui. Questa zona, peraltro di grande pregio naturalistico, è infatti attualmente oggetto di alcuni significativi progetti di sviluppo nel campo solare geotermodinamico.

Nelle località più favorevoli con DNI di 2.200 kWh/m^2 annui, la produzione elettrica può raggiungere valori di $120\div140 \text{ GWh/km}^2$ annui con un fattore di carico di circa il 40%, corrispondente all'incirca alla produzione di una centrale termoelettrica convenzionale da 20 MW con fattore di utilizzo del 75%.

La latitudine non è l'unico parametro che caratterizza la localizzazione ottimale degli impianti CSP. Altri fattori importanti comprendono le condizioni meteorologiche generali (giornate annue di pioggia e nebbia), la frequenza e la velocità dei venti dominanti (che incidono sulla progettazione dei supporti dei collettori), l'orografia (la vicinanza di montagne può indurre instabilità meteorologica) e l'altimetria del sito (che incide sull'installazione dei collettori).

Come si evince dalla Figura 58, la maggior parte del territorio italiano ricade nella fascia geografica classificata come "adatta" (suitable); ne restano escluse solo la pianura padana (parzialmente) e la

regione alpina. Pertanto, trovandosi nella zona-limite in cui l'installazione degli impianti CSP risulta ancora conveniente, i siti italiani devono essere compiutamente caratterizzati sotto il profilo del potenziale radiativo solare disponibile e, di conseguenza, sfruttabile come fonte energetica.

L'esigenza appena richiamata si traduce nella necessità di disporre innanzitutto, per ciascun sito, di adeguate serie storiche di dati d'irradianza solare e, in particolare, della sua componente diretta (DNI), poiché è questa la sola ad essere sfruttata negli impianti a concentrazione.

Perché sia adeguata, una serie storica dev'essere in primo luogo sufficientemente estesa nel tempo: un anno di dati copre il ciclo intero di variabilità stagionale, ma per effettuare analisi che siano significative dal punto di vista climatico (ossia per il lungo periodo, comparabile con la durata di vita dell'impianto) occorrono serie storiche di diversi anni, cinque o più.

In secondo luogo, occorre che la frequenza dei dati disponibili sia (almeno) oraria, per poter apprezzare i dettagli della variabilità meteorologica (ossia nel corto periodo) che si manifesta abitualmente nella località studiata. Quest'ultima informazione è importante, ad esempio, per il dimensionamento del sistema di accumulo che occorre prevedere per compensare le sfasature fra i momenti in cui l'energia è resa disponibile dalle condizioni meteo, e quelli in cui essa è richiesta dall'utenza (o risulta conveniente erogarla in rete).

8.1 Le misure della radiazione solare

Di norma, i dati di DNI orarie si ottengono da misure con centraline solarimetriche dotate di pireliometri e posizionate nei siti di interesse per l'installazione degli impianti solari. Va precisato però che la misurazione della DNI è impegnativa in quanto la strumentazione dev'essere equipaggiata di un dispositivo con parti mobili che "insegue" con continuità la posizione del Sole durante il suo spostamento diurno. Per questo motivo spesso si ricorre, in alternativa, al calcolo della DNI partendo dalle misure dell'irradianza globale orizzontale (Global Horizontal Irradiance, GHI): infatti, al contrario della DNI, per la GHI sono oramai disponibili database sufficientemente estesi nel tempo e per copertura geografica.

Enti nazionali che gestiscono proprie reti di stazioni meteo sono il *Servizio Meteorologico dell'Aeronautica Militare Italiana* (SM) [26] e il *Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali* attraverso la *Rete Agrometeorologica Nazionale* (RAN) [27]. Il numero di stazioni – oltre un centinaio per SM, circa cinquanta per RAN – è tale da coprire uniformemente l'intero territorio italiano. Tutte misurano le principali grandezze meteorologiche (temperatura, umidità, vento, precipitazioni) e molte *anche* le grandezze specificatamente "solari", ossia la radiazione (solo la GHI, non la DNI) e l'eliofanìa. La frequenza di acquisizione si spinge fino al dato orario.

In aggiunta agli enti nazionali, pressoché tutte le Regioni sono dotate di servizi meteorologici regionali, con proprie reti di stazioni, che misurano anche la radiazione solare. Infine, sebbene con scopi non direttamente orientati alla costituzione di database, misurazioni di GHI sono effettuate anche da soggetti produttori di energia presso i propri impianti di produzione (centrali elettriche e impianti solari).

Comunque, nessuna rete fra quelle sopra elencate dispone di apparecchiature attinometriche, con pireliometro e inseguitore solare, per la misura specifica della DNI. Per colmare questa lacuna, a partire dal 2001, l'ENEA ha installato sul territorio italiano alcune stazioni per la misura della radiazione solare, inclusa la componente diretta. Le località in cui le stazioni sono state realizzate sono (Figura 59 e Tabella 10): Casaccia (Roma), Trisaia (Matera), Montalto di Castro (Viterbo), Specchia (Lecce), Priolo Gargallo (Siracusa) e Mereto di Tomba (Udine).



Figura 59 - Localizzazione delle stazioni solarimetriche della rete ENEA

Tabella 10 - Stazioni solarimetriche della rete ENEA

Denominazione	Prov	Coordinate		Inizio funzionamento
		Latitudine	longitudine	
		(Nord)	(Est Greenwich)	
Casaccia	RM	42°03'	12°18'	nov 2001
Trisaia	MT	40°10'	16°39'	feb 2002
Montalto di Castro	VT	42°22'	11°31'	feb 2002
Specchia	LE	39°57'	18°16'	mag 2002
Priolo Gargallo	SR	37°08'	15°13'	lug 2003
Mereto di Tomba	UD	41°22'	15°13'	mag 2012

Attualmente, sono in funzione soltanto le stazioni di Casaccia, Montalto di Castro e Mereto di Tomba. Per quanto riguarda le restanti stazioni, sono invece disponibili collezioni di dati da 4 a 5 anni.

Le grandezze acquisite sono tre: GHI, irradianza diffusa orizzontale e DNI. La frequenza di acquisizione è di 1 misura (per ciascuna grandezza) ogni 5 minuti (12 registrazioni/ora). A partire dalle misure sono ottenuti i valori orari.

8.2 La stima della DNI dalle immagini satellitari

Le misure di DNI e/o GHI effettuate presso singole centraline installate al suolo non permettono di caratterizzare con continuità un'intera regione geografica, a meno di non infittire a sufficienza la rete di siti che ospitano le stazioni di acquisizione, con conseguente aggravio di costi sia per l'acquisto e installazione, sia per la manutenzione e gestione continuativa per tempi prolungati (almeno quinquennali). Per questo motivo, sono stati sviluppati metodi alternativi per la stima della radiazione solare che fanno ricorso alle immagini satellitari.

In ENEA l'attività di raccolta, archiviazione e pubblicazione delle stime di radiazione solare, ottenute elaborando immagini satellitari di copertura nuvolosa, è iniziata sin dagli anni Novanta del secolo scorso e prosegue tuttora [28][29][30][31][32].

Tali immagini sono acquisite dall'European Organisation for the Exploitation of Meteorological Satellites (EUMETSAT) [33], nell'intervallo 500 ÷ 900 nm dello spettro elettromagnetico, intervallo che cade quasi per intero nella banda visibile. Dal 2006 le immagini sono ottenute con frequenza pari a una ogni 15 minuti e presentano un dettaglio spaziale che alle nostre latitudini è pari a circa 1 x 1,5 km² per pixel (HRV, High Resolution Visible) [34].

Per i propri scopi l'ENEA utilizza un ritaglio che copre la sola regione italiana; il dato di copertura nuvolosa è espresso in una scala numerica che si estende sull'intervallo 0÷255.

Il vantaggio della disponibilità di mappe rispetto alle misurazioni a terra consiste nel fatto che le mappe, se correttamente georeferenziate, permettono di estrarne i dati virtualmente per qualunque località dell'area geografica rappresentata. Le immagini satellitari di copertura nuvolosa mostrano la superficie del pianeta così come viene vista dal satellite al momento della loro "cattura" e dunque forniscono una misura del coefficiente di riflessione (*albedo*) della superficie riflettente del pianeta.

Gli algoritmi messi a punto in ENEA confrontano l'albedo *attuale* con uno di riferimento e la differenza viene tradotta in un coefficiente di trasmissione globale (*clearness index*). Mediante questo coefficiente è possibile risalire alla GHI e, con l'applicazione di ulteriori modelli empirici dell'atmosfera [35][36], separare quest'ultima nelle sue componenti diffusa e diretta (DNI, quando la diretta è riportata sul piano normale ai raggi solari).

Attualmente le mappe di radiazione predisposte dall'ENEA coprono l'intervallo di anni dal 2006 al 2015. Un esempio di mappa finale è riportata in Figura 60, in cui è rappresentata la media decennale 2006-2015 della DNI in Italia.

Trattandosi di stime ottenute con un metodo differente dalla misurazione effettiva, i valori calcolati non necessariamente coincidono con quelli che effettivamente verrebbero misurati a terra.

Rispetto alle misure a terra usate per confronto, le stime mostrano scarti fino al 4-8% sul dato giornaliero medio mensile della radiazione globale su piano orizzontale: è un ottimo risultato se si tiene conto del metodo usato e del fatto che, come contropartita, si dispone automaticamente della stima puntuale di radiazione per qualunque località italiana (e non solo per pochi siti). Ovviamente scarti più grandi sono possibili per i dati giornalieri (fino al 10%) e per i dati orari (fino al 20%).

I risultati della complessa mappatura della regione italiana sotto il profilo radiativo solare sono pubblicati dall'ENEA, anche in rete, attraverso il sito *Solaritaly - Atlante italiano della radiazione solare* [28]; i dati di radiazione presentati nell'atlante sono meno recenti, ma presto l'atlante verrà aggiornato con i dati più recenti 2006-2015.

ITALIA

Carta della radiazione solare

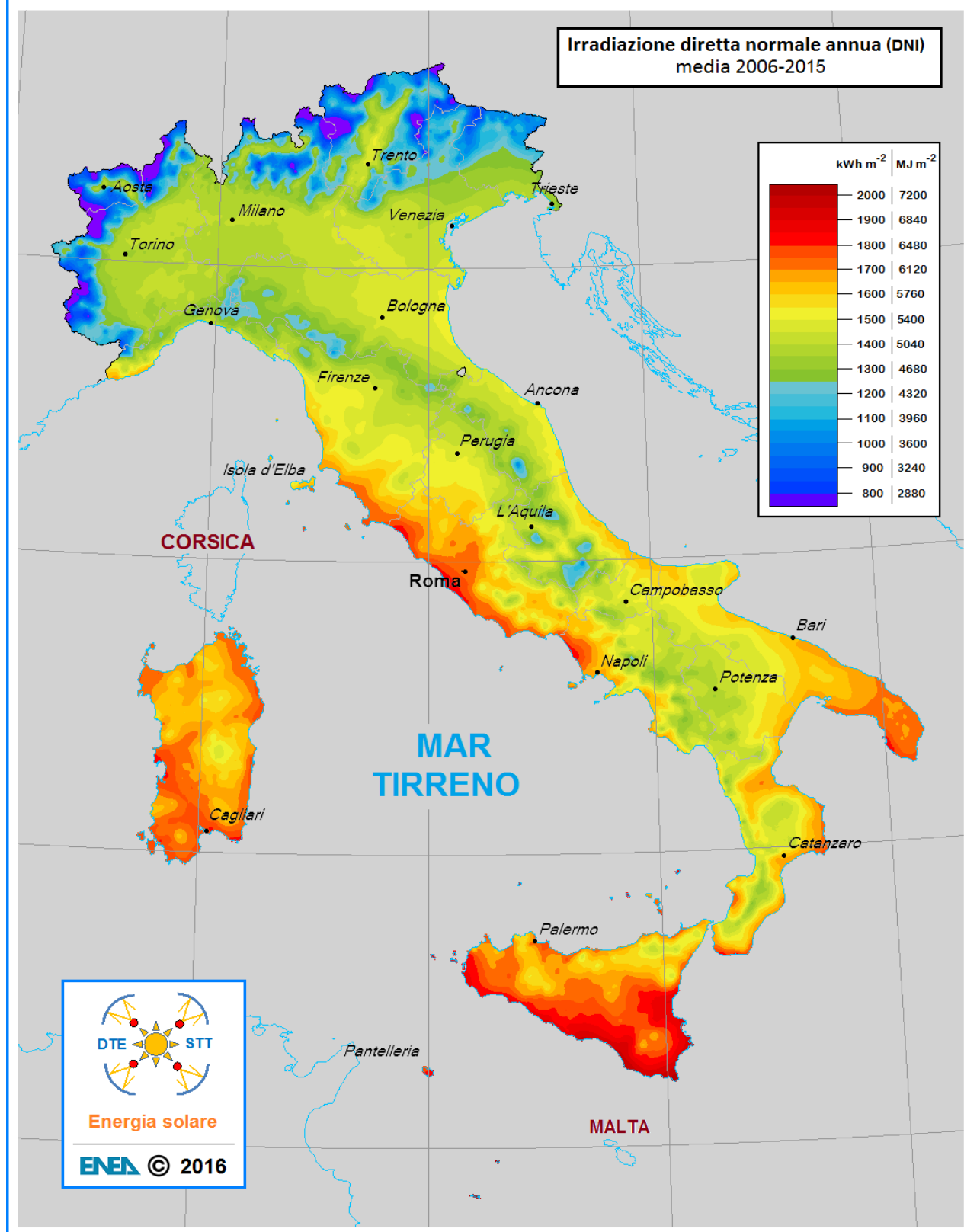


Figura 60 - Carta della DNI annua in Italia, media 2006-2015

8.3 L'anno meteorologico tipico per la radiazione solare

Serie storiche pluriennali permettono di effettuare stime sufficientemente affidabili per il lungo termine, ma per applicazioni particolari, ad esempio nei software di simulazione, è richiesta la collezione completa di un solo anno di dati che sia rappresentativa dell'intera serie pluriennale.

L'anno meteorologico tipico (Typical Meteorological Year, TMY) risponde a questa esigenza; esso consiste in una collezione di 8.760 ($= 365 \times 24$) dati orari della grandezza meteorologica d'interesse (temperatura, umidità, vento, radiazione solare, illuminamento naturale ecc.), estratta dalla serie pluriennale disponibile, scegliendo, per ciascuno dei dodici mesi, l'intero mese di dati dell'anno, fra quelli presenti nella serie, che più si avvicina alla media pluriennale.

In tal modo:

- a) mese per mese il *valor medio* della grandezza in istudio sarà prossimo a quello della serie pluriennale di partenza (caratterizzazione climatologica del sito);
- b) le *sequenze orarie e giornaliere* presenti nell'anno tipico riprodurranno in modo sufficientemente realistico gli andamenti effettivamente riscontrabili nei dati registrati (caratterizzazione meteorologica del sito).

A seconda delle finalità per le quali è costruito, un anno tipico può differire da un altro sia per il metodo statistico adottato per stabilire il criterio di vicinanza di un mese alla media, sia per la scelta delle grandezze meteo-climatiche che vi dovranno far parte. Riguardo al primo aspetto, numerose metodologie sono state studiate, messe a punto e codificate da enti di normazione nazionali, organizzazioni professionali e infine istituti di ricerca (ad esempio, quella che fa uso della *statistica di Finkelstein-Schafer*).

L'ENEA rende disponibili TMY riferiti alla (sola) radiazione solare, per qualsivoglia località italiana, redatti sulla base dei dati estratti dalle mappe georeferenziate. Le grandezze inserite nei calcoli sono: GHI, DNI, irradianza diffusa orizzontale e irradianza diretta su superfici comunque orientate (fisse o rotanti su di un asse).

Esempi di informazioni ricavabili dai dati dell'anno tipico sono mostrate in Figura 61 e Figura 62.

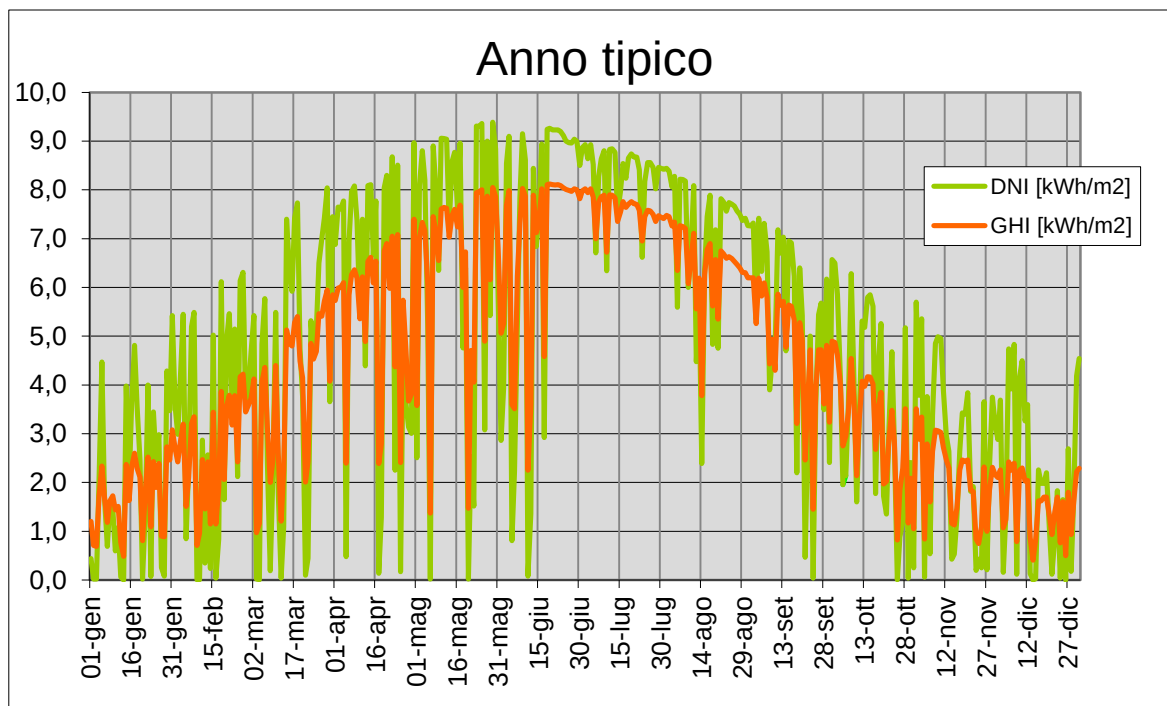


Figura 61 - Anno tipico della radiazione solare I

Andamento annuale dei valori giornalieri di DNI e GHI per una località dell'Italia centrale

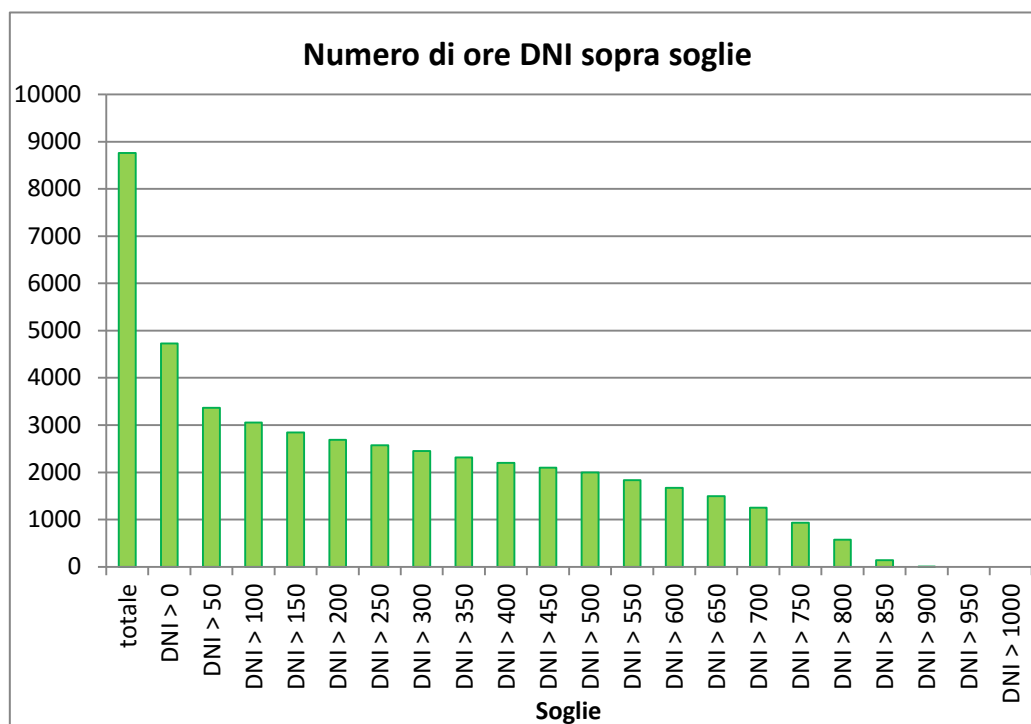


Figura 62 - Anno tipico della radiazione solare II

Numero di ore/anno in cui la DNI supera una data soglia. In ascissa i valori di DNI sono espressi in W/m^2

9 Elementi per la scelta della tecnologia CSP più idonea

In considerazione della varietà di soluzioni impiantistiche disponibili, è importante valutare il grado di adeguatezza di ciascuna di esse alle diverse condizioni in cui l'impianto dovrà operare. Da quanto si è visto nel capitolo 3, il tipo di tecnologia CSP da adottare è chiaramente connesso alla temperatura operativa dell'applicazione che si vuole realizzare. Nella Figura 63 è possibile vedere alcuni esempi di associazione tra applicazione, temperatura operativa e tipo di CSP: più alta è la temperatura operativa richiesta dall'applicazione maggiore deve essere il fattore di concentrazione fornito dal collettore solare.

