

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria Industriale e dell'Informazione

Corso di Laurea in Ingegneria Gestionale
Gestione della Sostenibilità e dell'Energia



Metodologia semplificata per la valutazione delle prestazioni tecnico-economiche di
impianti solari termodinamici

Relatore: Chiar.mo Prof. Giampaolo MANZOLINI

Co-relatore: Ing. Aldo BISCHI

Tesi di Laurea di:

Marcello LOFFREDO Matr. 801276

Anno Accademico 2013 – 2014

Indice Generale

Sommario	ix
Capitolo 1 Stato dell'arte	1
1.1 L'energia solare come risorsa	1
1.2 La tecnologia del Solare Termodinamico	3
1.2.1 Principi base	4
1.2.2 Varianti tecnologiche.....	8
1.3 Accumulo termico.....	23
1.3.1 Tecnologie di accumulo termico	24
1.3.2 Uso dell'energia termica immagazzinata	31
1.4 Situazione mondiale.....	32
Capitolo 2 Tecnologie investigate	36
2.1 Introduzione	36
2.2 Metodologia	37
2.3 Impianti di riferimento.....	38
2.3.1 Impianto a collettori parabolici	38
2.3.2 Impianto a torre solare.....	41
Capitolo 3 Analisi energetica	43
3.1 Indici di efficienza	43
3.2 Dimensionamento	45
3.2.1 Campo solare	45
3.2.2 Accumulo termico	49
3.3 Simulazione	52

3.3.1	Introduzione.....	52
3.3.2	Simulazione impianto a collettori parabolici.....	54
3.3.3	Simulazione impianto a torre solare.....	58
3.3.4	Risultati.....	61
3.3.5	Validazione del modello energetico.....	64
Capitolo 4	Analisi economica	69
4.1	Introduzione	69
4.2	Metodologia	70
4.3	Stima delle principali voci di costo	72
4.4	Valutazione economica.....	77
4.4.1	Risultati.....	78
4.5	Analisi di sensibilità	84
Capitolo 5	Conclusioni e sviluppi futuri	88
5.1	Conclusioni	88
5.2	Sviluppi futuri	89
Bibliografia	91
Appendice A	94
Appendice B	98
Ringraziamenti	99

Elenco delle Figure

Figura 1: Radiazione solare extra-terrestre ($AM=0$); viene inoltre mostrata l'approssimazione con un corpo nero e l'attenuazione atmosferica ($AM=1.5$) [2].	2
Figura 2: Siti favorevoli per applicazioni del Solare Termodinamico [1].	3
Figura 3: Configurazione completa generale dell'impianto distinta nelle sue componenti principali.....	4
Figura 4: Efficienza di conversione ideale da energia solare a lavoro meccanico per diversi valori del coefficiente di concentrazione (CR), della temperatura dell'assorbitore e dell' emissività. Il DNI si assume uguale a 800 W/m^2 [2].	7
Figura 5: Rappresentazione schematica di un impianto indiretto a collettori parabolici con accumulo termico [3].	10
Figura 6: Rappresentazione schematica di un SCA [2].	10
Figura 7: Rappresentazione schematica (sx) e reale (dx) di una collettore parabolico [4].	11
Figura 8: Vista dall'alto degli impianti ANDASOL 1 e ANDASOL 2 in provincia di Granada [2].	13
Figura 9: Superfici riflettenti che approssimano la forma parabolica [1].	14
Figura 10: Distribuzione qualitativa del flusso di calore sul tubo assorbitore per i sistemi a collettori parabolici (sx) e per quelli di tipo Fresnel (dx) [2].	15
Figura 11: Rappresentazione schematica (sx) e reale (dx) del ricevitore Solarmundo[4].	17
Figura 12: Particolare del ricevitore SUPERNOVA di Novatec Solar (sx) e rappresentazione schematica del ricevitore (dx) [2].	17
Figura 13: Rappresentazione schematica del ricevitore a cavità.....	18
Figura 14: Esempi della disposizione circolare degli eliostati: Gemasolar (sx) [6] e PS10 (dx).	20

Figura 15: Collettori a disco solare con motore Stirling [4].	22
Figura 16: Vista dall'alto dei due serbatoi a livello variabile nell'impianto ANDASOL1 [9].	28
Figura 17: Sistema di accumulo per produzione diretta di vapore surriscaldato con due stadi a mezzo solido (calcestruzzo) ed uno a PCM [9].	30
Figura 18: Layout d'impianto senza considerare la presenza dell'accumulo termico. In rosso il percorso effettuato dall'olio e in azzurro quello del vapore [14].	39
Figura 19: Vista (sx) e rappresentazione schematica (dx) del campo specchi Gemasolar.	41
Figura 20: Layout dell'impianto Gemasolar [15].	42
Figura 21: Rappresentazione dell'angolo di declinazione.	53
Figura 22: Rappresentazione dell'angolo zenitale.....	55
Figura 23: IAM per diversi valori dell'azimut.....	60
Figura 24: Definizione del modificatore dell'angolo di incidenza.	60
Figura 25: Consuntivo giornaliero dell'energia elettrica erogata dall'impianto a collettori parabolici nei quattro giorni tipici al variare delle ore di accumulo e considerando il multiplo solare indicato.	62
Figura 26: Consuntivo giornaliero dell'energia elettrica erogata dall'impianto a torre solare nei quattro giorni tipici al variare delle ore di accumulo e considerando il multiplo solare indicato.	62
Figura 27: Curve di potenza di funzionamento per l'impianto a collettori parabolici per il giorno caratteristico individuato.	66
Figura 28: Curve di potenza di funzionamento per l'impianto a collettori parabolici per il giorno caratteristico individuato.	66
Figura 29: Curve di potenza di funzionamento per l'impianto a torre solare per il giorno caratteristico individuato.	67