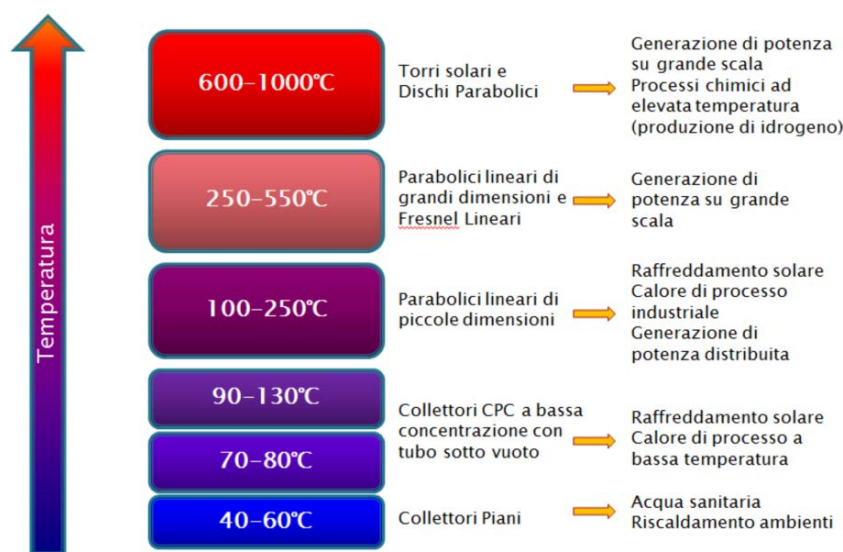


Figura 63 - Temperature caratteristiche di alcune applicazioni CSP

Vengono quindi tratteggiati i principali criteri da seguire per la scelta.

9.1 Sintesi degli elementi di valutazione

Gli impianti solari termodinamici (CSP) sono maggiormente indicati per applicazioni di grande potenza, dell'ordine delle decine di MW, anche se sono stati realizzati sistemi di dimensioni più contenute, dell'ordine del MW (mini CSP) o anche minori (micro CSP).

Come già detto, gli impianti solari termodinamici possono essere dotati di sistemi di accumulo di calore, in modo da produrre energia anche in condizioni di cielo nuvoloso o dopo il tramonto. L'accumulo del calore consente di regolare l'offerta di energia elettrica in base alla domanda della rete o delle utenze locali collegate, indipendentemente dalla disponibilità momentanea di irraggiamento solare, rendendo la produzione programmabile e consentendo di concentrarla nei momenti di maggiore richiesta o di maggiore remunerazione.

Attualmente quindi gran parte degli impianti solari termodinamici sono progettati con accumuli termici in grado di coprire da 4 a 7 ore di produzione in assenza di sole, ma ci sono anche esempi di impianti con produzione continua nel periodo estivo, quali l'impianto a torre Gemasolar da 20 MW, che ha un accumulo per 15 ore equivalenti di produzione.

Nel capitolo 4 si è visto che, oltre all'energia elettrica, gli impianti CSP possono produrre energia termica ad alta temperatura, per usi industriali, e/o a media temperatura, per il riscaldamento di edifici o la produzione del freddo mediante cicli frigoriferi ad assorbimento.

Inoltre gli impianti solari termodinamici possono essere integrati non solo con impianti termoelettrici tradizionali (ibridizzazione) ma anche con altre tecnologie rinnovabili, come per esempio la combustione delle biomasse, in modo da utilizzare al meglio gli impianti e ottenere una produzione non condizionata dall'aleatorietà della fonte solare.

La costruzione degli impianti solari termodinamici è più complessa rispetto, per esempio, a quelli fotovoltaici, ma non richiede l'impiego di materiali critici per l'approvvigionamento o lo smaltimento e si basa in buona parte su lavorazioni di tipo tradizionale (opere civili e carpenteria metallica): consente quindi un elevato coinvolgimento di imprenditoria e mano d'opera locali.

Si sta anche diffondendo l'impiego congiunto di solare termodinamico e fotovoltaico (ad esempio il progetto Atacama 1 in Cile, da 110 MW con accumulo) in modo da avere il vantaggio di un basso costo dell'energia, nelle ore diurne, accoppiato a un'elevata dispacciabilità della produzione. I tempi relativamente rapidi di installazione della parte fotovoltaica dell'impianto consentono agli investitori di iniziare a incassare introiti già nelle fasi iniziali, prima di aver completato la sua costruzione.

In termini occupazionali, l'esperienza della Spagna mostra che la costruzione di un impianto solare termodinamico da 50 MW richiede oltre 2.000 persone per la realizzazione (2–3 anni) e 50 per tutto il periodo di esercizio e manutenzione; comporta quindi un'occupazione che è quasi 10 volte quella per un impianto di analoga potenza a combustibili fossili.

Dal punto di vista ambientale l'effetto maggiore è legato all'impatto visivo del campo specchi, che tuttavia, nel caso dei sistemi parabolici lineari o Fresnel lineari, ha un ingombro in altezza non superiore ad edifici di alcuni piani: risulta quindi visibile solo da una posizione elevata o, al suolo, da breve distanza. È invece maggiore l'impatto visivo di impianti a torre. L'effetto può essere mitigato con opportuna sistemazione a verde degli spazi all'esterno del campo solare.

I serbatoi per l'accumulo termico possono avere dimensioni notevoli, ma l'impatto visivo può essere limitato mediante collocazione parzialmente interrata.

L'occupazione di suolo è dell'ordine di 1–2 ettari per MW, a seconda del tipo di impianto e della quantità di calore accumulabile. Per esempio l'utilizzo di sistemi a disco parabolico comporta, a parità di potenza, minori ingombri in pianta, ma maggiori ingombri in verticale.

L'utilizzo di acqua negli impianti solari termodinamici è legata al raffreddamento del condensatore del circuito di potenza e al lavaggio periodico degli specchi. Nel primo caso si può avere un riscaldamento locale dei corpi idrici, che va gestito adeguatamente, come ogni scarico idrico, per evitare danni all'ambiente acquatico. Nel secondo caso si possono adottare sistemi di recupero e depurazione delle acque, per limitarne il consumo.

Nel caso di impiego in ambienti aridi si sta diffondendo il sistema di raffreddamento a secco, che a prezzo di un maggiore costo di costruzione e di una limitata riduzione di rendimento, consente una riduzione drastica del consumo d'acqua.

Non si riscontrano effetti significativi degli impianti solari termodinamici sulla fauna selvatica, in particolare non risulta che gli uccelli siano attratti o indotti ad avvicinarsi agli impianti in funzione o a posarsi sulle superfici calde più di quanto avviene normalmente per qualsiasi impianto industriale o edificio.

Episodi di mortalità di uccelli riscontrati inizialmente nei grandi impianti a torre (ad esempio Ivanpah, nel Nevada) sono stati risolti cambiando la strategia di defocalizzazione degli specchi in caso di necessità, non più creando una unica zona di spazio fortemente irraggiato, molto pericolosa, ma più zone.

Dal punto di vista economico gli impianti solari termodinamici, al pari di altre tecnologie rinnovabili, richiedono investimenti concentrati nella fase di costruzione e, al momento, risultano più costosi rispetto, per esempio, al fotovoltaico; ciò dipende soprattutto dalla specificità di ciascun impianto, dalla mancanza di moduli standard e dalle minori dimensioni del mercato. Tuttavia per applicazioni in cui risultano determinanti gli aspetti di regolarità della produzione, richiesta di calore a media o alta temperatura, ibridizzazione con impianti esistenti o integrazione con altre fonti rinnovabili disponibili localmente, le tecnologie solari termodinamiche possono costituire valide alternative ai sistemi più diffusi, come ad esempio il fotovoltaico.

Va in altre parole considerato il “valore” dell’elettricità generata, non semplicemente il suo costo di produzione livellato.

I confronti vanno inoltre fatti sulla base della produzione elettrica (€/MWh) piuttosto che sulla base del costo specifico di costruzione dell’impianto (€/W), in quanto il fattore di carico ottenibile cresce all’aumentare della capacità di accumulo disponibile.

I costi di produzione dell’energia elettrica degli impianti solari termodinamici si attestano attualmente tra i 12 e i 30 c€/kWh, a secondo del livello di irraggiamento solare, dell’ubicazione, della taglia dell’impianto e della tecnologia utilizzata. L’obiettivo di medio periodo per impianti di grandi dimensioni (100–250 MW) è di scendere sotto a 10 c€/kWh.

Per poter utilizzare a pieno le caratteristiche positive delle tecnologie solari termodinamiche occorre individuare specifici contesti caratterizzati da:

- irraggiamento solare non inferiore a 1.500 kWh/m²/anno;
- terreno pianeggiante a destinazione industriale di almeno 1 ettaro per MW da installare;
- domanda locale di calore a media o alta temperatura di almeno 2 MW per MW elettrico da installare;
- disponibilità di biomasse o altre fonti rinnovabili per integrazione;
- eventuale presenza di impianti termoelettrici da ibridizzare;
- sufficiente distanza da aree di pregio paesaggistico e ambientale.

In Italia, oltre all’impianto prototipale di Priolo da 5 MW, ci sono diversi progetti e attività dimostrative e di sviluppo; la Tabella 11 e la Tabella 12 danno un sommario dei più recenti impianti e progetti in Italia.

Diverse aziende italiane inoltre partecipano a realizzazioni in altri Paesi tra cui Egitto, Marocco, Cina, e India. Come già ricordato, recentemente la società italiana ASE ha ottenuto un’importante commessa per l’impianto cinese da 55 MW di Akesai.

Una panoramica sulla diffusione degli impianti CSP nel mondo è riportata in Appendice 1.

Tabella 11 - Sommario dei più recenti impianti e progetti in Italia – Parte I

Impianto/progetto	Proprietario	Tecnologia	Sito	Finalità	Stato	Aziende coinvolte
Archimede	ENEL	Parabolic Trough	Priolo Gargallo (Siracusa)	R&S	Operativo	Archimede Solar Energy, ENEL
Archimede Molten Salt Loop	Archimede Solar Energy, Chiyoda Corp.	Parabolic Trough	Massa Martana (Perugia)	R&S	Operativo	Archimede Solar Energy, Chiyoda Corp.
Campu Giavesu		Parabolic Trough	Cossoine Giave (Sassari)	Commerciale	Progettazione	Archimede Solar Energy, Energogreen Renewables, Chiyoda Corp., SENER
Flumini Mannu		Parabolic Trough	Villasor-Decimoputzu (Cagliari)	Commerciale	Progettazione	Archimede Solar Energy, Energogreen Renewables, Chiyoda Corp., SENER
Gonnosfanadiga-Guspini		Parabolic Trough	Gonnosfanadiga (Medio Campidano)	Commerciale	Progettazione	Archimede Solar Energy, Energogreen Renewables, Chiyoda Corp., SENER
Bonorva	Sunwise Capita	Parabolic Trough	Giave e Bonova (Sassari)	Commerciale	Progettazione	Archimede Solar Energy, Energogreen Renewables, Chiyoda Corp., SENER
Repower Reflex		Parabolic Trough	Gela (Caltanissetta)	Commerciale		Reflex Solar, Archimede Solar Energy
Banzi		Parabolic Trough	Banzi (Potenza)	Commerciale		Teknosolar Italia, Gatanza tech, Archimede Solar Energy
Lentini		Parabolic Trough	Lentini (Siracusa)	Commerciale	Progettazione	Archimede Solar Energy, Energogreen Renewables
Calliope		Linear Fresnel	Trapani			
Zeronovantuno 2		Linear Fresnel	Trapani			
Jacomelli		Linear Fresnel	Trapani			
Porthos		Linear Fresnel	Trapani			
Stromboli Solar		Linear Fresnel	Trapani			
Mazzara		Ricevitore Centrale	Trapani	Commerciale	Sviluppo	
Rende	Falk Renewables	Linear Fresnel	Rende (Cosenza)	Commerciale	Operativo	Falk, Elianto
Ottana	ENAS	Linear Fresnel	Ottana (Nuoro)	R&S	Costruzione	CEIF, SCP-F, Turboden
Archimede	Archimede Srl	Parabolic Trough	Melilli (Siracusa)	Commerciale	Costruzione	Archimede Srl, Turboden
Villacidro	Consorzio Industriale Provinciale Medio Campidano	Linear Fresnel a olio	Villacidro (Medio Campidano)	R&S	Gara	

Tabella 12 - Sommario dei più recenti impianti e progetti in Italia – Parte II

Impianto/progetto	Avvio procedura autorizzativa	Entrata in funzione	Potenza MW	Prod. Elettrica MWh/anno	Area occupata ha	Accumulo	Tipologia sito
Archimede		2010	5 *	~ 9.000	~ 8	Miscela sali fusi ~ 7,5 ore	Area industriale
Archimede Molten Salt Loop		2013	0,35 *		~ 3	Miscela sali fusi ~ 5 ore	Area industriale
Campu Giavesu	2012	n.d.	30	130.000	~ 220	Miscela sali fusi ~ 14 ore	Terreno agricolo
Flumini Mannu	2012	2016	50	~ 215.000	~ 240	Miscela sali fusi ~ 10 ore	Terreno agricolo
Gonnosfanadiga-Guspini	2012	2017	50	~ 188.000	~ 200	Miscela sali fusi ~ 10 ore	Area industriale
Bonova	2014	n.d.	50	~ 195.000	~ 235	Miscela sali fusi ~ 10 ore	
Repower Reflex	2010	n.d.	12	~ 39.000	~ 50		Area industriale
Banzi	2012	n.d.	50	~ 190.000	~ 200	Miscela sali fusi ~ 10 ore	
Lentini	2014	n.d.	50		~ 160		
Calliope	2010	2015	4				
Zeronovantuno 2	2014	2015	4				
Jacomelli	2010	2015	4				
Porthos	2010	2015	4				
Stromboli Solar	2010	2015	4				
Mazzara	2013	2017	50				
Rende		2014	1			Ibridizzato a biomassa	Area industriale
Ottana	2011	2015	0,66	2.000	2	Olio, 2 serbatoi 5 ore	Area industriale
Archimede		2015	0,99		2	Olio, 2 serbatoi 1 ora	Area industriale
Villacidro		2015	0,6		2	Olio, singolo serbatoio termoclino 1,5 ore	Area industriale

Nota: *Potenza equivalente

Fonte: ANEST, CSP World, EurObserv'ER, ENEA

10 Componenti e sistemi sul mercato

La ricerca e sviluppo sulle tecnologie CSP punta a sviluppare componenti e soluzioni impiantistiche in linea con le esigenze di competizione con le altre tecnologie energetiche e già sono disponibili sul mercato prodotti utilizzabili per i nuovi progetti. Vengono esaminati alcuni esempi di questi prodotti sul mercato internazionale.

10.1 Collettori parabolici lineari

I PTC sono sicuramente la tecnologia solare a media temperatura più avanzata, grazie alla maggiore esperienza sia in termini di ricerca che di prodotti industriali commercializzati, soprattutto nella produzione elettrica, ma nella produzione termica a bassa-media temperatura ci sono diversi prodotti interessanti.

Esempi di fornitori di collettori parabolici lineari in commercio

- IT.Collect ha realizzato un concentratore parabolico lineare adatto per installazioni su tetto, di dimensioni e peso estremamente ridotti: i moduli sono lunghi 2 m, larghi 50 cm, e pesano 14,5 kg ciascuno. Hanno fattore di concentrazione pari a 5 e possono raggiungere i 200 °C con acqua o olio come fluido termovettore.
- NEP Solar Pty Ltd commercializza un collettore costituito da moduli lunghi 24 m, con apertura di 1,2 m e alti 1,6 m che può operare alla temperatura massima di 220 °C.
- Solitem GmbH ha realizzato un collettore parabolico lineare di dimensioni 5 x 1,8 m alto 1,5 metri, con fattori di concentrazione da 45 a 60.
- La Sopogy ha realizzato due tipi di concentratori parabolici lineari di ridotte dimensioni. Il primo, per installazioni su tetto, è lungo 2,44 m con apertura di 0,76 m e raggiunge 120 °C; il secondo, adatto per applicazioni industriali, è lungo 3,657 m e ha apertura di 1,524 m, permette di raggiungere 260 °C.
- Trivelliennergia srl, (società italiana di Pavia) ha realizzato un collettore parabolico lineare che permette di raggiungere temperature massime di 300 °C e pressioni fino a 50 bar; le dimensioni del modulo sono 8,2 x 1,25 m con altezza 1,3 m.
- Solarlite GmbH, Riograll Solar SA e SkyFuel Inc producono collettori per operare ad oltre 400 °C, più adatti per la produzione di energia elettrica che per calore di processo o solar heating/cooling.

10.2 Fresnel

Esempi di fornitori sistemi Fresnel

- Solar GmbH, già Mirroxx, commercializza dal 2005 un modello di concentratore Fresnel lineare, chiamato LF-11, capace di raggiungere temperature fino ai 400 °C. con moduli di 11 file di specchi su una superficie lunga 4 metri e larga 8 metri, per un'altezza di 4,5 metri. Il tubo ricevitore è della Schott, il fluido termovettore consigliato è acqua a 16 bar (fino a 200 °C) o olio diatermico fino a 400 °C. Inoltre si può produrre vapore saturo generato direttamente nel collettore fino a 40 bar e 250 °C. La potenza di picco è stimata essere di 500 W/m².
- HelioDynamics Ltd, ha sviluppato tre modelli di collettori Fresnel: uno di dimensioni 6 x 6 m, alto 3,7 m che raggiunge le temperature di 235 °C; il secondo che misura 5,5 x 12 m in piano per 7,4 m di altezza e arriva a 300 °C; il terzo modello, più compatto, misura 6 x 4 m in piano per 2,7 m di altezza, non supera i 120 °C.
- Chromasun Inc, ha sviluppato un collettore Fresnel molto compatto (3,4 x 1,23 m con altezza 0,32 m) che si presenta come un collettore piano, con sistema di specchi e ricevitore contenuti in una scatola di vetro. Ha un rapporto di concentrazione 25 e consente di raggiungere temperature di 220 °C a 40 bar di pressione.
- Tecnologia Solar Concentradora SL, ha da sviluppato un collettore con specchi Fresnel fissi e tubo assorbitore è mobile, con moduli di 5,2 x 8,4 m alti 1 m che raggiungono 200 °C.
- Soltigua produce un collettori lineare di Fresnel di tipo classico, con riflettore secondario sul tubo ricevitore, con lunghezza da 19,3 a 38,8 m, larghezza da 3,5 e altezza 5,2 m, che possono operare fino a 200 °C e 20 bar.

10.3 Disco parabolico

Gli impianti a disco parabolico (dish) hanno avuto alcuni anni fa importanti sviluppi dal punto di vista sperimentale e dimostrativo, ma al momento, almeno in Europa, non risultano iniziative di tipo commerciale su questa tecnologia.

In particolare il progetto Maricopa, che aveva avuto una certa rilevanza, non ha poi avuto seguiti applicativi e lo stock di collettori prodotti è stato successivamente commercializzato da una società cinese, attraverso varie società, in diversi Paesi per iniziative di ricerca e sviluppo, tra cui il già citato progetto OMSOP dell'ENEA.

11 Operatori italiani nel mercato CSP

Anche se gli sviluppi applicativi delle tecnologie CSP in Italia sono rimasti al di sotto delle aspettative e il mercato mondiale è dominato dai grandi gruppi spagnoli, americani e tedeschi, l'industria italiana mantiene un ruolo significativo nella progettazione di impianti e nella produzione di componenti.

Nel campo specifico degli impianti mini CSP l'industria italiana appare particolarmente attiva con l'offerta di prodotti con caratteristiche molto interessanti.

Vengono qui fornite alcune indicazioni sulle principali aziende del settore.

11.1 Archimede Solar Energy

Nel settore della componentistica l'eccellenza italiana è rappresentata da Archimede Solar Energy (ASE), società controllata del Gruppo Angelantoni Industrie e partecipata dalla multinazionale Giapponese Chiyoda Corporation e dal gruppo Saudita Fal Holdings.

Archimede Solar Energy è tra i leader mondiali nella produzione di tubi ricevitori per centrali solari termodinamiche a collettori parabolici lineari.

In particolare Archimede Solar Energy produce su licenza ENEA tubi ricevitori con caratteristiche innovative, come quello di Figura 64; tali tubi sono in grado di operare ad elevate temperature (fino a 580 °C) con tutti i tipi di fluido termovettore impiegati per il funzionamento delle grandi centrali solari termodinamiche oggi in esercizio.



Figura 64 - Tubo ricevitore prodotto da ASE su licenza ENEA

L'azienda ha recentemente ottenuto la fornitura di 32.000 tubi ricevitori solari per un impianto solare termodinamico a collettori parabolici lineari e circuito a sali fusi da 55 MW_e. L'impianto, denominato Akesai Solar Thermal Power Plant, è localizzato nel Qinghai Tibet Plateau, nella contea di Akesai della provincia di Gansu (Cina) e comprende un accumulo termico di 15 ore.

Archimede Solar Energy produce anche tubi ricevitori per le altre tecnologie CSP: impianti a olio termico, ad acqua pressurizzata e a vaporizzazione diretta (Direct Steam Generation).

11.2 ENEL

Tra le aziende italiane che operano nelle tecnologie CSP è presente l'ENEL, che ha a suo tempo (2010) realizzato in collaborazione con l'ENEA l'impianto Archimede, presso la propria omonima centrale elettrica a ciclo combinato di Priolo Gargallo.

Tramite la controllata ENEL GreenPower (ENEL GP) ha successivamente effettuato, sempre in collaborazione con ENEA, la progettazione dell'impianto Archetype, poi non più realizzato. Più recentemente, alla forte presenza nel settore fotovoltaico, ha affiancato alcune realizzazioni nel campo degli impianti CSP.

Nel 2015 ENEL GP ha infatti completato l'installazione di un campo solare a concentrazione nell'ambito del proprio impianto geotermico di Stillwater, presso la località di Fallon in Nevada, USA [37].

L'aspetto innovativo è rappresentato dall'integrazione, a livello di fluido di processo, di un campo solare a concentrazione in un impianto geotermoelettrico già esistente, operante dal 2009. In precedenza lo stesso impianto era stato integrato (a livello di produzione elettrica) anche con un impianto solare fotovoltaico.

In particolare la nuova componente solare termodinamica è costituita da collettori parabolici lineari della Skyfuel (USA) con circuito ad acqua pressurizzata. Tale componente ha il ruolo di aumentare la temperatura del ciclo termico, per incrementarne l'efficienza, ed inoltre di compensare nel tempo la riduzione di potenzialità dell'acquifero. La temperatura finale rimane comunque moderata per cui con 17 MW termici l'impianto, mostrato in Figura 65, produce solo 2 MW elettrici.



Figura 65 - Vista dell'impianto di Stillwater – ENEL GreenPower

Questo impianto rappresenta un esempio proficuo di integrazione tra fonti rinnovabili che potrebbe essere replicato dove si presentano le condizioni di contemporanea disponibilità della risorsa solare e geotermica; in Italia ciò potrebbe verificarsi ad esempio in Campania, anche se non risulta siano stati effettuati finora studi in merito.

11.3 Soltigua

Soltigua è presente nel settore dei concentratori solari di piccola taglia, sia di tipo parabolico lineare, sia di tipo Fresnel lineare, in grado di fornire calore fino a 320 °C.

I collettori Soltigua sono stati utilizzati per un impianto di teleriscaldamento industriale a Forlì, con un campo solare di 2.800 m² ed potenza di picco di 1,4 MW termici.

Inoltre i concentratori Fresnel di Soltigua sono stati scelti per un impianto CSP in Marocco da 1 MW_e, con una superficie captante netta totale di 11.435 m².

Le caratteristiche dei collettori Soltigua sono riportate in Tabella 13 e Tabella 14.

Tabella 13 - Caratteristiche dei collettori parabolici lineari Soltigua

Modello	PTMx-18	PTMx-24	PTMx-30	PTMx-36
Superficie captante m ²	41	54	68	82
Apertura m	2,4	2,4	2,4	2,4
Lunghezza m	23	31	39	47

Tabella 14 - Caratteristiche dei collettori Fresnel lineari Soltigua

Modello	FLT10v-24	FLT10v-36	FLT10v-48	FLT10v-60	FLT10v-72
Superficie di captazione m ²	8,05	8,05	8,05	8,05	8,05
Lunghezza m	25,02	37,35	49,68	62,01	74,34
Potenza termica kW	83	124	166	207	249

I tubi ricevitori sono sottovuoto, possono operare con acqua in pressione fino a 220 °C e 20 bar o olio termico fino a 320 °C.

11.4 CSP-F (gruppo Fera)

CSP-F, società del gruppo FERA (Fabbrica Energie Rinnovabili Alternative), fornisce due linee di collettori solari con tecnologia Fresnel, una per produzione di energia termica (TH) ed una per produzione elettrica (FP).

I collettori CSP-F per produzione termica operano fino a 300 °C, per processi industriali e raffrescamento di edifici; sono idonei per installazione a terra, su tetto o come struttura sopraelevata per parcheggi o zone di passaggio.

I collettori CSP-F TH sono disponibili in cinque versioni, su un modulo base 8,5 x 32 m con altezza di 4,5 m (Figura 66).

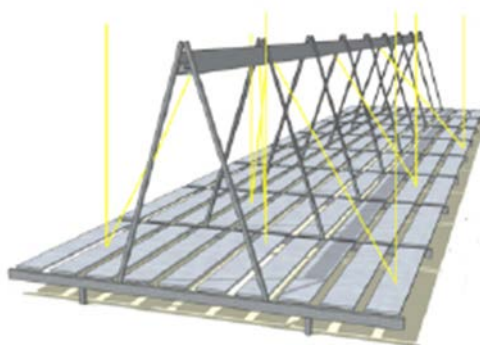


Figura 66 - Modulo base del collettore CSP-F TH

Le caratteristiche dei modelli sono riportate in Tabella 15.

Tabella 15 - Caratteristiche dei collettori CSP-F per applicazioni termiche

Modello	TH 100	TH 200	TH 300	TH 400	TH 400+
Potenza kW	100	200	300	400	450
Numero moduli	1	2	3	4	4,25
Superficie captante m ²	234	468	702	936	995

Il fluido termovettore può essere acqua surriscaldata, vapore o olio termico; la temperatura di uscita va da 110 a 300 °C.

L'efficienza di picco è del 65%.

I collettori solari CSP-F per applicazioni elettriche sono adatti per centrali elettriche solari o ibride e per produzione di vapore per processi industriali. Sono disponibili in sei modelli, su un modulo base 17 x 50 m con altezza 8,5 m. Le caratteristiche sono riportate in Tabella 16.

Tabella 16 - Caratteristiche dei collettori CSP-F per applicazioni elettriche

Modello	FP 145	FP 999	FP 1000	FP 2000	FP3000	FP 5000
Superficie captante m ²	2.300	9.800	13.800	27.600	41.500	49.490
Numero moduli	4	17	24	48	72	90
Produzione annua MWh _t	1.930	8.230	11.590	23.180	34.860	41.570
Generatore di energia	espansore a vite	turbina ORC	turbina ORC	turbina ORC	Turbina ORC	turbina ORC/vapore
Fluidi termovettore	acqua	acqua	olio	olio	olio	acqua/olio

11.5 Trivelli Energia

La soc. Trivelli Energia srl fornisce il sistema di collettori Solar Wing EVO per la produzione di calore industriale e per il raffrescamento solare. I collettori solari a concentrazione possono operare da 80 a 250 °C e possono utilizzare come fluido termovettore acqua in pressione, vapore o olio termico. Viene indicato un tempo di recupero degli investimenti di 3–5 anni e un tasso interno di ritorno (IRR) del 30%.

I collettori sono interamente fabbricati in Italia.

Le parabole dei collettori sono in policarbonato estruso a nido d'ape, con specchi in alluminio rivestito e struttura in alluminio estruso. I tubi ricevitori sono in acciaio inox con rivestimento assorbente e tubo esterno in vetro borosilicato.

Le caratteristiche principali del modulo standard sono riportate in Tabella 17.

Tabella 17 - Caratteristiche dei collettori Trivelli Energia

Superficie di captazione	m ²	8,25
Lunghezza	m	8,24
Apertura	m	1,2
Diametro del tubo ricevitore	mm	22
Efficienza ottica	%	70
Massima temperatura operativa	°C	250
Peso per metro lineare	kg	12
Max veloc. vento in funzionamento	km/h	70
Max veloc. vento in sicurezza	km/h	150
Durata	anni	20

11.6 Ronda High Tech

L'azienda Ronda High Tech di Zanè (VI), sulla base dell'esperienza maturata nello sviluppo di collettori parabolici lineari (PTC) di grandi dimensioni, ha ideato e realizzato un PTC di piccola taglia da utilizzare in impianti solari a media temperatura per la produzione di energia elettrica, calore o freddo.

Un modulo base, mostrato in Figura 67, ha una lunghezza di circa 4 metri e una superficie specchiante di 11,52 m².

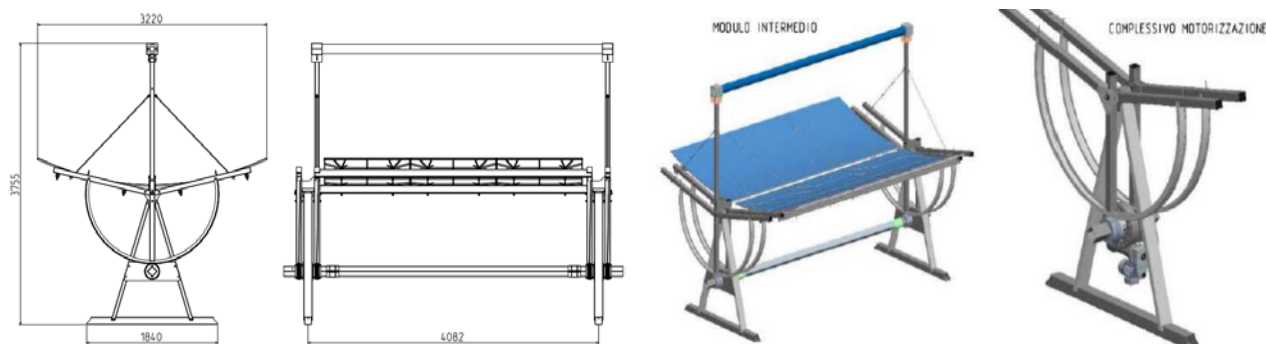


Figura 67 - Modulo base del collettore Ronda HT

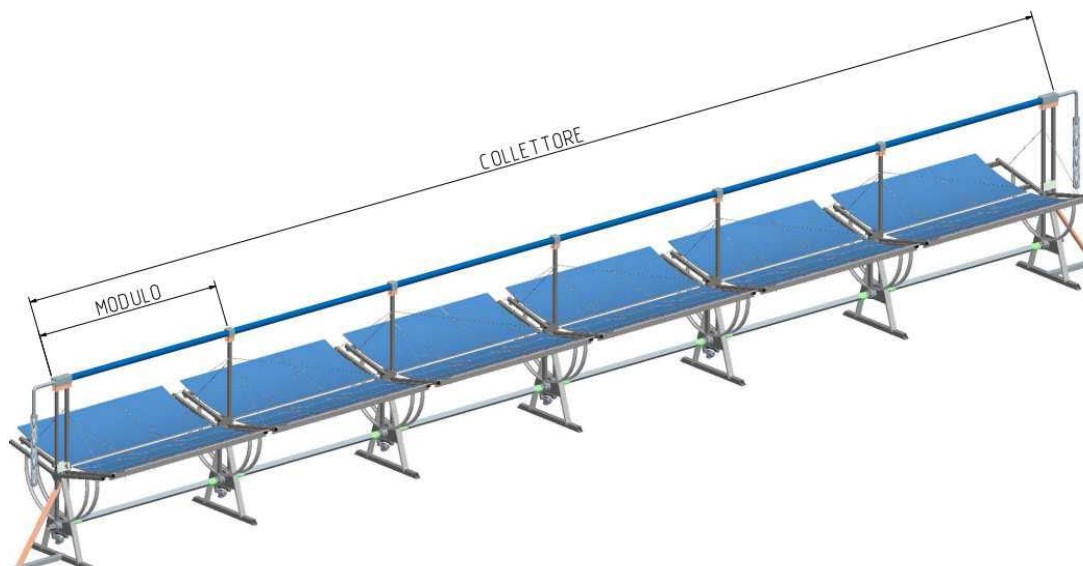


Figura 68 - Collettore standard Ronda HT

Le estremità del collettore terminano con due tubazioni flessibili, per il collegamento alla tubazione fissa del fluido termovettore, e con due controventature di rinforzo. Per assorbire le deformazioni assiali dei tubi ricevitori, ogni 6/8 moduli base è necessario prevedere un compensatore di dilatazione assiale.

Tali moduli vengono utilizzati per comporre un collettore standard di 6 moduli, come quello che si vede in Figura 68. Sono possibili altre configurazioni di minimo 3 e massimo 8 moduli.

Il rendimento ottico del modulo Ronda HT, certificato da ENEA nell'impianto sperimentale di Figura 69, è del 68%.

Nel tubo ricevitore circola olio o glicole, con temperature massime che vanno dai 150 ai 350 °C a seconda del tipo di applicazione (Cooling, Electricity, Steam, Water).



Figura 69 - Impianto sperimentale per la caratterizzazione del modulo base Ronda HT

11.7 Astroflex

L'azienda Astroflex SpA di Collegno (Torino) produce tubi metallici resi flessibili mediante ondulazioni di geometria opportuna, per conciliare la flessibilità con la resistenza alla pressione. Il tubo flessibile Astroflex è in acciaio inossidabile ASTM A 240 TP 321 (AISI 321) e viene realizzato corrugando, con procedimento idraulico, un tubo; questo è a sua volta ottenuto curvando un nastro e saldandolo in continuo con procedimento a microplasma o TIG automatico.

I tubi metallici flessibili trovano applicazione in diversi settori industriali, anche a pressione elevata, con eventuale rinforzo mediante trecce esterne in acciaio inossidabile ASTM A 478 TP 304 (AISI 304) [38]. Negli impianti CSP a collettori parabolici lineari il tubo flessibile consente di collegare le parti fisse dell'impianto ai tubi ricevitori, che seguono la rotazione dei collettori nell'inseguimento solare. Il tubo Astroflex è stato utilizzato per l'impianto PCS della Casaccia (Figura 70) e per l'impianto Archimede.

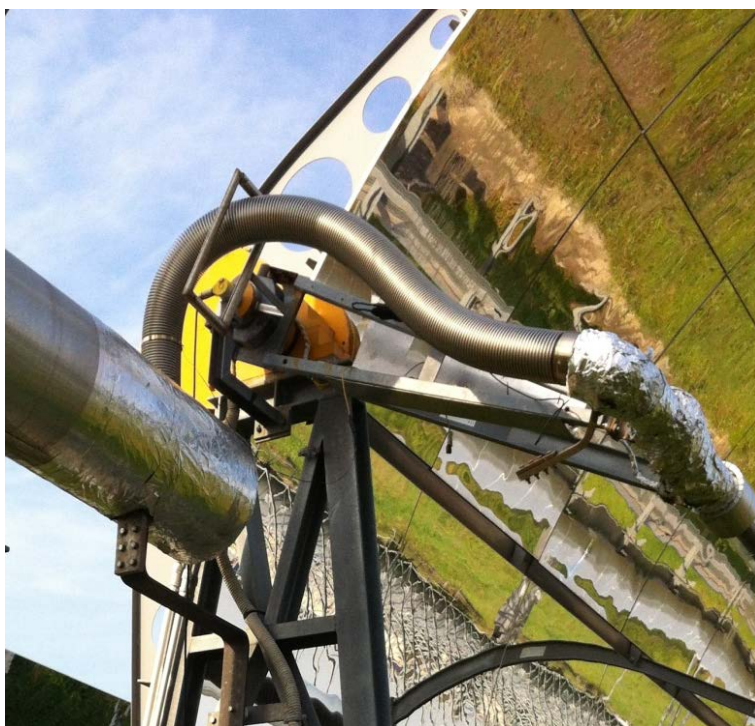


Figura 70 - Applicazione del tubo Astroflex all'impianto PCS della Casaccia

11.8 Meccanotecnica Umbra

Meccanotecnica Umbra, gruppo multinazionale con sede italiana a Campello sul Clitunno (Perugia), è specializzata nella produzione di tenute meccaniche rotanti per il pompaggio di liquidi densi, abrasivi che si trovano ad alta temperatura e alta pressione. Queste tenute trovano impiego nel settore automobilistico, degli elettrodomestici e in diversi altri settori industriali come il chimico, il farmaceutico, l'alimentare, il cartario, il minerario ecc. Le tenute meccaniche rotanti della Meccanotecnica Umbra si caratterizzano per elevate doti di durata e affidabilità [39].

Nel settore degli impianti CSP a collettori parabolici lineari, Meccanotecnica Umbra ha sviluppato, in collaborazione con ENEA, un giunto di tenuta rotante, adatto ad operare con miscele di sali fusi a 550 °C e pressioni fino a 20 bar.

Questo giunto può essere associato al tubo flessibile, per il collegamento tra parte fissa dell'impianto solare e tubo ricevitore, con apposito sistema di rinvio; in tal modo, nelle condizioni di esercizio si riducono gli sforzi di torsione e di flessione sul tubo flessibile e, di conseguenza, si allunga sensibilmente la sua durata.

In Figura 71 è mostrato uno schema di questo giunto che non richiede manutenzione ed è compatibile col sistema di riscaldamento per effetto Joule.

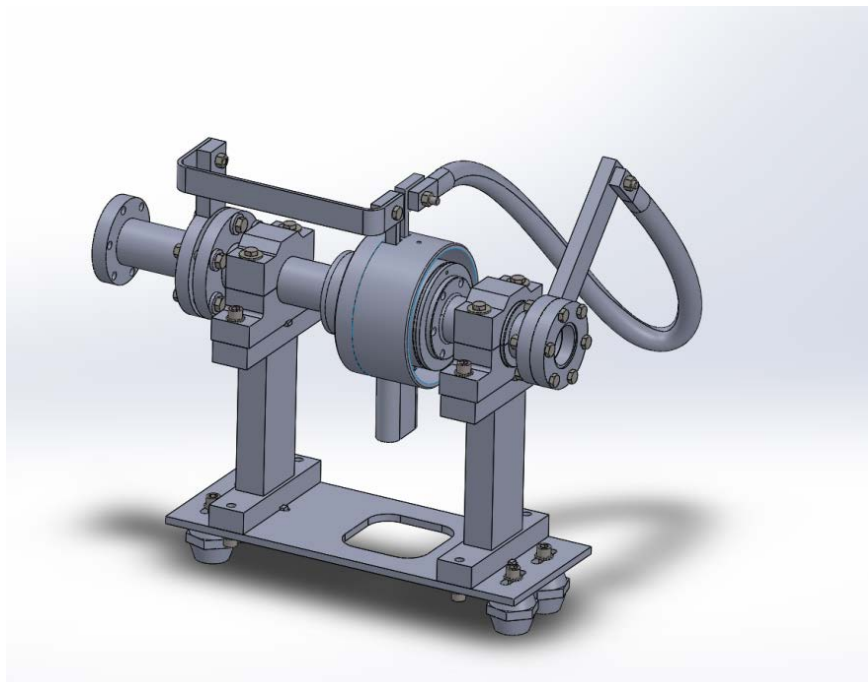


Figura 71 - Schema del giunto rotante

11.9 D.D. Srl

D.D. Srl è una società, fondata nel 1978 e localizzata vicino Udine, specializzata in costruzioni meccaniche di alta precisione quali strutture in acciaio, macchinari, costruzione ed assemblaggio di macchine industriali.

Dal 2002 è impegnata insieme ad ENEA nello sviluppo di sistemi parabolico-lineari di concentrazione della radiazione solare di nuova concezione.

In particolare, ad oggi, è in grado di produrre i due componenti chiave di un concentratore parabolico lineare: il sistema di movimentazione e la struttura metallica del sistema di concentrazione.