Figura 30: Curve di potenza di funzionamento per l'impianto a torre solare per il giorno caratteristico individuato.	67
Figura 31: Struttura dei costi d'investimento per l'impianto a collettori parabolici con 8h di accumulo e MS=2; con riferimento a Politecnico [19]+[20].	74
Figura 32: Struttura dei costi d'investimento per l'impianto a torre solare con 13h di accumulo e MS=2,5; con riferimento a SunLab [21]+[20].	77
Figura 33: Variazione del LCOE per l'impianto a collettori parabolici per diversi multipli solari e taglia dell'accumulo con riferimento a Passoni [5].	79
Figura 34: Variazione del LCOE per l'impianto a collettori parabolici per diversi multipli solari e taglia dell'accumulo con riferimento a Morin [19].	80
Figura 35: Variazione del LCOE per l'impianto a collettori parabolici per diversi multipli solari e taglia dell'accumulo con riferimento a Politecnico [19]+[20]. ..	80
Figura 36: Variazione del LCOE per l'impianto a torre solare per diversi multipli solari e taglia dell'accumulo con riferimento a SunLab [21].	80
Figura 37: Variazione del LCOE per l'impianto a torre solare per diversi multipli solari e taglia dell'accumulo con riferimento a S&L [21].	81
Figura 38: Variazione del LCOE per l'impianto a torre solare per diversi multipli solari e taglia dell'accumulo con riferimento a SunLab [21]+[20].	81
Figura 39: LCOE medio attuale per le diverse tecnologie di produzione di potenza [23].	83
Figura 40: Analisi di sensibilità per l'impianto a collettori parabolici con una riduzione massima pari al 60%; riferimento a Morin [19].	85
Figura 41: Analisi di sensibilità per l'impianto a torre solare con una riduzione massima pari al 60%; riferimento a S&L [21].	86
Figura 42: Manifesto SunShot Initiative [24].	87

Elenco delle Tabelle

Tabella 1: Principali mezzi di accumulo utilizzabili per gli impianti CSP [1]. ..	26
Tabella 2: Principali impianti solari a concentrazione - Situazione al dicembre 2010 [10]. ..	34
Tabella 3: Prestazioni alle condizioni nominali di progetto.....	47
Tabella 4: Valori di dimensionamento per i due impianti considerati.	49
Tabella 5: Condizioni metereologiche e coordinate geografiche di Las Vegas. ..	52
Tabella 6: Suddivisione dell'anno solare.....	54
Tabella 7: Confronto con l'impianto reale Andasol 1.	65
Tabella 8: Confronto con l' impianto reale Gemasolar.	65
Tabella 9: Confronto con [14]e [17] al variare delle ore di accumulo.....	68
Tabella 10: Scomposizione del campo solare nelle sue componenti di costo principali	73
Tabella 11: Stima dei costi per l'impianto a collettori parabolici con riferimento alle diverse fonti di costo analizzate.	74
Tabella 12: Scomposizione del campo solare nelle sue componenti di costo principali	75
Tabella 13: Stima dei costi per l'impianto a torre solare con riferimento alle diverse fonti di costo analizzate.	76
Tabella 14: Ipotesi finanziarie valide per entrambi gli impianti.	78
Tabella 15: Costo d'investimento e LCOE al variare delle ore di accumulo, del multiplo solare e valutato per le differenti fonti.....	78
Tabella 16: Costo d'investimento e LCOE al variare delle ore di accumulo, del multiplo solare e valutato per le differenti fonti.....	79

Sommario

La forte crescita economica che i cosiddetti paesi in via di sviluppo come Cina e India si trovano ad affrontare porta con sé enormi miglioramenti al livello di vita delle persone, ma causa un forte aumento della domanda energetica, con una conseguente quantità rilevante di CO₂ emessa, principale responsabile del fenomeno del riscaldamento globale. La decarbonizzazione della produzione di energia diventa quindi un punto chiave per ridurre le emissioni, poiché il settore energetico è responsabile per oltre il 40% delle emissioni totali. L'aumento dell'uso di fonti energetiche con quasi nulle emissioni di carbonio, come le energie rinnovabili, assume quindi in questo contesto un'importanza primaria.

Il lavoro di tesi si occupa dello studio di due tecnologie CSP, in particolare quella a collettori parabolici e quella a torre solare, fornendo una metodologia semplificata per la loro valutazione sia in termini tecnici, con il calcolo delle potenze erogate dall'impianto, che economici, con la definizione di uno schema dei costi d'investimento per il calcolo del Levelized Cost Of Electricity (LCOE). La metodologia proposta ha l'obiettivo di assicurare l'affidabilità dei risultati ottenibili tramite la sua implementazione nelle diverse fasi, garantendo una minore spesa in termini di tempo e risorse impiegate rispetto ai più complicati e dispendiosi software di simulazione. Il lavoro è stato così strutturato in tre fasi principali. Il dimensionamento di ogni componente dell'intero sistema è necessario sulla base di quelle che sono le caratteristiche e i limiti delle particolari tecnologie, e le condizioni nominali assunte per il progetto. I valori ottenuti da questa prima fase rappresentano gli input per il modello di simulazione, basato sullo sviluppo di un codice in Excel che ha permesso di definire le potenze tipiche dei due impianti studiati, ora per ora, andando così a simulare il loro funzionamento durante tutti i 365 giorni, sulla base di 4 giorni

tipici identificati e rappresentanti 4 periodi diversi dell'anno. Infine, l'analisi della struttura dei costi e la conseguente definizione nelle sue componenti principali delle spese d'investimento, ha consentito di definire uno schema completo di tutti i costi caratterizzanti la costruzione di un impianto, a partire da quelli legati alle componenti tecnologiche principali fino ad arrivare ai costi finanziari. E' così possibile fornire una valutazione economica sulla base dell'indicatore economico scelto, ovvero il LCOE, che tiene in considerazione tutte le spese sostenute e le produzioni elettriche simulate nei due impianti. La valutazione ha come obiettivo l'ottimizzazione del costo di generazione dell'energia elettrica per gli impianti considerati, attraverso l'adozione di un corretto dimensionamento del campo solare e del sistema di accumulo termico.