Il sistema di movimentazione elettromeccanico (brevetto DD) presenta le caratteristiche riportate nella seguente Tabella 18, mentre la Figura 72 fa vedere l'apparato sperimentale utilizzato per verificare il funzionamento del sistema nelle diverse condizioni operative.

Tabella 18 - Principali caratteristiche del sistema di movimentazione elettromeccanico prodotto da DD

Principali caratteristiche tecniche	
Lunghezza nominale del collettore	100 m
Massimo momento torcente	130 kNm
Momento torcente standard in condizioni operative	27-54 kNm
Tipo di azionamento	motore elettrico trifase con inverter
Velocità di rotazione	0÷0,61 secondi/grado
Massimo tempo per raggiungere la posizione di riposo (180°)	109,8 sec
Assorbimento di energia sotto carico operativo massimo	< 5,5 A
Intervallo di rotazione:	300° nominale ($\pm 150^\circ$)
Precisione sotto carico operativo	< 0,17 mrad;
Cicli di prova al carico operativo	9.100 (> 25-anni di esercizio) ⁽¹⁾

⁽¹⁾ In accordo con le specifiche ENEA



Figura 72 - Collettore DD: apparato per le prove di funzionamento del sistema di movimentazione

I principali vantaggi di questo sistema di movimentazione sono:

- facilità di installazione/smontaggio, facile regolazione e impostazione; intercambiabilità;
- movimento continuo per l'inseguimento del sole (tracking);
- preselezione di passi intermedi di riposizionamento, con rapido ricalcolo e regolazione;
- precisione di posizionamento molto alta;
- consumo di energia molto basso e proporzionale al carico richiesto;
- irreversibilità del movimento, con assenza di sistemi frenanti;
- nessun serbatoio/tubazione in pressione, nessun rischio di perdite di olio;
- manutenzione molto bassa, dispositivo autolubrificato, tenuta completamente ermetica;
- possibilità di determinare con precisione la coppia e i sovraccarichi di lavoro.

La struttura metallica del sistema di concentrazione (brevetto congiunto DD-ENEA) non è semplicemente una costruzione in acciaio saldata. Essa deve anche garantire prestazioni ottiche di alta precisione nelle peggiori condizioni ambientali, inclusi gli effetti della variabilità del vento, l'influenza di sabbia o polvere, l'amplificatore degli effetti dovuti all'usura, le elevate dilatazioni termiche, la manutenzione ecc.

DD e l'ENEA hanno sviluppato una struttura rispondente a concetti di modularità e di industrializzazione, di alta precisione, di facile trasportabilità e con brevi tempi di installazione in cantiere. Le strutture tradizionali sono invece generalmente complesse, pesanti e di non facile gestione durante i lavori di installazione. Inoltre, esse spesso causano problemi conseguenti ai differenti coefficienti di espansione termica tra acciaio e specchio.

Come mostra la Figura 73, la soluzione DD-ENEA si basa su un tubo di supporto principale con nervature sagomate leggere e indipendenti, che sostengono ogni specchio: la struttura diventa più leggera, più flessibile (facile da adattare ai diversi fornitori specchio), può essere prodotta in serie, per ridurre i costi, e può essere facilmente manipolata in cantiere.

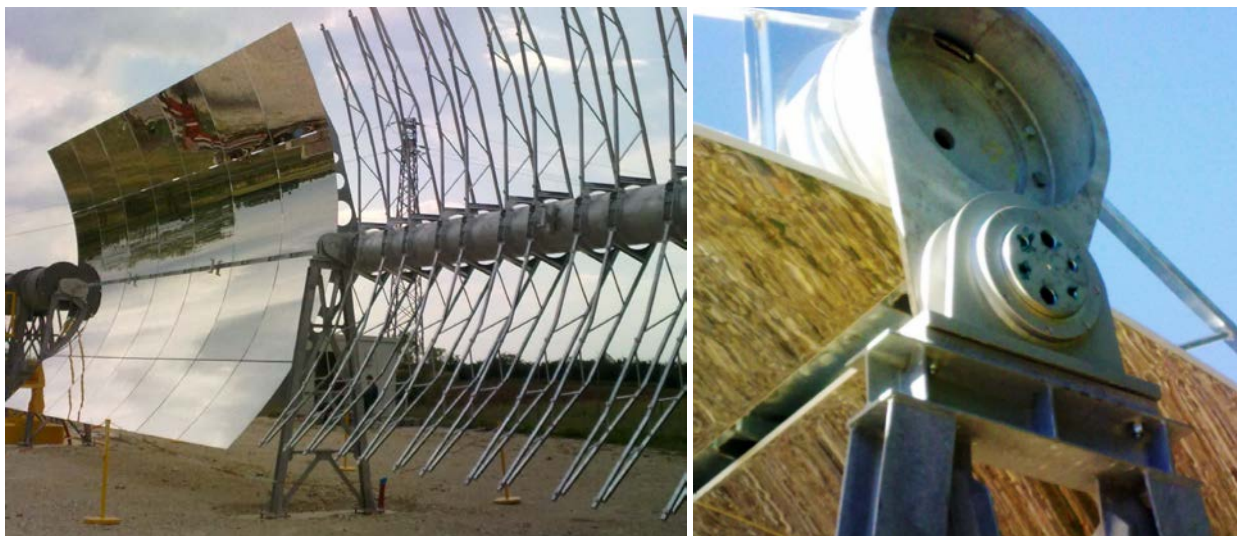


Figura 73 - Collettore DD: struttura metallica e cuscinetti del tubo di torsione

Per garantire le migliori caratteristiche, una lunga durata e bassi costi, la struttura in acciaio della DD-ENEA:

- è stata progettata sulla base di sezioni modulari di 12 m, che possono essere facilmente immagazzinate e trasportate in contenitori e che permettono di semplificare e velocizzare le operazioni in cantiere;
- è stata progettata secondo le principali normative;
- è adattabile ad ogni tipo di specchio e ricevitore presente sul mercato;
- è completamente zincata per garantire una lunga durata nel tempo;
- permette miglioramenti ed aggiornamenti futuri;
- non necessita di aggiustamenti in quanto tutti i punti di connessione sono lavorati e predisposti in officina, evitando ogni regolazione che può causare giochi indesiderati, complicazioni durante i lavori di messa in opera e tempi di installazione più lunghi;
- è prefabbricata in officina, assicurando prestazioni eccezionali e coerenti;
- è dotata di punti di connessione degli specchi regolabili, che permettono differenti dilatazioni del materiale, inoltre i carichi di torsione non vengono trasmessi agli specchi;
- è munita di supporti per il ricevitore che consentono una elevata espansione assiale ed assenza di spostamenti longitudinali.
- monta appositi supporti, brevettato da DD, con attrito quasi nullo (utilizzando sistemi a sfere o a rulli), liberi di compensare i movimenti assiali, sigillati ermeticamente, lubrificati a vita e facili da installare.

11.10 Sarea S.a.g.l.

SAREA S.a.g.l. è una società italo-svizzera che opera nella progettazione e costruzione di campi solari per impianti CSP a sali fusi. In particolare si occupa di [40]:

- verifica degli indici di irraggiamento del sito di installazione, progettazione del campo solare per ottimizzare la produzione energetica;
- progettazione, costruzione ed installazione di collettori solari con tracking idraulico o meccanico eseguiti con lavorazioni di precisione per garantire l'accuratezza di intercettazione;
- commercializzazione ed installazione di tubi flessibili di interconnessione;
- commercializzazione ed installazione di valvole speciali per il settore di applicazione;
- progettazione, costruzione ed installazione di tutto il piping di interconnessione del campo solare con specifica coibentazione;
- pre commissioning e commissioning.

SAREA nasce dalla collaborazione di un gruppo di società che hanno sviluppato e messo in comune le conoscenze relative all'uso dei sali fusi per il solare termodinamico, con il fine di commercializzare i loro prodotti e le loro soluzioni tecniche: RDM, BFR, ASTROFLEX e BELLINO.

Queste società hanno dapprima collaborato con ENEA nello studio, messa a punto e prova di componenti e soluzioni innovative per l'impianto Archimede di Priolo Gargallo (concentratori, valvole speciali, ...). Quindi, hanno sfruttato tali conoscenze per realizzare l'impianto dimostrativo CSP (6 collettori), presso la sede di ASE a Massa Martana (PG), del quale la Figura 74 mostra alcuni componenti forniti.



Figura 74 - CSP SAREA: collettore lineare, valvole per sali fusi e tubazioni flessibili presso l'impianto ASE

Lo stesso anno (2015) SAREA ha realizzato un impianto dimostrativo CSP da 8 collettori presso Akesai (Cina) e si è proposta come realizzatrice per diversi progetti sia in Italia che in Egitto.

11.11 Reflex

La Reflex SpA [41] fa parte di un gruppo di aziende, tra cui la Società Vetraria Biancadese, che produce specchi sin dal 1958.

Reflex ha sviluppato una nuova generazione di specchi ultrasottili per pannelli parabolici riflettenti aventi una durabilità stimata oltre i 20 anni. Lo specchio viene fissato meccanicamente al supporto in SMC con un sistema brevettato.

Gli specchi vengono utilizzati in impianti CSP a sali fusi e permettono di concentrare al massimo l'energia solare nel tubo ricevitore, portando i sali fusi alla temperatura di 550 °C. Gli specchi, temperati chimicamente, hanno al massimo 1 mm di spessore, il che consente un maggiore rendimento rispetto agli specchi tradizionali da 4 mm.

Nel dettaglio, i motivi per cui è stato scelto lo specchio da 1 mm di spessore con supporto in SMC sono:

- massima concentrazione solare;
- maggiore riflettanza (95,2%);
- maggiore resistenza allo strappo (4.700 N per venti superiori a 150 km/h);
- maggiore durabilità (stimata oltre i 20 anni);
- resistenza all'abrasione (è protetto dal pannello in SMC);
- facilità di sostituzione (in caso di rottura lo specchio non si separa dal supporto in SMC).

Altre caratteristiche tecniche del pannello:

- larghezza 1.200 mm;
- lunghezza (sviluppato in piano) 1.600 mm;
- spessore 29 mm;
- efficienza ottica 99,5%;
- deviazione dal profilo della parabola <1,5 mrad RMS;
- peso ridotto a 18,5 kg;
- punti di fissaggio 6xM8;
- sistema di fissaggio meccanico dello specchio al supporto in SMC;
- possibilità di sostituire il solo vetro per un'eventuale manutenzione.

Dati delle prestazioni ottiche rilevati presso il DLR di Colonia.

11.12 Struttura Informatica

Struttura Informatica [42] opera nel settore della modellistica da tanti anni ed ha maturato un'esperienza notevole in tutti i settori di produzione dell'energia elettrica.

Struttura Informatica fornisce un'assistenza completa per:

- ambienti di simulazione;
- modellistica;
- consulenza.

Nel campo degli ambienti di simulazione, Struttura Informatica ha sviluppato Isaac Dynamics, una piattaforma software progettata per lo studio e la simulazione di svariate tipologie di impianto e di processi industriali. Permette anche di analizzare e verificare procedure di regolazione e di *tuning*, fino ad arrivare alla realizzazione di simulatori di addestramento del personale con la replica delle MMI presenti sull'impianto reale.

La Figura 75 fa vedere l'interfaccia grafica di questa piattaforma.

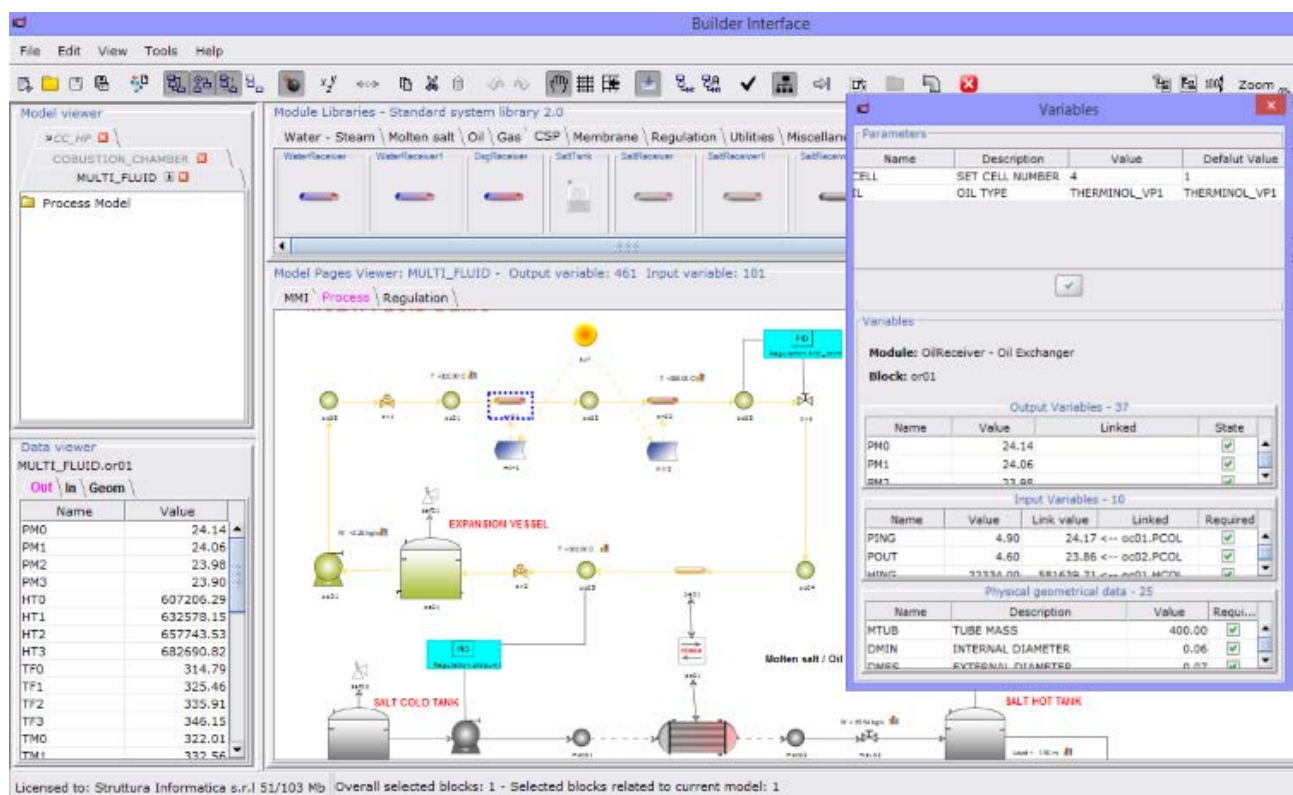


Figura 75 - Interfaccia grafica di Isaac Dynamics

Il solutore è stato concepito nativamente dinamico: la simulazione di un processo si esegue a partire da uno stato fisico del sistema in essere che evolve nel tempo. Lo stato stazionario di un sistema si raggiunge quando tutte le grandezze fisiche non variano più entro un intervallo sensibile.

Grazie alla sua modularità è inoltre possibile non solo utilizzare le librerie di moduli di sistema fornite con l'ambiente di simulazione, ma anche sviluppare proprie librerie in modo semplice e accurato. Sfruttando questa possibilità di implementare moduli ad hoc, che rappresentino componenti di qualsivoglia forma e natura, è utilizzabile in molti campi di applicazione.

Isaac Dynamics è stato utilizzato da ENEA per la realizzazione di un simulatore completo di un impianto solare a concentrazione a sali fusi da 10 MW, utilizzato per la redazione di vari rapporti pubblicati nella collana delle Conferenze SolarPACES (si veda ad esempio [43]). Prerogativa dell'ambiente Isaac Dynamics finalizzata all'applicazione nel controllo di processo è la possibilità di agire interattivamente (ad esempio modulando una valvola o la velocità di una pompa) nel corso della simulazione.

Nel settore solare termodinamico Isaac Dynamics è utilizzato, oltre che da ENEA, da General Electric e Alstom Power Inc.

12 Valutazioni economiche

Quando si deve decidere la costruzione un impianto CSP per la produzione energetica, è di fondamentale importanza la sua valutazione economica di massima, che viene fatta nell'ambito dello studio di fattibilità. Solo grazie ad essa si può infatti capire se l'impianto proposto sta per diventare competitivo, sul libero mercato, con quelli già in esercizio, oppure è ancora lontano dalla maturità commerciale.

Poiché le tecnologie CSP, che sono state passate in rassegna nei precedenti capitoli, hanno raggiunto ormai un livello di maturità industriale più o meno elevato, in tutti i Paesi industrialmente avanzati sono state previste, con diverse modalità, incentivazioni economiche volte a favorire un rapido sviluppo delle tipologie più promettenti, onde ridurre i tempi di avvicinamento alla fase di maturità commerciale. Così, nell'ambito dello studio di fattibilità di un impianto CSP, la valutazione economica deve anche tener conto delle diverse modalità con le quali è attualmente incentivato e della durata temporale di ciascun incentivo. Ciò al fine di stabilire se l'esborso complessivo, richiesto per la sua costruzione e la successiva gestione durante la fase produttiva, viene remunerato nel tempo in maniera adeguata.

Pertanto la valutazione dell'economicità di un impianto da costruire, e la conseguente stima della redditività da esso attesa, richiede una corretta quantificazione di tutte le entrate e le uscite che si verificano durante la sua costruzione ed esercizio; vale infatti il principio generale che un impianto di produzione energetica è economicamente conveniente solo se, nel complesso, i ricavi da esso ottenibili sono maggiori dei costi richiesti (al netto degli eventuali contributi concessi).

Inoltre la corretta valutazione della redditività e della fattibilità di una iniziativa proposta comporta un'analisi di sensitività del risultato economico finale alle variazioni delle grandezze che lo influenzano maggiormente, secondo diversi possibili scenari riguardanti la loro evoluzione futura.

Per facilitare l'analisi del risultato economico finale, vengono definiti e calcolati opportuni indicatori economici di riferimento e di controllo. Dal loro valore, che dipende ovviamente anche dai margini di variabilità con i quali sono note le diverse voci d'entrata ed uscita, è possibile stabilire in maniera oggettiva la validità economica-reddituale di una iniziativa proposta, come pure individuare, fra diverse iniziative proposte tra loro alternative, la più conveniente.

Non bisogna però dimenticare che gli indicatori economici, per come sono definiti, descrivono soltanto alcuni aspetti del problema e la loro valutazione, per una iniziativa proposta, rappresenta solo una prima fase dell'analisi economica complessiva, richiesta nel corso del processo decisionale. I loro valori infatti dipendono molto dalle iniziali assunzioni che stanno alla base dello studio di fattibilità e che potrebbero rivelarsi poco realistiche ad un successivo esame più accurato ed approfondito.

Di conseguenza, nell'analisi economica preliminare di una iniziativa proposta, è necessario che si ottengano, nel complesso, buoni valori per gli indicatori economici di riferimento e controllo, ma ciò non è sufficiente ad assicurarne l'effettivo successo economico. Va poi tenuto presente che nel processo decisionale spesso possono prevalere criteri di scelta diversi da quelli della esclusiva convenienza economica, quali ad esempio: la diversificazione delle fonti energetiche primarie, la riduzione della dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento energetico, la riduzione dell'impatto ambientale dagli impianti di produzione, l'incremento dei posti di lavoro, l'opportunità di sostenere l'industria nazionale in un settore ritenuto strategico, la volontà di far crescere le competenze per favorire la competitività del settore a livello internazionale.

Nel seguito vengono fornite alcune informazioni riguardo al costo di costruzione e al costo unitario di produzione per alcune tipologie di impianti CSP mentre, per quanto riguarda le incentivazioni previste dalla normativa italiana, si rimanda all'Appendice 2.

Viene inoltre descritto sommariamente il sistema di calcolo finalizzato all'analisi della fattibilità economica preliminare degli impianti di produzione energetica (FELIPE), messo a punto all'ENEA, e sono mostrati alcuni risultati da esso ottenuti.

Si ricorda che il sistema di calcolo FELIPE è soggetto a *copyright*, essendo stato oggetto di brevetto depositato presso la SIAE, ed è consultabile nella banca dati Brevetti ENEA.

12.1 Costi di costruzione

I costi di costruzione degli impianti solari termodinamici per produzione elettrica non sono di facile valutazione. Trattandosi generalmente di impianti di grandi dimensioni, che comportano investimenti che possono arrivare ai miliardi di euro, le notizie in merito sono spesso confidenziali; a volte ciò che viene comunicato non è realistico.