I risultati ottenuti hanno confermato l'affidabilità della metodologia presentata. I valori di dimensionamento e del modello di simulazione sono in linea con quelli degli impianti reali Andasol 1 e Gemasolar, presi come riferimento per le rispettive tecnologie e con cui sono stati confrontati: infatti la simulazione degli impianti presenta produzioni elettriche nette di circa 227,5 GWh/anno con un rendimento totale d'impianto pari a 15,8% per la tecnologia a collettori parabolici, e una produzione elettrica netta di circa 132,5 GWh/anno con un rendimento totale d'impianto pari a 18,8% per quella a torre solare. Anche il confronto con altri riferimenti bibliografici che utilizzano altri codici (per esempio PATTO code) ha permesso di validare il modello sviluppato, mostrando per un multiplo solare unitario, non solo produzioni elettriche molto simili (112,3 GWh/anno contro 110,9 GWh/anno) ma anche dimensionamenti della superficie degli specchi quasi identici (279040 m² contro 278887m²). Infine, i valori del LCOE ottenuti sono coerenti con quelli identificati in bibliografia, e conducono ad un dimensionamento ottimo del campo solare e della taglia dell'accumulo termico come per gli impianti reali di riferimento.

Capitolo 1

Stato dell'arte

1.1 L'energia solare come risorsa

Il sole è la fonte di energia che garantisce la vita. L'energia totale annua che viene intercettata dalla Terra, al di fuori dell'atmosfera, corrisponde a circa 500 milioni di TWh, che potrebbe essere sufficiente a coprire la domanda mondiale di energia di 1000 anni. Per identificare all'incirca la quantità di energia radiante che arriva sulla Terra dal Sole per unità di tempo e superficie, si usa riferirsi ad un valore definito costante solare che è pari a $1366,1 \text{ W/m}^2$. Tenendo conto della presenza in atmosfera di gas diversi (ad esempio O_2 , ozono, CO_2 , H_2O , ecc), aerosol e particelle di piccole dimensioni, avvengono fenomeni sia di assorbimento che di diffusione che implicano l'effettiva riduzione dell'energia solare disponibile. La figura 1 mostra lo spettro della radiazione solare al di fuori dell'atmosfera (linea nera) che può essere ben approssimata dalla spettro di emissione di radiazione di un corpo nero a 5776 K (linea rossa tratteggiata). Lo spettro solare dopo il passaggio attraverso l'atmosfera invece è presentato in blu, mostrando il forte effetto di attenuazione e le lunghezze d'onda di assorbimento caratteristiche causate dalla presenza dei diversi componenti in atmosfera [1].

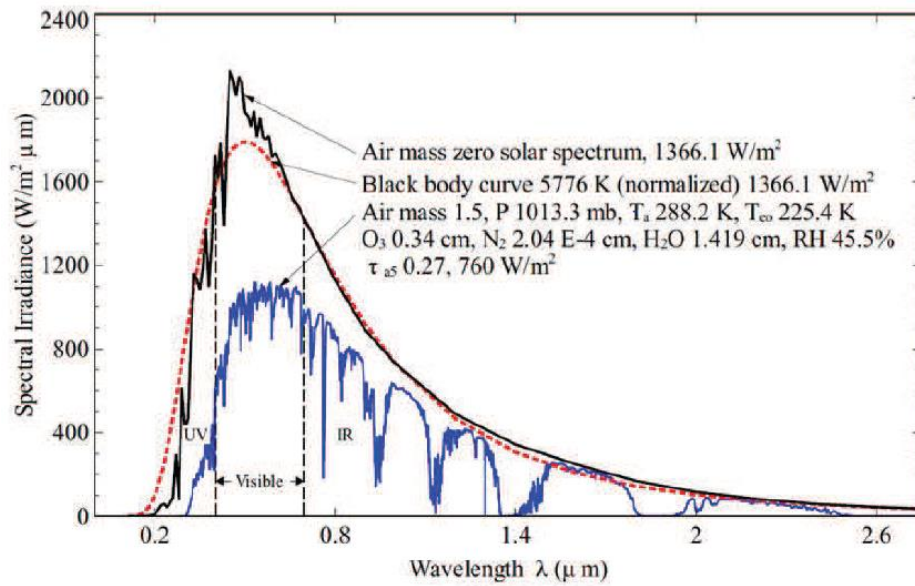


Figura 1: Radiazione solare extra-terrestre (AM=0); viene inoltre mostrata l'approssimazione con un corpo nero e l'attenuazione atmosferica (AM=1.5) [2].

A causa dell'effetto di diffusione ottica, la radiazione solare globale può essere suddivisa in una componente diffusa e in una componente diretta. Quest'ultima è la parte di radiazione che può essere utilizzata in impianti solari a concentrazione. Un parametro fondamentale, per avere una prima idea circa l'idoneità alla realizzazione di un impianto Solare Termodinamico (chiamato anche CSP, Concentrating Solar Power) in un determinato sito, è la radiazione normale diretta (DNI) annuale. Essa rappresenta l'energia solare per unità di superficie, che colpisce un'area mantenuta sempre perpendicolare ai raggi provenienti in linea retta dalla direzione del sole rispetto alla sua posizione corrente nel cielo. Come regola generale, il valore più basso accettabile, affinché un'installazione CSP risulti economicamente conveniente, è compreso nel range 1800-2000 kWh/m²anno. Le posizioni più idonee per l'installazione di impianti di questo tipo sono contenute in una zona denominata "fascia del sole" che è limitata dai due paralleli 40° N-40° S, come mostrato nella figura 2 [1].

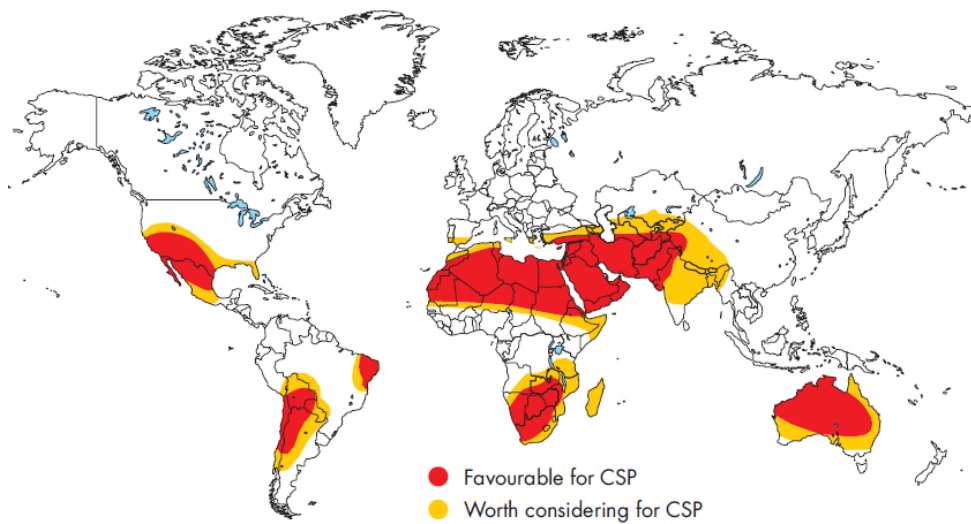


Figura 2: Siti favorevoli per applicazioni del Solare Termodinamico [1].

1.2 La tecnologia del Solare Termodinamico

La tecnologia del Solare Termodinamico consente di convertire la radiazione solare diretta in energia termica mediante l'uso di collettori. Un concentratore, costituito da superfici riflettenti, focalizza i raggi del sole su un ricevitore/assorbitore contenente un fluido termovettore che utilizza poi il percorso di conversione termodinamica per la produzione di energia elettrica. Inoltre, l'implementazione di un sistema di accumulo termico o la costruzione di impianti ibridi, permette all'impianto stesso di funzionare anche quando non è presente la radiazione solare, garantendo così una continuità nella produzione elettrica: tale caratteristica rappresenta uno dei punti di forza della tecnologia CSP in confronto ad altre energie rinnovabili (come per esempio il fotovoltaico, l'eolico...) [2].

Un impianto CSP, in genere, può essere schematizzato da quattro componenti principali:

- Campo solare: permette di concentrare la radiazione solare;
- Fluido termovettore (oppure HTF, Heat Transfer Fluid): consente di trasferire l'energia termica dal campo solare al blocco di potenza;
- Blocco di potenza: converte l'energia termica in elettricità;
- Accumulo termico: consente di immagazzinare il calore grazie ad un mezzo di accumulo.

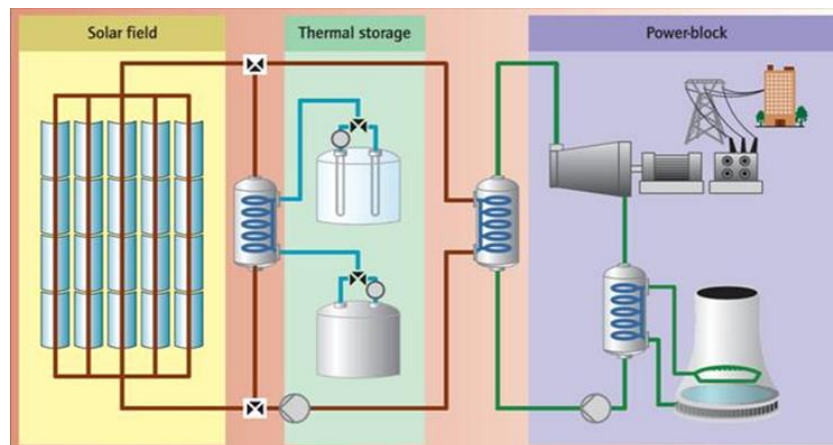


Figura 3: Configurazione completa generale dell'impianto distinta nelle sue componenti principali.

1.2.1 Principi base

Il processo di produzione di energia elettrica si basa su due fasi principali: in primo luogo, l'energia solare viene convertita in calore, ed in seguito in energia elettrica tramite un ciclo termodinamico convenzionale. L'efficienza di conversione complessiva può quindi essere vista come il prodotto delle efficienze di ciascuna fase:

$$\eta_{ideale} = \eta_{th} \cdot \eta_{carnot} \quad (1.1)$$

in cui il η_{th} rappresenta il rendimento di conversione della radiazione solare in potenza termica, mentre il η_{carnot} è l'efficienza ideale del ciclo termodinamico operante tra due temperature. Partendo da quest'ultima, la seconda legge della termodinamica afferma che la conversione ideale da potenza termica a potenza meccanica dipende unicamente dalla temperatura della sorgente di calore. Il ciclo reale di conversione, tuttavia, non potrà mai raggiungere il rendimento del ciclo ideale; ma maggiore è tale limite termodinamico, maggiore potrà essere l'efficienza reale del ciclo. Focalizzandosi sul ciclo di Carnot, che può essere rappresentativo di un ciclo Rankine, l'efficienza di conversione (η_{carnot}) è calcolata come segue:

$$\eta_{carnot} = 1 - \frac{T_{amb}}{T_{max}} \quad (1.2)$$

dove T_{amb} è la temperatura ambiente e T_{max} è la temperatura massima raggiunta dal ciclo. Da questa formula è possibile dedurre che maggiore è la temperatura massima di introduzione del calore nel ciclo, maggiore è l'efficienza di conversione ideale da energia termica in energia meccanica e di conseguenza in elettricità.