È fuori dubbio che i costi sono consolidati solo in mercati dove c'è un portafoglio di installazioni abbastanza ampio (ad esempio negli Stati Uniti o in Spagna); in ogni caso è necessario effettuare delle valutazioni specifiche tramite gare opportune. Comunque, anche se tali costi attualmente non sono competitivi con quelli dei tradizionali impianti di produzione, si ha la ragionevole certezza che sono destinati a scendere nel tempo, al crescere della potenza cumulativa installata per le diverse tipologie di impianti.

Poiché un impianto solare termodinamico può essere realizzato in vari modi (con o senza accumulo e nel secondo caso con diversi dimensionamenti sia del sistema di accumulo che del campo solare, aspetti che influiscono sui costi di investimento ma anche sulla produzione attesa) in realtà il riferimento al puro costo specifico di investimento può essere fuorviante e comunque fornisce un ventaglio di (min. / max.) e non un valore univoco. Stime di alcuni anni fa, su possibili riduzioni del costo di investimento (CAPEX) entro il 2022, indicavano valori tra 2,5 e 8 M€/MW per un impianto parabolico lineare e tra 3 e 6,3 M€/MW per un impianto a torre solare, senza e con accumulo termico.

In realtà, almeno per impianti dedicati alla produzione elettrica, la stragrande maggioranza dei progetti recenti prevede comunque la presenza di un sistema di accumulo termico. I dati più recenti, pubblicati in [3] e [44] e relativi al “mercato internazionale” in una prospettiva che si estende dal 2013 al 2050, sono riportati in Tabella 19. I costi sono espressi in M€/MW (riferiti rispettivamente al 2015 e al 2013); non è specificato il dimensionamento del sistema di accumulo.

Tabella 19 - Valutazione del CAPEX in due studi recenti

Anno	Costo di investimento (CAPEX) in M€/MW						
	2013/2015	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Studio [44] (2014) ipotesi “Bassa”	4,1	3,3		3,0		2,8	2,6
Studio [44] (2014) ipotesi “Media”	5,6	4,5		3,8		3,5	3,4
Studio [44] (2014) ipotesi “Alta”	6,9	6,0		5,0		4,5	4,0
Studio [3] (2016)	4,3	3,5	3,04	2,81	2,66		

È evidente che non solo l'aggiornamento dei dati ma anche gli interessi delle parti in causa influiscono sui valori, soprattutto nella prospettiva di lungo termine.

Sempre recentemente, sono stati pubblicati i costi di investimento di due impianti significativi attualmente in costruzione (Noor II e Noor III) facenti parte del complesso di Ouarzazate in Marocco, realizzati da ACWA Power [45].

Si tratta di un impianto da 200 MW, a collettori parabolici con olio come fluido termovettore e accumulo a sali fusi da 7 ore (Noor II), e di una Torre Solare da 150 MW, con accumulo a sali da 8 ore (Noor III).

Il CAPEX è dell'ordine di 5,5 M\$/MW e 5,75 M\$/MW rispettivamente per Noor II e Noor III, ovvero dell'ordine di 4,8- 5,05 M€/MW al cambio attuale.

Relativamente alla ripartizione dei costi fra le diverse voci principali di impianto, questa è riportata in Tabella 20, valutata da uno studio IRENA del 2012 [46].

Tabella 20 - Ripartizione percentuale del costo di investimento

Sito	Terreno	3,1	17,2
	Preparazione del sito e infrastrutture	5,8	
	Strutture metalliche	2,5	
	Tubazioni	1,8	
	Installazioni elettriche	4,0	
Campo solare	Collettori solari	6,4	38,5
	Tubi ricevitori	7,1	
	Strutture metalliche	10,7	
	Piloni	1,1	
	Fondazioni	2,1	
	Movimentazione collettori	0,4	
	Flessibili	0,7	
	Circuito termovettore	5,4	
	Fluido termovettore	2,1	
	Strumentazione e controlli	2,5	
Accumulo termico	Sali	5,1	10,5
	Serbatoi	1,8	
	Coibentazioni	0,2	
	Fondazioni	0,6	
	Scambiatori di calore	1,4	
	Pompe	0,4	
	Accessori	1,0	
Parte convenzionale	Gruppo di potenza	5,7	14,3
	Accessori	5,7	
	Interfaccia rete	2,9	
Spese generali	Progettazione	2,9	19,5
	Direzione lavori	7,7	
	Finanziamento	6,0	
	Imprevisti	2,9	
Totale		100	

Lo studio di fattibilità per un impianto CSP di produzione elettrica, da costruire in Cina con la tecnologia ENEA dei collettori parabolici lineari e dotato di accumulo termico, ha fornito un costo di costruzione intorno a 5,9 M€/MW [47][38]. L'impianto ha una potenza di 55 MW e dovrebbe essere il primo di una serie di impianti solari che la Compagnia JINFAN Power intende costruire nella Provincia di Gansu.

Nello studio di fattibilità [48] è stata invece fatta la stima del costo di costruzione per un impianto ibrido (solare biomassa) di produzione elettrica, da localizzare in Sardegna. L'impianto, con campo solare a collettori parabolici lineari, dotato di accumulo termico e integrato con una caldaia a biomassa, ha una potenza complessiva di 2,7 MW; lo schema concettuale dell'impianto è quello di Figura 76.

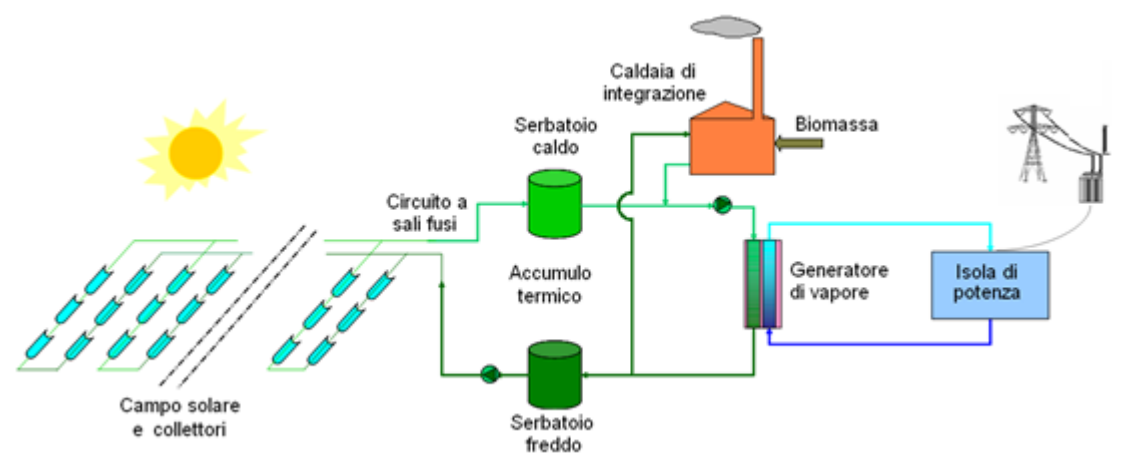


Figura 76 - Schema concettuale dell'impianto ibrido solare-biomassa

Il suo costo di costruzione è stato stimato pari a 11,6 M€ e in Figura 77 è mostrato il grafico a torta per la ripartizione percentuale del costo tra le principali voci che sono state prese in esame.

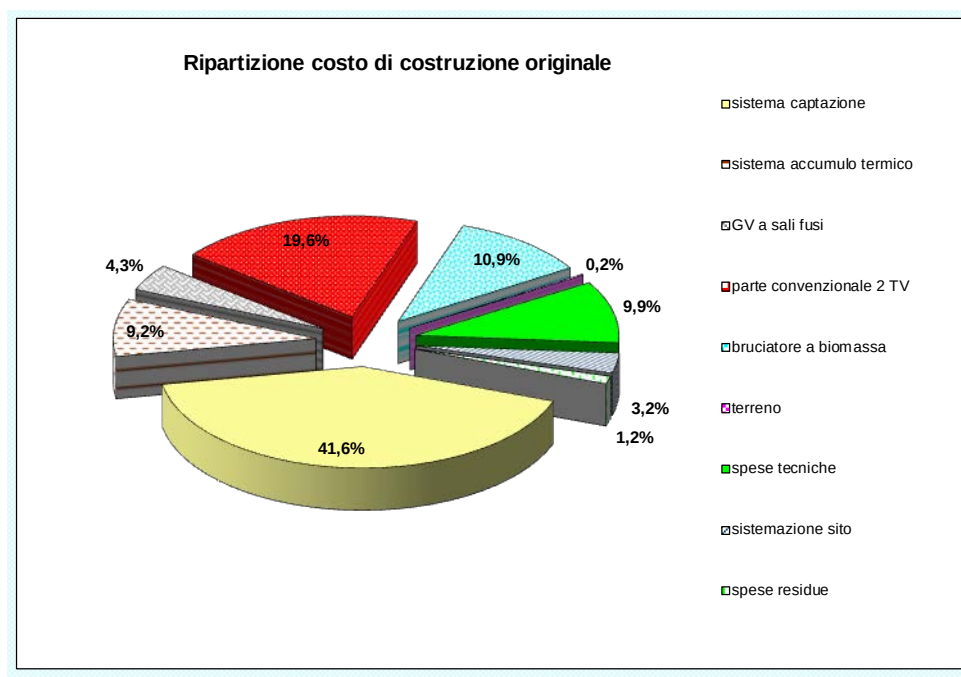


Figura 77 - Ripartizione percentuale del costo di costruzione tra le voci principali

Riferendosi in particolare alla situazione italiana, tenuto conto della relativa scarsa esperienza commerciale attuale si possono quindi ipotizzare valori relativamente elevati nell'immediato, che dovrebbero però allinearsi, nel medio/lungo termine, a quelli (in M€/MW) di Tabella 21. Tali valori sono stati ottenuti da una valutazione "ragionevole", non una elaborazione formale, mediando i valori riportati negli studi citati, [3] e [44], nell'ipotesi di due "tipologie" di impianto.

Tabella 21 - Valutazione del CAPEX per la situazione italiana

Anno	2015	2020	2030	2040
50 MW – 6 h	5,6	4,5	3,3	2,95
50 MW – 12 h	6,5	5,2	3,8	3,4

Per finire, è degno di nota che, nel caso di sola produzione di calore a temperature relativamente basse e a tecnologia “consolidata” (ovvero produzione in serie di un numero notevole di esemplari), i costi specifici possono essere notevolmente inferiori.

Ad esempio, l’impianto per il recupero di greggio in pozzi petroliferi (EOR – Enhanced Oil Recovery) già citato al paragrafo 4.3, il progetto Miraah, per il campo petrolifero di Amal West della Petroleum Development Oman (PDO), presenta un costo di investimento estremamente contenuto, pari a 600 milioni di dollari, ovvero 0,6 \$ per watt termico. Risultato certo conseguibile grazie alla particolare tecnologia sviluppata dalla società GlassPoint e dal fatto che si tratta di un progetto da 1 GW totale, che prevede quindi una produzione in grande serie dei collettori, ma che segnala il notevole potenziale di riduzione dei costi conseguibile per impianti prodotti su scala industriale.

12.2 Costi unitari di produzione

Negli impianti di multigenerazione la valutazione dei costi unitari di produzione delle energie fornite alle utenze è di estrema importanza. Tali costi infatti sintetizzano, meglio di qualunque altra grandezza, le prestazioni dell’impianto dal punto di vista economico. Il costo unitario delle varie produzioni energetiche, per la tipologia d’impianto in esame, rende quindi possibile un confronto con quello medio degli impianti convenzionali a combustibili fossili; ciò permette di verificare se tale tipologia ha raggiunto o è prossima allo stadio di maturità commerciale.

Tramite i costi unitari di produzione si possono anche fare valutazioni economiche preliminari su progetti innovativi di impianti, tesi a migliorarne le prestazioni; in tal modo c’è anche la possibilità di individuare, tra più configurazioni possibili, quella che minimizza tali costi unitari.

Nel sistema di calcolo FELIPE, i costi che incidono sulla produzione di un impianto di generazione sono suddivisi secondo le consuete tre voci componenti:

- costo di costruzione;
- costo di esercizio e manutenzione;
- costo dei combustibili.

Ad esse va però aggiunta una quarta voce *costo delle esternalità*, per tener conto del complessivo impatto negativo che la produzione energetica ha sull’ambiente e sulla collettività. Fino a poco più di un decennio fa, questa voce non veniva presa in alcuna considerazione nella valutazione dei costi di produzione, poiché l’esercente non aveva alcun obbligo di risarcimento dei danni, diretti e indiretti, provocati dal funzionamento dell’impianto. Tuttavia già da diversi anni ha cominciato a farsi strada il principio che deve essere posto un limite alle emissioni inquinanti rilasciate da ciascun impianto; oltre questo limite, il gestore deve pagare una penale proporzionale all’entità del suo superamento, a titolo di parziale risarcimento della collettività per il danno arrecato.

Pertanto gli effetti, provocati all’esterno da un impianto di generazione, cominciano a riflettersi economicamente sui costi di produzione ed è previsto che, in un prossimo futuro, avranno un’incidenza crescente. Quindi le “esternalità”, col loro progressivo trasferimento sui costi di produzione, potrebbero sensibilmente modificare la scala di preferibilità delle varie fonti energetiche primarie e le conseguenti scelte tra le diverse tipologie impiantistiche.

I metodi per calcolare il costo unitario delle produzioni energetiche sono sostanzialmente due:

- metodo del *costo annuo*, nel quale, alla data attuale, si determinano prima le spese sostenute annualmente per gli oneri relativi al costo di costruzione dell'impianto (ridotto del contributo a fondo perduto se concesso), per l'esercizio e manutenzione, per i combustibili e per le eventuali esternalità, poi si ripartiscono sulle diverse produzioni energetiche medie annue cedute alle utenze o immesse in rete;
- metodo del *valore attuale netto*, nel quale tutte le entrate e le uscite nel corso dell'intera vita dell'impianto, una volta riportate alla data attuale, vengono sommate algebricamente e, imponendo l'azzeramento del risultato (ovvero la compensazione attualizzata delle spese con i ricavi, senza alcun ulteriore margine di profitto), si fa in modo che il prezzo unitario di vendita di ciascuna energia utile vada a coincidere col suo *costo unitario medio livellato* di produzione.

In entrambi i metodi, il calcolo può essere eseguito sia a preventivo che a consuntivo, per un impianto in esercizio; se invece l'impianto deve ancora essere costruito, la valutazione va fatta a preventivo, tenendo conto, se possibile, delle informazioni ricavabili dai dati a consuntivo di impianti analoghi. Va tuttavia fatto presente che non sempre è agevole conoscere con sufficiente approssimazione tutte le entrate e le uscite annuali durante la costruzione e l'esercizio di un impianto, tenendo pure conto delle imposte da pagare; inoltre difficilmente le voci di spesa e di ricavo variano con la stessa dinamica dell'inflazione.

In FELIPE i costi unitari di produzione vengono calcolati, alla data attuale, col più semplice ma meno preciso metodo del costo annuo. Tale metodo è anche detto della *formula binomia* poiché di solito considera separatamente le spese annue indipendenti dalle produzioni (*spese fisse*), associate agli oneri del costo di costruzione oltre che all'esercizio e manutenzione (o alla sua parte preponderante), e quelle dipendenti da esse (*spese variabili*), associate al consumo dei combustibili, alle esternalità ed eventualmente ad una quota parte dell'esercizio e manutenzione.

Va pure evidenziato che, quando l'impianto è di *produzione combinata* o di *multigenerazione* e non varia apprezzabilmente nel tempo il rapporto tra le diverse potenze erogate contemporaneamente alle utenze, la valutazione dei costi unitari delle energie utili cedute non è immediata. Per definire i costi unitari in modo univoco, in FELIPE si fa riferimento all'energia termica annua che sarebbe richiesta per la produzione separata dell'energia elettrica ed eventualmente di quella frigorifera. Si considera quindi l'impianto, di produzione combinata o di multigenerazione, equivalente a tre impianti che, contemporaneamente, convertono l'energia termica fornita da un'unica caldaia alimentata con combustibili (in realtà due impianti poiché la fornitura alle utenze termiche è diretta), secondo lo schema di Figura 78.

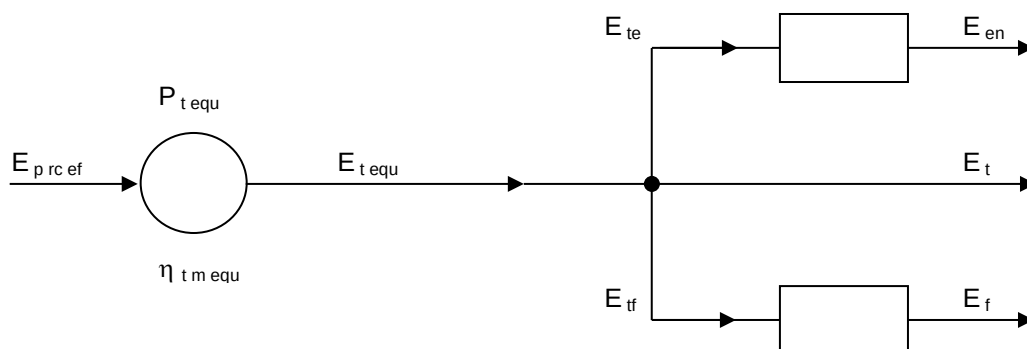


Figura 78 - Schema equivalente dell'impianto di produzione combinata

Questa procedura di calcolo dei costi unitari va bene finché il rapporto tra le diverse potenze erogate subisce piccole variazioni nel corso dell'anno. Se al contrario dovessero esserci notevoli mutamenti nella conduzione dell'impianto, fino al venir meno di qualche produzione in alcuni periodi dell'anno (ad esempio la termica nel periodo estivo o la frigorifera in quello invernale), per poter utilizzare ancora il procedimento descritto deve essere possibile suddividere il funzionamento annuale in più periodi caratteristici, nei quali rimane pressoché costante il rapporto tra le produzioni energetiche (che in qualche periodo potrebbero anche ridursi ad una sola).

Ovviamente, per ottenere una corretta valutazione dei costi unitari in ognuno di questi periodi, deve anche essere possibile quantificare le relative spese per ciascuna delle quattro voci, in particolare per quella dei combustibili. È chiaro altresì che la stessa produzione energetica può avere in tal caso costi unitari diversi nel corso dell'anno, al variare dell'assetto produttivo dell'impianto [49].

Nel caso di impianti CSP di sola produzione elettrica, i valori che si ottengono per il costo livellato dell'energia (LCOE) dipendono fortemente sia dall'irraggiamento solare medio annuo del sito che dall'utilizzo di sistemi di accumulo energetico. Ad oggi, volendo dare qualche dato numerico, il LCOE di un impianto CSP varia tra 75 e 360 €/MWh per le tecnologie a sistemi parabolici lineari e a torre solare, con e senza accumulo termico, in due principali aree di mercato (Spagna, Stati Uniti e Australia - Cina e India).

Le stime sulle possibili riduzioni di costo per un impianto parabolico lineare con accumulo indicano un intervallo compreso tra 90 e 110 €/MWh entro il 2022.

Per l'impianto dello studio di fattibilità [48], avente una potenza elettrica lorda complessiva di 2,7 MW, tramite FELIPE si è ottenuto il costo unitario riportato in Tabella 22, suddiviso tra le varie voci di costo.

Tabella 22 - Costo unitario di produzione dell'impianto ibrido solare-biomassa

VOCE DI COSTO	Costo annuo (10 ³ €)	Incidenza sulla produzione unitaria		
		termica (c€/kWh _t)	frigorifera (c€/kWh _f)	elettrica (c€/kWh _e)
AMMORTAMENTO IMPIANTO	1.487	0,0	0,0	15,1
ESERCIZIO E MANUTENZIONE	368	0,0	0,0	3,7
COMBUSTIBILE	109	0,0	0,0	1,1
ESTERNALITÀ	0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	1.964	0,0	0,0	20,0

12.3 Il sistema di calcolo FELIPE

Il sistema di calcolo FELIPE, messo a punto all'interno dell'ENEA, consente una rapida analisi della fattibilità economica preliminare degli impianti di produzione energetica (da cui deriva l'acronimo), con riferimento alla normativa italiana. È quindi evidente che, analizzando lo stesso impianto di produzione con un altro programma di calcolo, sviluppato in un diverso contesto normativo, i risultati dell'analisi economica possono differire in modo più o meno consistente.

La versione iniziale di FELIPE risale alla primavera del 2001, quasi in concomitanza con l'avvio all'ENEA del Progetto Solare Termodinamico. Le successive versioni hanno cercato di ampliare sempre più il suo campo di utilizzo e, allo stesso tempo, di ottenere valutazioni economiche con maggiori dettagli, man mano che si andavano meglio delineando le tipologie d'impianto da prendere in esame nell'ambito del Progetto Solare. Inoltre, dovendo tener conto di tutte le possibili incentivazioni per questi impianti, è stato continuamente adeguato all'evoluzione della normativa nazionale.