Si consideri ora il secondo termine della formula 1.1, ossia il η_{th} . Esso rappresenta il rapporto tra la potenza assorbita dal collettore \dot{Q}_{ASS} e la radiazione concentrata sul collettore stesso $\dot{Q}_{CONCENTRATA}$:

$$\eta_{th} = \frac{\dot{Q}_{ASS}}{\dot{Q}_{CONCENTRATA}} \quad (1.3)$$

L'intero sistema è progettato per catturare la maggior parte della radiazione solare e concentrarla su di un assorbitore così da trasferirla al fluido termovettore che scorre al suo interno. Al fine di produrre calore utile per il ciclo di potenza, l'assorbitore deve raggiungere temperature elevate e, pertanto,

diffonde energia sotto forma di emissione infrarossa causando delle perdite termiche. Quindi la potenza netta ricevuta dal collettore (\dot{Q}_{RIC}) può essere scritta come la differenza tra la radiazione solare assorbita e l'energia emessa nell'ambiente, così come segue:

$$\dot{Q}_{RIC} = \dot{Q}_{ASS} - \dot{Q}_{EMESSA} = \alpha \cdot CR \cdot DNI - \sigma \cdot \varepsilon \cdot (T_{ass}^4 - T_{amb}^4) \quad (1.4)$$

Dove α è il coefficiente di assorbimento emisferico totale dell'assorbitore che rappresenta la frazione di radiazione incidente assorbita dalla superficie, CR è il rapporto geometrico di concentrazione del collettore definito come il rapporto tra l'area del concentratore e quella del ricevitore, DNI è l'irraggiamento diretto normale [W/m^2], epsilon è l'emissività emisferica dell'assorbitore, sigma è la costante di Stefan-Boltzmann [$5.67e-08 W/m^2K^4$], T_{ass} è la temperatura media dell'assorbitore [K] e T_{amb} è la temperatura di riferimento dell'ambiente "vista" dall'assorbitore stesso [K]. Il rendimento termico di un collettore (η_{th}) può essere dunque espresso come rapporto tra il calore netto ricevuto dal collettore e il calore concentrato sul collettore stesso (tutte queste formule si riferiscono ad una superficie unitaria) [2]:

$$\eta_{th} = \frac{\dot{Q}_{ASS} - \dot{Q}_{EMESSA}}{\dot{Q}_{CONCENTRATA}} = \alpha - \frac{\sigma \cdot \varepsilon \cdot (T_{ass}^4 - T_{amb}^4)}{CR \cdot DNI} \quad (1.5)$$

Da quest'ultima relazione è possibile effettuare alcune considerazioni circa l'efficienza del ricevitore:

- i. Le proprietà ottiche dell'assorbitore, in particolare un elevato coefficiente di assorbimento dello spettro solare, sono fondamentali per ottenere un'elevata efficienza;
- ii. Minore è l'emissività termica maggiore è l'efficienza a causa di una riduzione delle perdite termiche;

- iii. Un'elevata incidenza del flusso di radiazioni ha un effetto positivo sull'efficienza. Una volta che il livello di temperatura è fisso, l'impatto delle perdite termiche è mitigato dalla maggiore quantità di energia solare incidente [1].
- iv. L'efficienza termica e di conseguenza il calore recuperato dal sistema, aumentano con il rapporto di concentrazione. Poiché le prestazioni dell'assorbitore sono fondamentali e la dimensione deve essere ridotta, l'attività di ricerca può concentrarsi sul miglioramento di tale rapporto spingendo così le prestazioni a valori più alti [2].

Un esempio dell'impatto del coefficiente di assorbimento, del rapporto di concentrazione e dell'emissività sull'efficienza del sistema è mostrato nella Figura 4. Per semplicità si assume un coefficiente di assorbimento costante, mentre si considerano tre diversi valori di emissività (0.9, 0.5 e 0.1). Emissività ridotta e un elevato assorbimento rappresentano le proprietà di un materiale con elevate prestazioni, sicuramente anche più costoso [1].

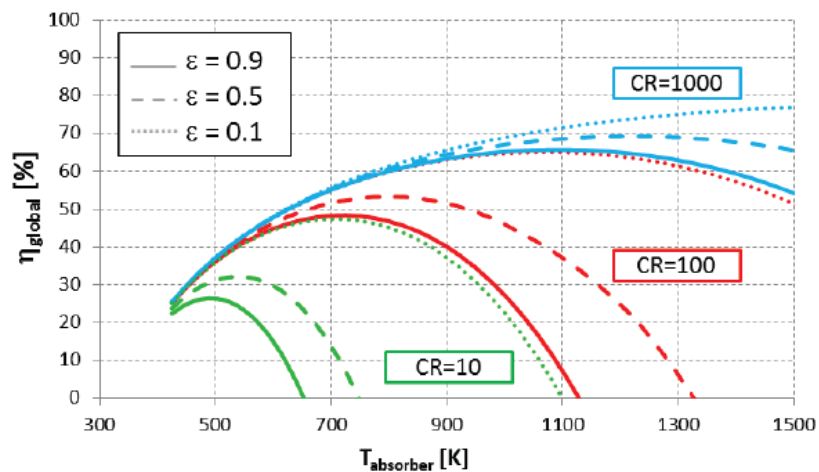


Figura 4: Efficienza di conversione ideale da energia solare a lavoro meccanico per diversi valori del coefficiente di concentrazione (CR), della temperatura dell'assorbitore e dell'emissività. Il DNI si assume uguale a 800 W/m^2 [2].

Un'ultima considerazione riguardo al concetto di concentrazione, è che, al fine di massimizzare l'energia solare raccolta, è necessario un sistema di inseguimento della traiettoria solare. Tale sistema aumenta però la complessità dell'impianto, nonché i costi, con un impatto potenzialmente negativo sulla disponibilità complessiva dell'impianto. Tuttavia i vantaggi di questo sistema di inseguimento sono sufficienti a superare questi pochi inconvenienti [2].

Concentrandoci invece, in ultima analisi, sulle temperature raggiunte dall'assorbitore, è possibile notare come per il calcolo del η_{carnot} (vedi formula 1.2) sia conveniente raggiungere temperature massime del ciclo molto elevate con un beneficio quindi su tale efficienza, mentre per il calcolo del η_{th} un aumento della temperatura media dell'assorbitore provoca (come si evidenzia dalla formula 1.5) un relativo aumento delle perdite termiche. Risulta quindi necessario trovare un compromesso tra i due valori di efficienza al fine di massimizzare l'efficienza di conversione complessiva (η_{ideale}).

1.2.2 Varianti tecnologiche

E' possibile fare diverse classificazioni per catalogare le tipologie d'impianti solari termodinamici, tuttavia, quella che risulta più utile al fine di distinguere le tecnologie e descriverne i punti di forza e debolezza, è quella che riguarda il modo in cui i concentratori concentrano la radiazione solare. In questa classificazione si possono distinguere:

- i. Sistemi Lineari:
 - Tecnologia a collettori parabolici;
 - Tecnologia a lenti Fresnel;
- ii. Sistemi Puntuali:
 - Sistemi a torre solare;
 - Disco solare.

1.2.2.1 Sistemi lineari

I sistemi lineari, come suggerisce il nome stesso, sono caratterizzati dal fatto che la concentrazione della radiazione proveniente dal Sole avviene su una linea, detta linea solare, in cui è presente un tubo ricevitore al cui interno scorre il fluido termovettore. Essi possono essere dunque dotati di specchi a sezione parabolica che concentrano la radiazione sulla linea focale, in tal caso sono detti sistemi parabolico lineari; alternativamente possono essere dotati di specchi lineari inclinati, in grado di concentrare la radiazione su di una linea parallela al loro piano di giacitura, al di sopra di essi. In quest'ultimo caso sono detti sistemi a concentrazione lineare di Fresnel.

Tali tipologie di sistemi, per dimensioni e caratteristiche costruttive, sono caratterizzate dall'aver un solo asse di inseguimento del sole (tipicamente est-ovest). Focalizzare l'energia solare linearmente permette di ottenere un minore rapporto di concentrazione e di conseguenza di raggiungere temperature più basse approssimativamente comprese nel range di 200°C-600°C [1] che rende il ciclo Rankine la scelta termodinamica più adatta per la conversione dell'energia termica in elettricità. Un collettore lineare in un impianto CSP può essere in una configurazione a ciclo indiretto o a ciclo diretto. Nel primo caso l'HTF e il fluido di lavoro sono diversi, e il passaggio di calore avviene attraverso opportuni scambiatori; mentre nella seconda ipotesi, non sono necessari scambiatori in quanto l'HTF è anche fluido di lavoro [2]. I sistemi a concentrazione lineare, principalmente la tecnologia parabolica, rappresentano la grande maggioranza della capacità installata attuale, come riportato in [3].

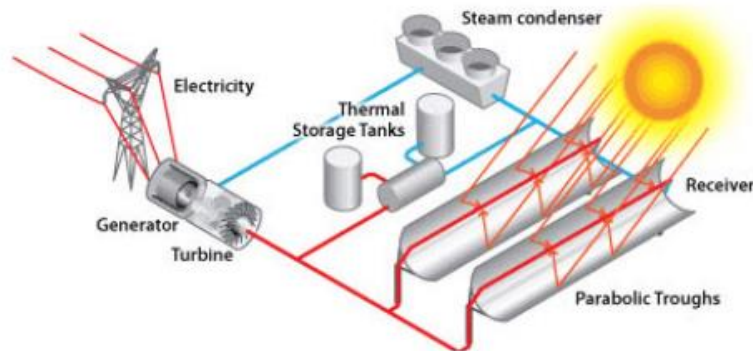


Figura 5: Rappresentazione schematica di un impianto indiretto a collettori parabolici con accumulo termico [3].

Tecnologia a collettori parabolici

I collettori parabolici a concentrazione lineare rappresentano la tecnologia attualmente più matura, e sono in grado di trasferire calore a fluidi termovettori adatti a raggiungere temperature anche superiori a 500 °C e di integrarsi con sistemi di generazione elettrica aventi potenze a partire da poche centinaia di kW_{el} fino a diverse decine di MW_{el} [4]. La componente base del campo solare è il Solar Collector Assembly (SCA) che è mostrato schematicamente nella figura seguente.

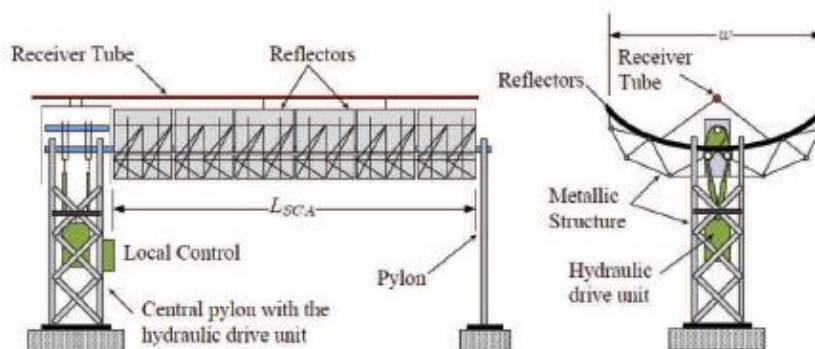


Figura 6: Rappresentazione schematica di un SCA [2].

Ogni SCA è costituito da specchi concavi denominati riflettori parabolici, ed è sostenuto da una struttura di sostegno e da sistemi di inseguimento della traiettoria solare. I collettori parabolici lineari hanno dunque una caratteristica forma cilindrica con una curvatura parabolica che permette alla radiazione solare di venire riflessa e concentrata su un tubo assorbitore con rivestimento selettivo che trasferisce la potenza termica ad un fluido che scorre al suo interno. Il rivestimento selettivo viene depositato per aumentare le proprietà di assorbimento, mantenendo un basso valore di emissività. Il tubo ricevitore è contenuto all'interno di un tubo di vetro, di solito fatto da Pyrex®, nella cui intercapedine vetro-tubo vengono mantenute condizioni di vuoto per impedire l'ossidazione del rivestimento e per ridurre le perdite di calore. Tuttavia la radiazione incidente sul tubo di vetro dovrà attraversarlo, provocando delle perdite per trasmittanza (massimizzare tale valore vuol dire migliorare il rapporto tra la radiazione emergente dopo l'attraversamento e quella incidente sul tubo stesso). In tal senso viene usato un rivestimento antiriflesso su entrambe le superfici del tubo di vetro [2].