Attualmente il sistema di calcolo FELIPE consente di fare l'analisi economica per qualunque impianto di conversione energetica (anche trigenerativo), sia convenzionale che non, indipendentemente dalla fonte energetica primaria impiegata e dalla sua potenza nominale. L'impianto non convenzionale può anche essere integrato in uno di tipo convenzionale, essere dotato di un sistema d'accumulo (termico o elettrico) di capacità più o meno grande e/o di una caldaia d'integrazione a combustibile commerciale e/o rinnovabile.

L'analisi economica può essere fatta a tre diversi livelli di dettaglio, selezionando dal menù di partenza (mostrato in Figura 79) il relativo programma sottostante in Excel: il livello di dettaglio è crescente passando da "Valutazioni continuo" a "Valutazioni intermittente" fino a "Calcolo". In tal modo l'operatore ha la possibilità di scegliere con quale livello di dettaglio effettuare l'analisi economica preliminare di un impianto.

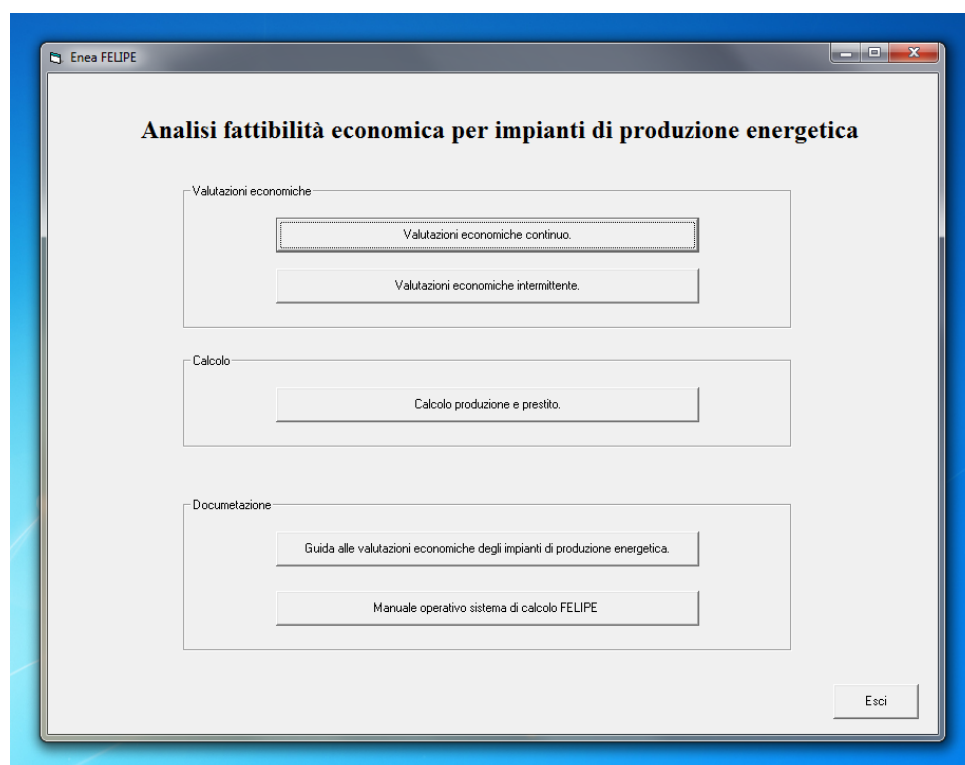


Figura 79 - Menù di partenza del sistema FELIPE

Questi tre sottoprogrammi, partendo dai dati sui costi (sia di costruzione sia di esercizio) e dai dati sulle produzioni energetiche dell'impianto oltre che da altri parametri tecnico-economici, arrivano a calcolare alcuni indicatori economici (VAN, Tasso di rendimento interno, Tempo di recupero, Costi unitari di produzione ecc.), mediante i quali esaminare la fattibilità di un'iniziativa proposta o l'economicità di un impianto in esercizio.

Nell'analisi economica è possibile includere sia gli incentivi alle produzioni sia le esternalità gravanti sulle emissioni dell'impianto. Il sottoprogramma "Calcolo" tiene pure conto di eventuali contributi a fondo perduto sul costo di costruzione, che in parte può essere coperto in tal caso anche con ricorso al prestito sul mercato finanziario. Inoltre consente un'analisi più dettagliata, rispetto a quella che si può fare con i sottoprogrammi "Valutazioni", in quanto considera l'imposizione sui ricavi annui e le agevolazioni fiscali concesse, con riferimento alla normativa italiana.

Indipendentemente dal livello di dettaglio col quale viene condotta l'analisi, è possibile modificare l'entità degli incentivi e delle altre voci d'entrata, nonché delle esternalità e delle altre voci di uscita, per valutare, in modo parametrico, la loro incidenza sul risultato economico finale. Nel sottoprogramma "Calcolo" tali possibilità sono previste anche per il contributo sul costo di costruzione, per la modalità di ricorso al prestito e per la fiscalità. Ciò consente di evidenziare i rischi economici cui si potrà andare incontro, quando esistono margini d'incertezza su tali grandezze; in particolare, dovendo ricorrere al prestito per una parte del costo di costruzione, si possono valutare i potenziali rischi qualora mutino nel tempo le condizioni di mercato.

Quando poi l'impianto in esame è già funzionante, ciascuno dei sottoprogrammi consente di inserire facilmente i dati a consuntivo per i soli anni già trascorsi. I dati da fornire sono solo quelli strettamente richiesti, ai fini dell'analisi economica, e i campi in cui inserirli compaiono automaticamente nel foglio da utilizzare per la consuntivazione degli anni passati.

Come già accennato, in FELIPE, oltre all'analisi economica di massima, viene anche fatta una valutazione del costo unitario delle varie produzioni energetiche per la tipologia d'impianto in esame; dal loro confronto con quello medio degli impianti convenzionali a combustibili fossili è possibile verificare se tale tipologia ha raggiunto o è prossima allo stadio di maturità commerciale. Si possono anche fare valutazioni economiche preliminari su progetti innovativi di impianti convenzionali, tesi a migliorarne le prestazioni, inserendo le voci di costo previste per la costruzione delle diverse parti in cui si ritiene utile suddividerli, nonché quelle previste durante il periodo operativo. In tal modo c'è la possibilità di mettere a confronto il loro costo unitario di produzione con quello degli impianti commerciali attualmente in esercizio.

Inoltre, qualora un impianto energetico sia già stato realizzato, in base ai costi sostenuti e agli effettivi valori, riscontrati durante il suo esercizio, per gli altri dati richiesti, è possibile valutarne i reali costi unitari di produzione e analizzarne a consuntivo il livello di economicità.

La presentazione dei risultati dell'analisi economica avviene, oltre che in forma numerica, anche attraverso numerosi grafici dove sono mostrate le informazioni più significative, riguardanti l'impianto in esame, relative ai suoi costi, alle sue produzioni energetiche, ai suoi ricavi e ad alcuni risultati economici ottenuti.

Il sistema di calcolo FELIPE, grazie alle sue caratteristiche e alla flessibilità consentita nell'inserimento dei dati relativi all'impianto da esaminare, può essere utilmente impiegato:

- durante lo studio di fattibilità, per evidenziare quelle grandezze che, con la loro variabilità, maggiormente incidono sul risultato economico finale e valutare così i margini d'incertezza nei risultati ottenuti;
- in sede di progettazione, per il dimensionamento ottimale di alcuni componenti caratteristici dell'impianto, in modo da minimizzare i suoi costi di produzione;
- in sede di pianificazione della ricerca tecnologica, allo scopo d'individuare su quali tematiche concentrare le risorse disponibili per cercare d'abbattere i costi di quei componenti che maggiormente incidono sul costo di costruzione;
- nell'analisi preliminare delle diverse possibili modalità per la copertura dei costi dell'iniziativa, al fine di indicare la più vantaggiosa dal punto di vista economico;
- nella selezione, tra diverse proposte d'incentivazione ad una particolare tecnologia impiantistica, di quella più efficace, per farla decollare sul mercato della generazione.

Rimandando a [50] per maggiori dettagli sul sistema di calcolo FELIPE, vengono mostrati alcuni risultati da esso ottenuti.

La Tabella 23 presenta i valori degli indicatori economici globali riportati nel già citato studio di fattibilità [48], riguardante un impianto ibrido solare-biomassa da 2,7 MW_e.

Tabella 23 - Valori ottenuti per gli indicatori economici globali

VAN	18,7	10 ⁶ €
PI	2,32	
IRR _{reale}	13,39	%
IRR _{nom}	13,39	%
TA	7,7	anni
PBP	5,8	anni

In Figura 80 viene infine mostrato l'andamento del costo unitario di produzione dell'energia elettrica al variare della capacità d'accumulo termico, ai fini del suo dimensionamento ottimale nello studio di fattibilità [47].

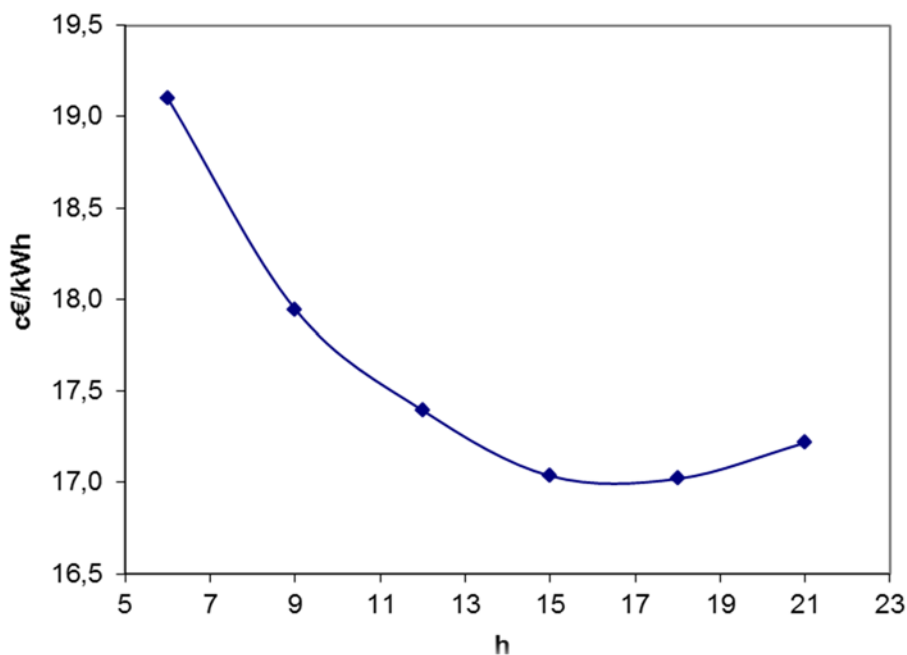


Figura 80 - Dimensionamento ottimale dell'accumulo termico

Come si può vedere, il sistema d'accumulo termico, al crescere della sua capacità, consente di aumentare progressivamente il fattore di carico (e quindi la produzione annua) dell'impianto solare termodinamico, a parità di superficie captante. Considerato che il costo del sistema d'accumulo termico aumenta quasi proporzionalmente con la sua capacità, mentre il fattore di carico inizialmente aumenta in modo sensibile e poi in modo sempre meno accentuato, deve esistere un valore ottimale della capacità d'accumulo in corrispondenza della quale il costo unitario di produzione risulta minimo.

BIBLIOGRAFIA

- [1]. E. Metelli, M. Vignolini – Energia solare termica a concentrazione – Energia, Ambiente e Innovazione 6/2005 ENEA.
- [2]. Politecnico di Milano – Solar Energy Report 2012.
- [3]. Solar Thermal Electricity – Global Outlook 2016 – SolarPACES – Estela – Greenpeace.
- [4]. M. Lanchi, M. Montecchi, T. Crescenzi, D. Mele, A. Miliozzi, V. Russo, D. Mazzei, M. Misceo, M. Falchetta and R. Mancini, – Investigation into the coupling of Micro Gas Turbines with CSP technology – OMSoP project, 2015, Energy Procedia, Volume 69, p. 1317-1326.
- [5]. M. Montecchi, M. Lanchi, T. Crescenzi, V. Russo, G. Cara, A. Benedetti, E. Giovannini, G. Giorgi, M. Falchetta, F. Conigli, I. Morriello, A. Mariani – Report on Solar Dish performance, Deliverable D1.6 – OmSop Project, Nov. 2015.
- [6]. R. Battisti – Impianti solari termici di grande taglia per applicazioni speciali – Speciale tecnico – QualeEnergia – Febbraio. 2014.
- [7]. Vannoni, Battisti e Drigo, 2008, Dipartimento di Meccanica e Aeronautica – Università di Roma “La Sapienza”. – Potential for Solar Heat in Industrial Processes, – Commissioned by Solar Heating and Cooling Executive Committee of the International Energy Agency.
- [8]. L. Rubini, G. Habib, M. Lavra – Tecnologie solari a concentrazione - Produzione di calore a media temperatura – Report RdS/2011/254 – ENEA-ISES Italia, nel quadro dell’Accordo di Programma MSE-ENEA.
- [9]. GW Solar Sunlight-to-Steam Breakthrough for CSP – Renewable Energy World – <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2015/08/1-gw-solar-sunlight-to-steam-breakthrough-for-csp.html?cmpid=renewable0872015&eid=291076423&bid=1145154> .
- [10]. Aqua CSP: Concentrating Solar Power for Seawater Desalination – DLR 2007 – www.dlr.de/tt/aqua-csp.
- [11]. <http://task49.iea-shc.org/>
- [12]. R. Battisti – Il solare termico per l’industria? È una questione di concentrazione – QualeEnergia.it – Febbraio 2015.
- [13]. T. Crescenzi, A. Fontanella, R. Liberatore, E. Metelli e V. Russo – Analisi tecnico-economica di impianti solari a collettori parabolici lineari con differenti fluidi di lavoro – Report RdS/2013/077.
- [14]. Il Programma ENEA sull’energia solare a concentrazione ad alta temperatura – Serie Rapporti del Grande Progetto Solare Termodinamico - ENEA/SOL/RS/2005/22 – 2005. A cura di M. Falchetta, con i contributi di: A. Antonaia, M. Caffarelli, T. Crescenzi, A. De Luca, A. Fontanella, F. Fabrizi, M.G. Giannuzzi, A. Maccari, D. Mazzei, E. Metelli, P. Monaci, M. Montecchi, D. Prischich, L. Rinaldi, P. Tarquini, M. Vignolini http://www.qualenergia.it/sites/default/files/articolo-doc/Ri_Td_Te_ENEA_csp_2005.pdf .
- [15]. Rapporto Interno ENEA – DTE-SST/2015/01.
- [16]. M. Falchetta, T. Crescenzi, D. Mazzei, L. Merlo – Design of the Archimede 5 MW molten salt parabolic trough solar plant – Proc. of Solarpaces2009 Conference, 15-18 September 2009, Berlin, ISBN: 978-3-00-028755-8.
- [17]. M. Falchetta – Control and Automation of the Archimede molten salt operated solar field – Proc. of Solarpaces2009 Conference, 15-18 September 2009, Berlin, ISBN: 978-3-00-028755-8.
- [18]. M. Falchetta, G. Liberati, D. Consoli, S. Malloggi, D. Mazzei, T. Crescenzi – Commissioning of the Archimede 5 MW molten salt parabolic trough solar plant – proc. SolarPACES 2010 conference – 21-24 September 2010 – Perpignan.

- [19]. Majorana, C.E.; Salomoni, V.A.; Giannuzzi, G.M.; Miliozzi, A. – Thermal-fluid flow within innovative heat storage concrete systems for solar power plants – *Int. Journal of Numerical Methods for Heat&Fluid Flow*, 2008, Vol. 18 No. 7/8, pp. 969-999.
- [20]. Salomoni, V.A.; Majorana, C.E.; Giannuzzi, G.M.; Miliozzi, A.; Nicolini, D. – New trends in designing parabolic trough solar concentrators and heat storage concrete systems in solar power plants – in “*Solar Energy*”, Radu D. Rugescu Editor, INTECH, Croatia, 2010, chapter 12 pp. 432, February 2010 Book edited by:, downloadable from SCIYO.COM (ISBN: 978-953-307-052-0)
- [21]. Salomoni, V.A.; Majorana, C.E.; Giannuzzi, G.M.; Miliozzi, A.; Di Maggio, R.; Girardi, F.; Mele, D.; Lucentini, M. – Thermal storage of sensible heat using concrete modules in solar power plants – *Solar Energy*, 2014, vol. 103, 303–315
- [22]. Chieruzzi, M.; Cerritelli, G.F.; Miliozzi, A.; Kenny, J.M. – Effect of nanoparticles on heat capacity of nanofluids based on molten salts as PCM for thermal energy storage – *Nanoscale Research Letters*, 2013, 8:448.
- [23]. Chieruzzi, M.; Miliozzi, A.; Crescenzi, T.; Torre, L.; Kenny J.M. – A New Phase Change Material Based on Potassium Nitrate with Silica and Alumina Nanoparticles for Thermal Energy Storage – *Nanoscale Research Letters*, 2015,10:273
- [24]. Miliozzi, A.; Liberatore, R.; Crescenzi, T.; Veca, E. – Experimental analysis of heat transfer in passive latent heat thermal energy storage systems for CSP plants – *Energy Procedia*, 2015, 82, 730–736
- [25]. Fornarelli, F.; Camporeale, S.M.; Fortunato, B.; Torresi, M.; Oresta, P.; Magliocchetti, L.; Miliozzi, A.; Santo, G. – CFD analysis of melting process in a shell-and-tube latent heat storage for concentrated solar power plants – *Applied Energy*, 2016, vol. 164, 711–722.
- [26]. Servizio Meteorologico dell’Aeronautica Militare Italiana: <http://clima.meteoam.it/index.php>.
- [27]. Rete Agrometeorologica Nazionale del Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali: https://www.politicheagricole.it/flex/FixedPages/Common/miepfy200_reteAgrometeorologica.php/L/I T.
- [28]. SolarItaly – Atlante italiano della radiazione solare, sito ENEA per il calcolo e la previsione della radiazione solare – <http://www.solaritaly.enea.it>.
- [29]. Clisun – Archivio Climatico ENEA-DBT, sito Internet (<http://clisun.casaccia.enea.it>); contiene – tra l’altro – le mappe della radiazione globale giornaliera media mensile 1994-1999 ed i valori stimati per 1.614 località uniformemente distribuite sul territorio italiano. Tutto il materiale è liberamente ‘scaricabile’.
- [30]. S. Petrarca, E. Cogliani, F. Spinelli (2000) – La radiazione solare globale al suolo in Italia. Anni 1998 e 1999 e media 1994-1999 – ENEA, Roma.
- [31]. F. Spinelli, E. Cogliani, A. Maccari, M. Milone (2007) – La misura e la stima della radiazione solare: l’archivio dell’ENEA e il sito Internet dell’Atlante italiano della radiazione solare per la pubblicazione dei dati – Rapporto tecnico ENEA SOL/RS/2007/21, Roma. <http://www.solaritaly.enea.it/Documentazione/Archivio%20Radiazione%20e%20Solaritaly.pdf> .
- [32]. F. Spinelli, E. Cogliani, A. Maccari, M. Milone (2008) – La misura e la stima della radiazione solare: l’archivio dell’ENEA e il sito Internet dell’Atlante italiano della radiazione solare – in *Energia, Ambiente e Innovazione*, bimestrale ENEA, Roma, Gennaio-Febbraio 2008.
- [33]. European Organisation for the Exploitation of Meteorological Satellites (EUMETSAT), <http://www.eumetsat.int>.
- [34]. The Meteosat Archive 1978-2000 – EUMETSAT, Darmstadt (Germania), Febbraio 2000, EUM TD 06.
- [35]. J. Boland and B. Ridley (2008) – Models of Diffuse Solar Fraction, in *Modeling Solar Radiation at the Earth’s Surface* – Springer-Verlag Berlin Heidelberg, cap. 8, p. 193-219.
- [36]. D.G. Erbs, S.A. Klein and J.A. Duffie (1982) – Estimation of the Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily, and Monthly-Average Global Radiation – *Solar Energy*, vol. 28, 1982, p.13.