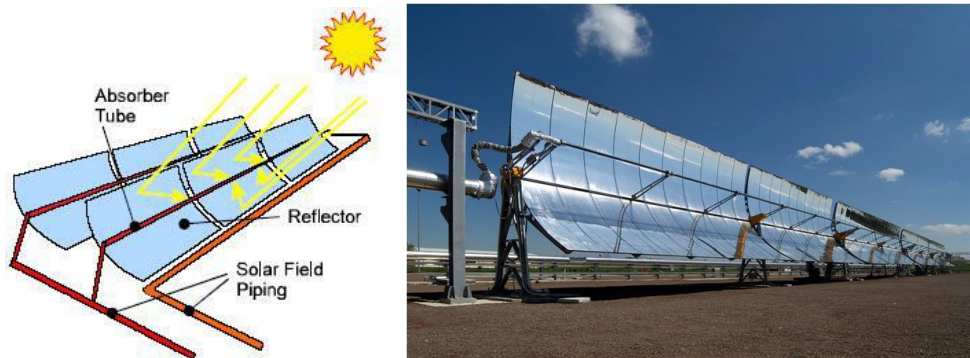


Figura 7: Rappresentazione schematica (sx) e reale (dx) di una collettore parabolico [4].

Per quanto riguarda le dimensioni caratterizzanti un impianto di questo tipo, possiamo affermare che allo stato attuale i collettori parabolici hanno aperture

tipiche di circa 5-6 m e sono assemblati in file lunghe circa 100-150 m. In relazione alla necessità di evitare un eccessivo ombreggiamento reciproco, le file devono avere una spaziatura pari a circa 2,5-3 volte l'apertura della parabola, cosicché l'occupazione del terreno sia pari a circa 2,5-3,0 volte l'effettiva superficie di captazione. La maggior parte degli impianti solari termodinamici di grande potenza realizzati finora (aventi potenze tipiche pari a circa 50 MW_{el}) impiega questa tipologia di collettore, abbinata all'utilizzo di cicli a vapore convenzionali [4].

Il campo ha una natura modulare ed è costituito da una serie di loop, ciascuno formato da due file di collettori uguali (andata e ritorno), generalmente orientati in direzione Nord-Sud. Ogni collettore è costituito da moduli solari (fino a 12 per strutture Eurotrough) ed è regolato da un drive centrale nel proprio moto di inseguimento del sole. Ogni loop è collegato alle tubazioni principali di mandata e ritorno del fluido termovettore provenienti dagli scambiatori situati nel blocco di potenza [5]. La struttura, di solito metallica, serve per mantenere concentratore e ricevitore nella posizione corretta e a conferire la forma parabolica tipica del riflettore. Deve soddisfare i seguenti requisiti: uso efficiente dei materiali, facilmente trasportabile nel sito di installazione, facile da assemblare e resistente alle condizioni atmosferiche per almeno 30 anni. Tale struttura deve essere fissata al suolo per mezzo di opportune fondazioni che hanno un alto impatto sui costi complessivi del campo solare.

I collettori parabolici sono progettati per ottenere elevate prestazioni, minimizzando i costi e garantendo un'elevata affidabilità e durata. Tutto ciò può essere tradotto nei seguenti obiettivi:

- Elevata precisione ottica e di inseguimento solare dei sistemi di puntamento;
- Ridotte dispersioni termiche;

- Raggiungere una produzione di massa;
- Riduzione del numero di parti da assemblare e dei costi di costruzione.

Pertanto, le attività di Ricerca e Sviluppo mirano a soddisfare tali obiettivi, al fine di rendere la tecnologia competitiva dal punto di vista economico-commerciale [2].



Figura 8: Vista dall'alto degli impianti ANDASOL 1 e ANDASOL 2 in provincia di Granada [2].

Tecnologia a lenti Fresnel

La tecnologia Fresnel rende possibile la concentrazione dell'energia solare attraverso una serie di specchi posizionati a livello del suolo (0,5-1 m da terra), con diversa curvatura, che approssima la forma parabolica ideale. Gli specchi possono essere orientati in modo indipendente, concentrando l'energia solare su un ricevitore posto in posizione sopraelevata di circa 4-8 m rispetto al piano generato dalle superfici riflettenti. In confronto alla precedente tecnologia lineare, l'approssimazione della forma parabolica porta ad una minore efficienza ottica ideale che implica la necessità di un riflettore secondario.

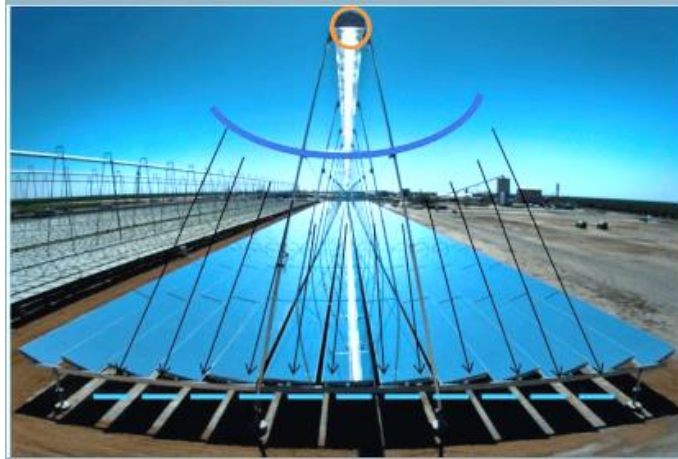


Figura 9: Superfici riflettenti che approssimano la forma parabolica [1].

Il motivo principale che ha guidato le attività di ricerca sui riflettori Fresnel, che però non hanno raggiunto ancora uno stadio di sviluppo commerciale paragonabile al parabolico, è il minore costo di investimento spiegato da:

- Minori costi di installazione: l'uso di specchi a livello del suolo implica una struttura più leggera. Inoltre l'assorbitore è montato su una struttura di sostegno fissa che non richiede costosi giunti rotanti, rendendo più facile la progettazione e l'assemblaggio dell'intero sistema;
- Minore occupazione del suolo: non c'è il problema dell'ombreggiamento, quindi la distanza tra le file, che di solito è all'incirca pari a 4-5 m, è esclusivamente dovuta ad esigenze manutentive.