- [37]. Di Marzio G. et al – The Stillwater Triple Hybrid Power Plant: Integrating Geotherma, Solar Photovoltaic and Solar Thermal Power Generation – Proceeding World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia 19-25 April 2015.
- [38]. http://www.astroflex.it/pagine/astroflex_it.html
- [39]. <http://www.meccanotecnica.it/>
- [40]. <http://www.sarea.it/>
- [41]. <http://www.reflexsolar.com>
- [42]. <http://www.strutturainformatica.it/dpm/?lang=it>
- [43]. M. Falchetta, A. Rossi – Dynamic simulation of the operation of a molten salt parabolic trough plant, comprising draining procedures – Energy Procedia, DOI: 10.1016/j.egypro.2014.03.142
- [44]. ETRI2014 – Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-20150 – JRC Science and policy Reports, European Commission
- [45]. CSP Today – 4 May 2016.
- [46]. G. Simbolotti – Concentrating Solar Power – IRENA Working Paper Volume 1 Issue 2/5 Giugno 2012.
- [47]. Preliminary Economic Analysis of a 55-MW Concentrating Solar Power Plant to be built by JINFAN Power Co. LTD in the Akesai County, Gansu Province, China – Contratto di ricerca, Documento ENEA riservato 3/2013.
- [48]. Studio di fattibilità di un impianto solare a concentrazione a sali fusi integrato con un generatore di calore a biomassa – Contratto di ricerca CIPNES, Documento ENEA riservato 7/2014.
- [49]. E. Metelli – Impianti di cogenerazione. Un metodo di calcolo oggettivo dei costi unitari di produzione – La Termotecnica Giugno 2009.
- [50]. E. Metelli, F. Tolu – Guida alle valutazioni economiche degli impianti di produzione energetica 2a edizione – Rapporto Tecnico RT/2016/4/ ENEA.
- [51]. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, Serie generale - n. 150, 29-6-2016 pag. 8.

Appendice 1 DIFFUSIONE DEGLI IMPIANTI CSP NEL MONDO

Fonte: <http://www.cspworld.org/cspworldmap>

Name	Owner/s	Status	Power MW	Technology	Purpose	Country
<u>Abengoa Solar Jordan CSP plant</u>	Abengoa	Planned	25		Commercial	Jordan
<u>Abhiyeet</u>	Corporate Ispat Alloys	Construction	50	Trough	Commercial	India
<u>Acme solar thermal tower</u>	ACME	Operational	2,50	Tower	Demonstration	India
<u>Agua Prieta II ISCC</u>	Comision Federal de Electricidad	Construction	14	Trough - ISCC	Commercial	Mexico
<u>Ain Beni Mathar ISCC</u>	Office Nationale de l'Electricite	Operational	20	Trough - ISCC	Commercial	Morocco
<u>Airlight Energy Ait Baha CSP Plant</u>	Cimar, Italcementi Group	Construction	3	Trough	Demonstration	Morocco
<u>Al Abdaliyah Integrated Solar Combined Cycle (ISCC)</u>		Development	60	Trough - ISCC	Commercial	Kuwait
<u>Alba Nova 1</u>	Solar Euromed	Construction	12	Fresnel	Commercial	France
<u>Alvarado 1 (La Risca)</u>	Acciona Energia, Mitsubihi Corp	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Andasol 1</u>	Antin, Cobra, RREEF	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Andasol 2</u>	Antin, Cobra, RREEF	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Andasol 3</u>	Ferrostaal, RWE, Rhein E, SWM, Solar Millenium	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>AORA Solar Tulip Tower - Almeria</u>	AORA	Operational	0,10	Tower	R & D	Spain
<u>AORA Solar Tulip Tower - Samar</u>	AORA	Operational	0,10	Tower	Demonstration	Israel
<u>Archetype SW550</u>	ENEL	Construction	30	Trough	Demonstration	Italy
<u>Archimede</u>	ENEL	Operational	5	Trough - ISCC	R & D	Italy
<u>Archimede-Schiyoda Molten Salt Test Loop</u>	Archimede Solar Energy, Chiyoda Corporation	Operational	0,35	Trough	R & D	Italy
<u>Arcosol 50 (Valle 1)</u>	Torresol Energy	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Arenales</u>	OHL, RREEF, STEAG	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Ashalim CSP plant 1</u>	Alstom, BrightSource Energy	Development	121	Tower	Commercial	Israel
<u>Ashalim CSP plant 2</u>	Abengoa, Shikun & Binui Renewable Energy	Development	120	Trough	Commercial	Israel
<u>Aste 1A</u>	Aries, Eiser, Elecnor	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Aste 1B</u>	Aries, Eiser, Elecnor	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Astexol II</u>	Aries, Eiser, Elecnor	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Augustin Fresnel 1</u>	Solar Euromed	Operational	0,25	Fresnel	Demonstration	France
<u>BBEnergy Eskom 150 kW Fresnel pilot plant</u>	Eskom	Operational	0,15	Fresnel	R & D	South Africa
<u>BBEnergy Linear Fresnel demo plant</u>	BBEnergy	Operational	0,08	Fresnel	R & D	South Africa
<u>Beacon Solar Energy Project</u>	NextEra Energy	Withdrawn	250	Trough	Commercial	US
<u>Berry Petroleum EOR plant</u>	Berry Petroleum	Operational		Trough	Demonstration	US
<u>Bhadla Solar Park</u>		Planned	100		Commercial	India
<u>Bokpoort</u>	ACWA, Solafrica	Construction	50	Trough	Commercial	South Africa
<u>BrightSource SEDC</u>	BrightSource Energy	Operational	6	Tower	Demonstration	Israel
<u>Caceres</u>	Cobra	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Cameo</u>	Xcel Energy	Decommissioned	2	Trough - Coal	Commercial	US
<u>Campu Giavesu</u>	Campu Giavesu	Planned	30	Trough	Commercial	Italy
<u>Casa del Angel Termosolar (Casas de los Pinos)</u>	Renovalia	Withdrawn	1	Dish Stirling	Commercial	Spain
<u>Casablanca</u>	Cobra	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Cascades Rackam</u>		Construction		Trough	Commercial	Canada
<u>Catalyst Private Equity Jordan CSP plant</u>		Planned	50		Commercial	Jordan
<u>Centrale Solaire Thermoynamique Llo</u>	CNIM	Development	9	Fresnel	Commercial	France
<u>CESA 1 (PSA)</u>	CIEMAT	Operational		Tower	R & D	Spain
<u>Chile CSP plant</u>		Development	10		Demonstration	Chile
<u>Cloncurry Solar Thermal Plant</u>	Lloyd Energy Systems	Withdrawn	10	Tower	Commercial	Australia
<u>CNIM eCare Solar Thermal Project</u>	CNIM	Development	1	Fresnel	Demonstration	Morocco
<u>Coalinga</u>	Chevron	Operational	29	Tower	Commercial	US
<u>Collinsville Hybrid CSP-gas project</u>	RATCH Australia	Planned	30	Fresnel - ISCC	Commercial	Australia
<u>Cooma tower</u>	Solastor	Operational		Tower	Demonstration	Australia
<u>Coremas</u>	Abantia, Braxenergy	Planned	50	Trough	Commercial	Brazil
<u>CPI Golmud Solar Thermal Power Plant</u>	China Power Investments Corporation	Construction	100	Trough	Commercial	China
<u>Crescent Dunes</u>	SolarReserve	Construction	110	Tower	Commercial	US
<u>Crossroads Solar Energy Project</u>	SolarReserve	Planned	150	Tower	Commercial	US
<u>CRTE</u>		Operational		Tower	R & D	US
<u>CTAER variable geometry solar test facility</u>		Operational		Tower	R & D	Spain

Name	Owner/s	Status	Power MW	Technology	Purpose	Country
<u>Daegu Solar Power Tower</u>	Daesung Energy	Operational	0,20	Tower	R & D	South Korea
<u>Delingha Solar Thermal Plant</u>	China Guangdong Nuclear Power Group	Development	50	Trough	Commercial	China
<u>Delingha Supcon Tower Plant</u>	Zhejiang SUPCON Solar Energy Technology	Construction	50	Tower	Commercial	China
<u>Diwakar</u>	Lanco Infratech	Construction	100	Trough	Commercial	India
<u>DLR - Algeria CSP tower pilot plant</u>	DLR	Development	7	Tower	Demonstration	Algeria
<u>E Cube Energy Dish pilot plant</u>	E Cube Energy	Operational	1	Dish Stirling	Demonstration	China
<u>EJRE Maan CSP plant</u>	EJRE	Planned	50		Commercial	Jordan
<u>El Borma ISCC</u>	SITEP, STEG	Planned	5	Tower - ISCC	Commercial	Tunisia
<u>ENEA SOLTERM</u>		Operational		Trough	R & D	Italy
<u>Enerstar Villena</u>	FCC Energia	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>EOS Cyprus</u>	Alfa Mediterranean Enterprises, Vimentina	Planned	25	Tower	Commercial	Cyprus
<u>Eskom CSP plant</u>		Planned	100	Tower	Commercial	South Africa
<u>Eureka</u>	Abengoa Solar	Operational	2	Tower	R & D	Spain
<u>Eureka GDV direct steam generation</u>	Abengoa Solar	Operational		Trough	R & D	Spain
<u>Evolution Solar Jordan CSP plant</u>		Planned	50		Commercial	Jordan
<u>Extresol 1</u>	Cobra	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Extresol 2</u>	Cobra, GE, KGAL	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Extresol 3</u>	Cobra	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Flumini Mannu</u>	Flumini Mannu	Planned	50	Trough	Commercial	Italy
<u>Gaskell Sun Tower</u>	eSolar	Planned	245	Tower	Commercial	US
<u>Gemasolar</u>	Torresol Energy	Operational	20	Tower	Commercial	Spain
<u>Genesis Solar</u>	NextEra	Construction	250	Trough	Commercial	US
<u>Giave Bonorva</u>	Sunwise Capital	Planned	50	Trough	Commercial	Italy
<u>Godawari Green Energy</u>	Hira group	Operational	50	Trough	Commercial	India
<u>Gonnosfanadiga</u>	Gonnosfanadiga	Planned	50	Trough	Commercial	Italy
<u>Gujarat</u>	Aurum Renewable Energy	Construction	20	Trough	Commercial	India
<u>Gujarat Solar One</u>	Cargo Power & Infrastructure	Construction	25	Trough	Commercial	India
<u>Guzman (Termosolar Soluz Guzman)</u>	FCC, Mitsui	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Hassi R'mel ISCC</u>	Abengoa, NEAL, Sonatrach	Operational	25	Trough - ISCC	Commercial	Algeria
<u>Helioenergy 1</u>	Abengoa Solar, EON	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Helioenergy 2</u>	Abengoa Solar, EON	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>HelioFocus China Orion Project</u>	TaiQing	Construction	60	Dish	Commercial	China
<u>HelioFocus Ramat Hovav</u>		Planned	1	Dish	Commercial	Israel
<u>Helios 1</u>	Abengoa Solar	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Helios 2</u>	Abengoa Solar	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Helios Power</u>		Development	50,76	Dish Stirling	Commercial	Cyprus
<u>Hidden Hills SEGS</u>	BrightSource Energy	Development	500	Tower	Commercial	US
<u>Himin Solar Fresnel Demo Plant</u>	Himin Solar	Construction	2,50	Fresnel	Demonstration	China
<u>Holaniku at Keahole Point</u>	Keahole Solar Power	Operational	2	Trough	Commercial	US
<u>Huadian Jinta Solar Thermal Power Plant</u>	China Huadian	Planned	50	Trough	Commercial	China
<u>Huaneng Sanya</u>	China Huaneng Group	Construction	1,50	Fresnel	Demonstration	China
<u>Huludao CSP plant</u>	Huludao Ruixinda Industry	Planned	50	Trough	Commercial	China
<u>Hyder Valley Solar Energy Project</u>	Iberdrola	Planned	325	Trough	Commercial	US
<u>Ibersol Puertollano</u>	IDAE, Iberdrola	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>IIT Madras R&D facilities</u>		Operational		Trough	R & D	India
<u>Ilanga CSP 1</u>	Ilangaletu Solar Power	Development	100	Trough	Commercial	South Africa
<u>India One Solar Thermal Power Plant</u>		Planned	1	Dish Stirling	Demonstration	India
<u>Ivanpah SEGS</u>	BrightSource Energy, Google, NRG Energy	Operational	377	Tower	Commercial	US
<u>Jülich Solar Tower</u>	DLR	Operational	1,50	Tower	R & D	Germany
<u>Kalgoorlie Solar Tower</u>						
<u>Kathu CSP plant</u>	GDF Suez	Development		Trough	Commercial	South Africa
<u>Kaxu Solar One</u>	Abengoa, Industrial Development Corporation	Construction	100	Trough	Commercial	South Africa
<u>KGDS Linear Fresnel CSP demonstration plant</u>	KGDS Renewable Energy Private Limited	Operational		Fresnel	Demonstration	India
<u>KGDS Narippaiyur desalination CSP plant</u>	KGDS Renewable Energy Private Limited	Operational		Fresnel	Commercial	India
<u>Khi Solar One</u>	Abengoa, Industrial Development Corporation	Construction	50	Tower	Commercial	South Africa
<u>Kimberlina STPP</u>	Areva	Operational	5	Fresnel	Demonstration	US
<u>Kogan Creek</u>	cs energy	Construction	44	Fresnel	Commercial	Australia
<u>Kom Ombo CSP project</u>	NREA	Development	100	Trough	Commercial	Egypt

Name	Owner/s	Status	Power MW	Technology	Purpose	Country
<u>Kuraymat ISCC</u>	NREA	Operational	20	Trough - ISCC	Commercial	Egypt
<u>KVK Energy</u>	KVK Energy, Lanco Solar Energy	Construction	100	Trough	Commercial	India
<u>La Africana</u>	Grupo Ortiz, Magtel, TSK	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>La Dehesa (Samcasol 2)</u>	Renovables SAMCA	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>La Florida (Samcasol 1)</u>	Renovables SAMCA	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Lake Cargelligo</u>	Graphite Energy	Operational	3,50	Tower	Demonstration	Australia
<u>Lebrija 1</u>	Siemens, Valoriza	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Lentini</u>		Planned	50	Trough	Commercial	Italy
<u>Liddell Solar Thermal Station</u>	Macquarie Generation	Operational	6	Fresnel	Commercial	Australia
<u>Majadas</u>	Acciona Energia, Mitsubishi Corp	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Manchasol 1</u>	Cobra	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Manchasol 2</u>	Cobra	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Maricopa Solar Project</u>	Tessera Solar	Decommissioned	1,50	Dish Stirling	Demonstration	US
<u>Martin Next Generation Solar Energy Center</u>	Florida Power & Light	Operational	75	Trough - ISCC	Commercial	US
<u>Maximus Dish project</u>		Development	75	Dish Stirling	Commercial	Greece
<u>Mazara Solar</u>		Development	50	Tower	Commercial	Italy
<u>Medicine Hat ISCC</u>		Operational	1	Trough - ISCC	Commercial	Canada
<u>Megha Engineering</u>	Megha Engineering & Infrastructure	Construction	50	Trough	Commercial	India
<u>Mejillones</u>	GDF Suez, Solar Power Group	Planned	5	Fresnel	Commercial	Chile
<u>Metsimatala CLFR Power Plant</u>		Planned	30	Fresnel	Commercial	South Africa
<u>MicroCSP Process Heat at Frabelle</u>		Construction		Trough	Commercial	Papua New Guinea
<u>MicroCSP Process Heat at Tokyo</u>		Operational		Trough	Commercial	Japan
<u>MicroCSP Solar Cooling at Davis-Monthan Air Force Base</u>		Construction		Trough	Commercial	US
<u>MicroCSP Solar Cooling at Fort Bliss</u>		Operational		Trough	Commercial	US
<u>MicroCSP Solar Cooling at Holcim</u>		Construction		Trough	Commercial	Mexico
<u>MicroCSP Solar Cooling at Masdar</u>	Masdar	Operational		Trough	Commercial	UAE
<u>Minera El Tesoro Termosolar</u>	Minera El Tesoro	Operational		Trough	Commercial	Chile
<u>MINOS CSP tower</u>		Development	50	Tower	Demonstration	Greece
<u>Mitsubishi Jordan CSP plant</u>	Mitsubishi Corp	Planned	50		Commercial	Jordan
<u>Mojave Solar</u>	Abengoa Solar	Construction	250	Trough	Commercial	US
<u>Moron</u>	Ibereolica	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>MTN CSP cooling plant</u>		Operational	0,33	Fresnel	Commercial	South Africa
<u>National Solar Thermal Power Plant</u>	IIT-Bombay, Ministry of New and Renewable Energy of India	Operational	1	Trough	R & D	India
<u>National Solar Thermal Power Plant - Fresnel</u>	IIT-Bombay, Ministry of New and Renewable Energy of India	Operational		Fresnel	R & D	India
<u>Nevada Solar One</u>	Acciona Energia	Operational	64	Trough	Commercial	US
<u>Ningxia ISCC</u>	Hanas New Energy Group	Construction	92	Trough - ISCC	Commercial	China
<u>North Midlands Solar Thermal Power Project (Solastor Western Australia)</u>	Carbon Reduction Ventures, Solastor	Planned	3	Tower	Commercial	Australia
<u>Olivenza 1</u>	Ibereolica	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Ordos Solar Thermal Power Plant</u>	China Datang Corporation	Development	50	Trough	Demonstration	China
<u>Orellana</u>	Acciona Energia	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Quarzazate</u>	ACWA, Aries, MASEN, TSK	Construction	160	Trough	Commercial	Morocco
<u>Quarzazate 2</u>	MASEN	Development	100	Tower	Commercial	Morocco
<u>Quarzazate 3</u>	MASEN	Development	200	Trough	Commercial	Morocco
<u>Palen SEGS</u>	BrightSource Energy	Development	500	Tower	Commercial	US
<u>Palma del Rio I</u>	Acciona Energia, Mitsubishi Corp	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Palma del Rio II</u>	Acciona Energia	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Palmdale Hybrid Power Plant</u>	City of Palmdale	Planned	50	Trough - ISCC	Commercial	US
<u>Petroleum Development Oman EOR plant</u>	Petroleum Development Oman	Operational		Trough	Commercial	Oman
<u>Planta Solar Cerro Dominador (Atacama 1)</u>	Abengoa	Construction	110	Tower	Commercial	Chile
<u>Planta Solar Cerro Dominador (Atacama 2)</u>	Abengoa	Construction	110	Tower	Commercial	Chile
<u>Planta Termosolar Maria Elena</u>	Ibereolica	Planned	400	Tower	Commercial	Chile
<u>Planta Termosolar Pedro de Valdivia</u>	Ibereolica	Development	360	Trough	Commercial	Chile
<u>Projeto Helioterm</u>	Centro de Pesquisas de Energia Eletrica, Companhia Hidro Eletrica do Sao Francisco, Universidade Federal de	Construction	1	Trough	R & D	Brazil

Name	Owner/s	Status	Power MW	Technology	Purpose	Country
	Pernambuco					
<u>PS10</u>	Abengoa Solar	Operational	11	Tower	Commercial	Spain
<u>PS20</u>	Abengoa Solar	Operational	20	Tower	Commercial	Spain
<u>PTC50 Alvarado</u>	Acciona Energia	Development	50	Tower - Biomass	Demonstration	Spain
<u>Puerto Errado 1</u>	Novatec Solar	Operational	1,40	Fresnel	Commercial	Spain
<u>Puerto Errado 2</u>	Novatec Solar	Operational	30	Fresnel	Commercial	Spain
<u>Quartzsite</u>	SolarReserve	Planned	100	Tower	Commercial	US
<u>Rajasthan Solar One</u>	Entegra Limited	Planned	10	Trough	Commercial	India
<u>Rajasthan Sun Technique - Dhursar</u>	Reliance Power	Construction	100	Fresnel	Commercial	India
<u>Redstone CSP project</u>	ACWA	Development		Tower	Commercial	South Africa
<u>Rice Solar Energy Project</u>	SolarReserve	Development	150	Tower	Commercial	US
<u>Rio Mesa SEGS</u>	BrightSource Energy	Withdrawn	500	Tower	Commercial	US
<u>Saguache Solar Energy Project</u>	SolarReserve	Planned	200	Tower	Commercial	US
<u>Saguaro</u>	Arizona Public Service	Operational	1	Trough	Commercial	US
<u>Salta CSP plant</u>	Harbine Turbine Company, Heilongjiang Zhongjing New Energy, SolarNoa	Planned	20	Trough	Commercial	Argentina
<u>SEGS I</u>	Cogentrix	Operational	14	Trough	Commercial	US
<u>SEGS II</u>	Cogentrix	Operational	30	Trough	Commercial	US
<u>SEGS III</u>	NextEra	Operational	30	Trough	Commercial	US
<u>SEGS IV</u>	NextEra	Operational	30	Trough	Commercial	US
<u>SEGS IX</u>	NextEra	Operational	80	Trough	Commercial	US
<u>SEGS V</u>	NextEra	Operational	30	Trough	Commercial	US
<u>SEGS VI</u>	NextEra	Operational	30	Trough	Commercial	US
<u>SEGS VII</u>	NextEra	Operational	30	Trough	Commercial	US
<u>SEGS VIII</u>	NextEra	Operational	80	Trough	Commercial	US
<u>Shagaya project KISR</u>	Kuwait Institute for Scientific Research	Planned	50	Trough	Demonstration	Kuwait
<u>Shams 1</u>	Abengoa Solar, Masdar, Total	Operational	100	Trough	Commercial	UAE
<u>Shiraz CSP demonstration plant (Mehr-Niroo project)</u>		Operational	0,25	Trough	Demonstration	Iran
<u>Shneur Solar Thermal Power Plant</u>	Shikun & Binui Renewable Energy	Planned	120	Trough	Commercial	Israel
<u>Sierra SunTower</u>	eSolar	Operational	5	Tower	Demonstration	US
<u>Solaben 1</u>	Abengoa Solar	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Solaben 2</u>	Abengoa Solar, Itochu	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Solaben 3</u>	Abengoa Solar, Itochu	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Solaben 6</u>	Abengoa Solar	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Solacor 1</u>	Abengoa Solar, JGC	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Solacor 2</u>	Abengoa Solar, JGC	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Solana</u>	Abengoa Solar	Operational	280	Trough	Commercial	US
<u>Solar Beam Down Plant</u>	Cosmo Oil, Masdar, Tokyo Institute of Technology	Operational	0,10	Tower	R & D	UAE
<u>Solar Dawn</u>	Areva	Withdrawn	250	Fresnel	Commercial	Australia
<u>Solar One - Solar Two</u>		Decommissioned	10	Tower	Demonstration	US
<u>Solastor Mejillones</u>	Safe Earth Energy, Solastor	Planned	5	Tower	Commercial	Chile
<u>Solnova 1</u>	Abengoa Solar	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Solnova 3</u>	Abengoa Solar	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Solnova 4</u>	Abengoa Solar	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Solugas</u>	Abengoa Solar	Operational	4,60	Tower	R & D	Spain
<u>SSPS-CRS (PSA)</u>		Operational		Tower	R & D	Spain
<u>Sundt Solar Boost</u>	Tucson Electricity Power	Development	5	Fresnel	Commercial	US
<u>TAQA Concentrated Solar Power Plant</u>	TAQA Arabia	Planned	250	Tower	Commercial	Egypt
<u>Termesol 50 (Valle 2)</u>	Torresol Energy	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Termosol 1</u>	NextEra Energy	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Termosol 2</u>	NextEra Energy	Operational	50	Trough	Commercial	Spain
<u>Termosolar Alcazar</u>	Preneal, SolarReserve	Withdrawn	50	Tower	Commercial	Spain
<u>Termosolar Borges</u>	Abantia, Comsa Emte	Operational	22,50	Trough - Biomass	Commercial	Spain
<u>The Ben-Gurion National Solar Energy Center</u>		Operational		Trough	R & D	Israel
<u>Themis solar tower</u>		Operational		Tower	R & D	France
<u>Tianwei 1.5 MW CSP pilot plant</u>	China Datang Group, Tianwei New Energy Holding	Construction	1,50	Trough	R & D	China
<u>Tibet Solar Thermal Power Plant</u>	China Huaneng Group	Planned	50	Trough	Commercial	China
<u>TN-STEG Concentrated Solar Power plant</u>	STEG	Planned	50	Trough	Commercial	Tunisia

Name	Owner/s	Status	Power MW	Technology	Purpose	Country
<u>Tooele Army Depot Dish Stirling CSP plant</u>		Construction	1,50	Dish Stirling	Commercial	US
<u>TSE1 - PT</u>	Thai Solar Energy	Operational	5	Trough	Commercial	Thailand
<u>TuNur</u>	Glory Clean Energy, Nur Energie, TOP Oilfield Services	Development	2.000	Tower	Commercial	Tunisia
<u>Two Sigma CSP plant</u>	Two Sigma	Planned	60	Trough	Commercial	Israel
<u>Victorville 2 Hybrid Power Plant</u>	City of Victorville	Planned	50	Trough - ISCC	Commercial	US
<u>Weizmann Institute of Science</u>		Operational		Tower	R & D	Israel
<u>Whyalla Solar Oasis</u>	NP Power, Sustainable Power Partners, Wizard Power	Planned	40	Dish	Commercial	Australia
<u>Xina Solar One</u>	Abengoa, Industrial Development Corporation, KaXu Community Trust, Public Investment Corporation	Development	100	Trough	Commercial	South Africa
<u>Xinjian Turpan 180 kW CSP pilot plant</u>	Guodian Qingsong Turpan New Energy	Operational	0,18	Trough	R & D	China
<u>Xun and Khwe solar power facility</u>		Planned	100	Fresnel	Commercial	South Africa
<u>Yangqing Solar Thermal Power (Dahan Tower Plant)</u>	IEE-CAS	Operational	1	Tower	R & D	China
<u>Yazd ISCC</u>		Operational	17	Trough - ISCC	Commercial	Iran
<u>Yumen Gansu Solar Thermal Pilot Plant</u>	Tianwei New Energy Holding, China Datang Group	Construction	10	Trough	Demonstration	China
<u>Zeenni Trading Agency CSP plant Bsarma El Koura</u>	Zeenni Trading Agency	Planned	2,80	Trough	Commercial	Lebanon
<u>Zeenni's Trading Agency 50 MW CSP plant</u>	Zeenni Trading Agency	Planned	50		Commercial	Lebanon

Appendice 2 INCENTIVAZIONI PER IMPIANTI CSP IN ITALIA

L'attuale normativa italiana prevede incentivazioni per gli impianti CSP di produzione elettrica, di produzione termica o di raffrescamento (*solar cooling*) e di produzione combinata o di multigenerazione.

Le incentivazioni alla *produzione elettrica* netta degli impianti CSP sono quelle previste dal **D.M. 11-4-2008** “Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici”, come modificato dal **D.M. 6-7-2012** “Attuazione dell’art. 24 del D. Lgs. 28/11, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici”.

Tali incentivazioni sono differenziate secondo la tipologia dell’impianto e restano costanti per un periodo di 25 anni. Possono accedervi anche gli impianti ibridi, nei quali il calore ad alta temperatura è ottenuto, oltre che dal sole, da altre fonti, rinnovabili e non; in tal caso l’incentivazione unitaria (in c€/kWh) decresce al diminuire della quota di produzione elettrica derivante dalla fonte solare. L’incentivazione unitaria inoltre, a parità della quota di produzione solare, è minore quando la superficie captante è maggiore di 2.500 m².

Le tariffe incentivanti stabilite dal decreto sono aggiuntive al prezzo di vendita dell’energia elettrica immessa in rete e sono compatibili con i meccanismi di ritiro dedicato o scambio sul posto.

È stabilito un **tetto** alla potenza incentivabile, compresa la parte solare degli impianti ibridi, corrispondente ad una **superficie captante** cumulativa di **2.500.000 m²**. Ai fini dell’accesso alla tariffa incentivante, il decreto impone inoltre un limite inferiore alla capacità d’*accumulo termico* presente nell’impianto, se la sua superficie captante va da 10.000 m² in su.

Il responsabile deve inviare al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) la richiesta della tariffa incentivante sulla produzione elettrica di un impianto CSP, entro 60 giorni dalla sua entrata in esercizio, allegando tutta la documentazione prevista dal decreto. Il GSE verifica, entro 60 giorni dal ricevimento della richiesta, la documentazione e, se accettata, comunica al responsabile la tariffa incentivante riconosciuta. Se invece la documentazione risulta carente o non conforme, il GSE richiede la sua integrazione o comunica prima il preavviso di rigetto e poi, a seguito dell’invio delle eventuali osservazioni da parte del responsabile entro i termini prescritti, il provvedimento finale di ammissione o non ammissione all’incentivo.

Gli incentivi sono erogati mensilmente dal GSE. Nel caso di impianto solare ibrido, il pagamento avviene a titolo d’acconto con conguaglio al 31 dicembre di ciascun anno, fatto in base alla frazione d’integrazione effettivamente conseguita nell’anno.

Il GSE esegue le verifiche sugli impianti CSP che percepiscono incentivi, prevedendo anche sopralluoghi a campione, per accertare la veridicità delle informazioni e dei dati trasmessi, nonché per verificare le apparecchiature di misura. L’esito negativo delle verifiche comporta, oltre a eventuali azioni legali, la decadenza dagli incentivi e la restituzione di quelli percepiti senza averne i requisiti, maggiorati degli interessi.

La *produzione termica* mediante impianti CSP (per la climatizzazione invernale, per i processi produttivi, per l’acqua calda sanitaria, per il raffreddamento estivo o l’immissione in reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento) è ora incentivata col **D.M. 16-2-2016** “Aggiornamento della disciplina per l’incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l’incremento dell’efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili” (noto anche come **nuovo conto termico**), in vigore dal 31-5-2016.

Per accedere a questa incentivazione gli impianti CSP devono avere una superficie solare lorda inferiore o uguale a 2.500 m² e devono rispettare i criteri di ammissibilità riportati al punto 2.3

dell'Allegato I al decreto. La durata dell'incentivazione è di *due anni* se la superficie solare lorda è inferiore o uguale a 50 m^2 , altrimenti è di *cinque anni*. Il decreto richiede anche l'installazione di sistemi di contabilizzazione del calore, quando la superficie del campo solare è superiore a 100 m^2 .

Il decreto fissa un **tetto di 700 M€** per gli incentivi annui erogabili ai privati per tutti gli interventi ammessi e stabilisce che, trascorsi 60 giorni dal raggiungimento del tetto, non verranno accettate ulteriori richieste d'incentivi, fino a quando non sarà entrato in vigore il decreto per l'aggiornamento di tali incentivazioni.

L'incentivo annuo è calcolato con le modalità descritte al punto 2.3 dell'Allegato II al citato decreto. Per ottenere gli incentivi il responsabile dell'impianto deve presentare la domanda al GSE, con la relativa documentazione richiesta, entro 60 giorni dalla data di conclusione dell'intervento. Gli incentivi sono regolati da contratti di diritto privato tra il GSE e il responsabile e sono corrisposti dal GSE in rate annuali costanti.

Il GSE esegue le verifiche sugli interventi incentivati, sia con controlli documentali sia con verifiche sugli impianti per accertare la regolare realizzazione, il funzionamento e la sussistenza o permanenza dei requisiti per il riconoscimento o mantenimento degli incentivi. Le verifiche possono essere effettuate anche durante la fase istruttoria e comunque non oltre i 5 anni successivi al periodo di erogazione degli incentivi; pertanto il responsabile deve conservare tutta la documentazione fino allo scadere di tale termine.

Nel caso in cui vengano riscontrate violazioni rilevanti ai fini dell'erogazione degli incentivi, il GSE dispone il rigetto della domanda o la decadenza degli incentivi, provvedendo al recupero delle somme erogate e alla segnalazione all'Autorità per l'energia, ai fini di eventuali sanzioni. Qualora le violazioni o inadempimenti incidano solo sulla quantificazione degli incentivi, il GSE fissa le prescrizioni più opportune o ridetermina l'incentivo, recuperando le somme indebitamente erogate.

Per impianti CSP di produzione termica con superficie solare lorda superiore a 2.500 m^2 è possibile accedere al sistema incentivante dei **certificati bianchi** (CB), in base a quanto previsto dall'art. 12 del **D.M. 28-12-2012** "Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi".

Tale articolo prevede che per il solare termico a concentrazione sia approvata dal Ministero una scheda tecnica per la misurazione, la verifica e quantificazione dei risparmi energetici conseguiti, sulla base dei quali vengono poi rilasciati annualmente i CB. Se la scheda non è ancora approvata, può anche essere proposta al GSE dai soggetti interessati e il GSE, una volta effettuata la valutazione tecnica economica, la trasmette al Ministero per l'approvazione.

Il sistema dei CB è un meccanismo di mercato tramite il quale viene incentivato il risparmio di energia primaria negli usi finali. La legislazione nazionale prevede infatti che, nelle concessioni alle imprese distributrici di energia elettrica e gas, siano previste misure d'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali, secondo obiettivi quantitativi annui da fissare con decreto. L'incentivazione economica mediante CB costituisce quindi un regime obbligatorio di efficienza energetica e dovrà garantire una quota, non inferiore al 60%, dell'obiettivo di risparmio energetico nazionale cumulato da conseguire entro il 2020.

L'obiettivo annuo d'incremento dell'efficienza energetica, fissato per la distribuzione, viene poi ripartito tra i distributori soggetti all'obbligo e ciascuno deve conseguirlo attraverso progetti di riduzione dei consumi e interventi per l'incremento dell'efficienza energetica. Le tipologie di progetti e interventi ammissibili, ai fini del conseguimento dell'obiettivo, sono elencate nei due **D.D. M.M. 20-7-2004**: uno per i distributori d'energia elettrica e l'altro per quelli del gas naturale. I criteri e le modalità per la loro valutazione e la certificazione dei risparmi conseguiti (espressi in tep) sono stabiliti dal GSE, mentre il Gestore dei Mercati Energetici (GME) emette i corrispondenti CB, in numero pari ai tep risparmiati, a favore dei richiedenti.

Le aziende distributrici possono assolvere il proprio obbligo annuo realizzando direttamente progetti e interventi che diano diritto ai CB, oppure acquistandoli da altri soggetti, mediante contrattazione bilaterale o sul libero mercato, organizzato dal GME. In tal modo i distributori, che non hanno raggiunto i propri obiettivi annuali di risparmio, possono assolvere l'obbligo ed evitare le sanzioni previste acquistando, al prezzo di mercato, un numero di CB almeno pari alla quota mancante del risparmio loro richiesto.

Gli impianti CSP di *cogenerazione* o *multigenerazione* possono accedere ai **certificati bianchi** (CB) secondo quanto previsto dal **D.M. 5-9-2011** "Definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento". In base a questo decreto, le unità che soddisfano i requisiti richiesti per la *cogenerazione ad alto rendimento* (CAR), entrate in esercizio dal 7-3-2007, hanno diritto al rilascio di CB, in numero proporzionale al risparmio d'energia primaria realizzato, per *dieci anni* (*quindici* quando l'intervento comprende anche una rete di teleriscaldamento) decorrenti dal 1° gennaio dell'anno successivo a quello d'entrata in esercizio.

I requisiti da soddisfare sono quelli riportati nella versione aggiornata degli Allegati II e III al **D. Lgs. 20/07** "Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE".

La domanda per il riconoscimento del funzionamento di una unità in cogenerazione deve essere trasmessa dall'esercente al GSE, con la documentazione richiesta, entro il 31 marzo di ciascun anno. Il GSE verifica la documentazione e la congruità dei dati forniti, ottenuti mediante una idonea strumentazione installata sull'unità. Una volta accolta la domanda, il GSE calcola il numero di CB spettanti per quell'anno e li rilascia all'esercente.

I CB riconosciuti possono essere utilizzati per l'assolvimento della propria quota d'obbligo o venduti ai soggetti obbligati. In alternativa può essere richiesto al GSE il ritiro di questi CB ad un prezzo, costante per tutto il periodo d'incentivazione, pari al contributo tariffario vigente al momento dell'entrata in esercizio dell'unità di cogenerazione; se l'unità è entrata in esercizio prima del 20-9-2011, il prezzo di ritiro è quello del 2011 (93,68 €/tep).

La richiesta di ritiro può essere presentata dall'operatore assieme alla domanda annuale di riconoscimento e vale per tutti i CB spettanti in quell'anno. I CB ritirati dal GSE non possono essere oggetto di successive contrattazioni con i soggetti obbligati.

Va tenuto presente che, in base a quanto stabilito dal **D. Lgs. 387/03** "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" sulla cumulabilità degli incentivi, la produzione elettrica da fonti rinnovabili che ottiene incentivazioni non può ottenere contemporaneamente i certificati bianchi (CB).

Inoltre il **D. Lgs. 102/14** "Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE" dispone in modo esplicito, all'art. 10, che la concessione di qualunque incentivo ad impianti di cogenerazione può avvenire solo se l'energia elettrica proviene da impianto ad alto rendimento (CAR) ed il calore di scarto è effettivamente utilizzato per soddisfare una domanda economicamente giustificabile.

Si ricorda infine che, per l'art. 26 del **D. Lgs. 28/11** "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE", gli incentivi alla produzione elettrica da impianti cogenerativi e trigenerativi alimentati da fonte solare non sono cumulabili con altri incentivi pubblici, esclusi quelli concessi per coprire fino al 40% del costo dell'investimento.

Appendice 3 AGGIORNAMENTO SUGLI INCENTIVI

Il 29 giugno 2016 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico **D.M. 23-6-2016** “Incentivazione dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico” [51], che recepisce la Comunicazione 2014/C 200/01 dell’Unione Europea. La normativa europea infatti consente un graduale adattamento dei regimi di aiuto esistenti nei diversi Paesi membri a favore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in attesa che dal 1 gennaio 2017 gli aiuti siano concessi esclusivamente attraverso procedure di gara competitiva.

Il decreto è entrato in vigore il 30 giugno 2016 e stabilisce norme transitorie valide fino alla fine del 2016 o fino al raggiungimento del **tetto di 5,8 miliardi** di euro per il costo medio annuo degli incentivi alle fonti rinnovabili, escluso il fotovoltaico. Possono accedere ai suoi meccanismi d’incentivazione solo gli impianti entrati in esercizio dall’1-1-2013.

Riguardo al solare termodinamico, viene abrogato il D.M. 11-4-2008. Viene stabilito che gli impianti, per poter accedere all’incentivazione, devono avere un sistema d’accumulo termico, *per unità di superficie captante*, non inferiore a **0,4 kWh_t** se la superficie captante è compresa tra 10.000 e 50.000 m², e a **1,5 kWh_t** se è superiore a 50.000 m². Inoltre devono utilizzare, come fluido termovettore e come mezzo d’accumulo, sostanze che non sono tossiche o nocive, esclusi gli impianti in aree industriali.

Le tariffe incentivanti sono comprese tra 291 e 324 €/MWh, crescenti al diminuire della taglia dell’impianto, e sono erogate per 25 anni. Negli impianti ibridi spettano alla sola *produzione elettrica netta imputabile alla fonte solare*, calcolata sottraendo alla produzione netta totale la parte ascrivibile ad altre fonti, nelle condizioni effettive di esercizio, qualora sia superiore al 15% del totale.

Queste tariffe sono incrementate di 20 €/MWh, se la frazione d’integrazione è compresa tra 0,15 e 0,50, e di 45 €/MWh se tale frazione è inferiore a 0,15. Ai soli fini della tariffa spettante alla produzione imputabile da fonte solare, per gli impianti ibridi che utilizzano come unica fonte di integrazione una fonte rinnovabile, il fattore d’integrazione è convenzionalmente considerato pari a zero.

In caso di impianti ibridi con frazione d’integrazione superiore a 0,35, si assume una *potenza convenzionale* di riferimento, espressa in kW, calcolata con la formula:

$$P_n = m_q \cdot 0,1$$

dove m_q è la superficie captante dell’impianto, espressa in metri quadrati.

Sono stabiliti tre diversi meccanismi di incentivazione per la produzione di energia elettrica da solare termodinamico, a seconda della potenza di impianto:

- fino a 100 kW è previsto l’accesso diretto, ma solo fino alla fine del 2017 o al raggiungimento del tetto di 5,8 miliardi di € per gli incentivi annui;
- oltre 100 kW e fino a 5 MW l’accesso avviene tramite l’iscrizione all’apposito registro, in posizione che rientra nel contingente di 20 MW;
- oltre 5 MW si accede tramite aste competitive al ribasso, entro il contingente di 100 MW.

Gli impianti inclusi nel registro devono entrare in esercizio entro 31 mesi dalla comunicazione dell’esito positivo, mentre quelli inclusi nelle graduatorie delle aste devono entrare in esercizio entro 39 mesi dalla comunicazione dell’aggiudicazione.

Per quanto riguarda l'erogazione si distinguono due sistemi:

- tariffa omnicomprensiva, in cui il GSE provvede al ritiro dell'energia netta immessa in rete e paga la tariffa incentivante che compete al tipo di impianto;
- incentivo, in cui il GSE eroga alla produzione netta immessa in rete la differenza tra la tariffa incentivante e il prezzo orario dell'energia elettrica che compete alla zona in cui si trova l'impianto, mentre l'energia prodotta resta nella disponibilità del produttore.

Per gli impianti con potenza fino a 500 kW si può optare tra la tariffa omnicomprensiva e l'incentivo, mentre per gli impianti con potenza maggiore è previsto solo il secondo sistema.

ENEA

Servizio Promozione e Comunicazione

www.enea.it

Luglio 2016