Tuttavia, i vantaggi di costo sopra menzionati, devono affrontare valori di efficienza ottica inferiori che hanno un forte impatto penalizzante sul costo dell'energia prodotta [1].

Un ulteriore vantaggio riguarda il coefficiente di concentrazione (CR) che può essere maggiore (all'incirca il doppio) rispetto al valore tipico per i collettori

parabolici, in quanto la superficie del concentratore non è limitata da vincoli costruttivi legati all'apertura della parabola. Spesso questa tecnologia utilizza una superficie riflettente secondaria che permette di non disperdere la radiazione solare che non colpisce direttamente il tubo assorbitore.

La Generazione Diretta di vapore è l'opzione più comune adottata in tutti gli impianti attualmente in funzione. E' particolarmente adatta perché il flusso termico massimo sul tubo assorbitore corrisponde alla zona bagnata da acqua liquida, evitando possibili problemi di picchi locali di temperatura che si verificano invece quando il flusso è stratificato. Questo problema invece, è più probabile nei collettori parabolici, a causa della rotazione dell'assorbitore insieme alle superfici riflettenti che può causare un elevato flusso in zone non bagnate dall'acqua liquida quando il collettore è in una posizione inclinata, come mostrato nella Figura 10. La generazione diretta garantisce inoltre un'ulteriore riduzione dei costi, evitando la necessità di uno scambiatore di calore tra l'HTF e fluido di lavoro.[2].

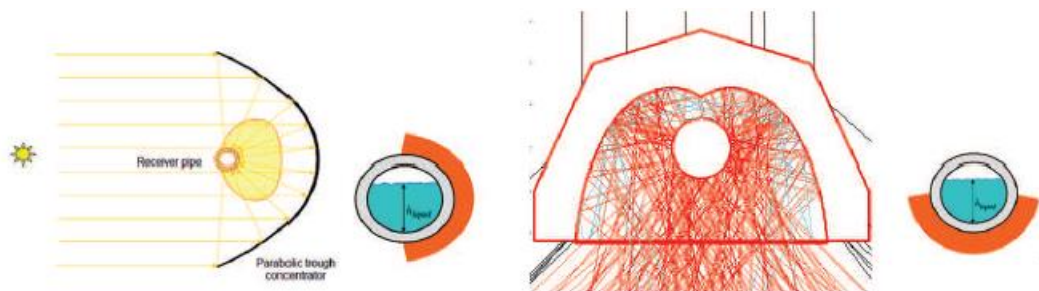


Figura 10: Distribuzione qualitativa del flusso di calore sul tubo assorbitore per i sistemi a collettori parabolici (sx) e per quelli di tipo Fresnel (dx) [2].

Per quanto riguarda il tubo assorbitore, si può adottare la stessa soluzione tecnologica utilizzata per la tecnologia parabolica. Tuttavia rispetto a quest'ultima, sono proposti in letteratura e sono disponibili in commercio diversi

tipi di ricevitori. Le loro caratteristiche dipendono principalmente dalle condizioni operative (temperatura e pressione). L'altezza del ricevitore dagli specchi primari deve essere sufficiente per evitare un forte ombreggiamento, ma d'altro canto aumentare tale distanza provoca un aumento in peso della struttura di sostegno con un impatto sui costi. Inoltre, tale distanza deve essere percorsa dai raggi solari e, se troppo elevata, causa un abbassamento dell'efficienza ottica. L'altezza ottimale risulta quindi un compromesso tra queste necessità opposte. Si illustrano brevemente i tre principali tipi di ricevitore che possono essere identificati:

- i. Tubo non evacuato con riflettore secondario: la funzione del riflettore secondario è quella di reindirizzare la radiazione solare che non colpisce il tubo assorbitore su di esso, e allo stesso tempo, garantire una distribuzione del flusso più uniforme nella parte superiore del tubo. La cavità creata dal riflettore secondario è di norma chiusa con un vetro di copertura, al fine di ridurre le perdite termiche del collettore e proteggere l'assorbitore dalla polvere e dalla sabbia. Il vetro di copertura deve garantire un'elevata trasmittanza e sopportare elevati flussi di calore. Il diametro dell'assorbitore cambia da modello a modello. L'uso del tubo assorbitore non evacuato invece, è adatto per temperature dell'HTF relativamente basse (nel range dei 250-300°C) ad eccezione del ricevitore Solarmundo, che è in grado di lavorare con temperature addirittura al di sopra dei 500°C grazie all'uso di un particolare rivestimento selettivo [2]. Gli esempi seguenti mostrano delle figure schematiche della soluzioni adottata dal prototipo Solarmundo (Belgio)[4].

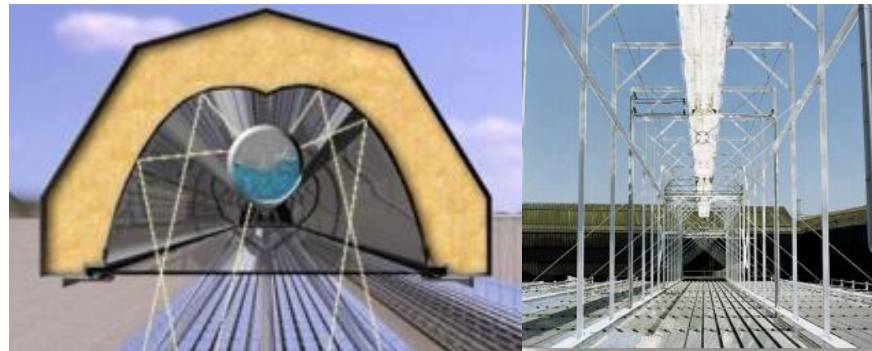


Figura 11: Rappresentazione schematica (sx) e reale (dx) del ricevitore Solarmundo[4].

- ii. Tubo evacuato con riflettore secondario: se le temperature di funzionamento sono comparabili con quelle dei collettori parabolici, è possibile utilizzare la stessa tipologia di tubo assorbitore evacuato descritto in precedenza. Il riflettore secondario invece non deve interamente racchiudere il tubo assorbitore, dal momento che non risulta più necessario avere un vetro di copertura [2].

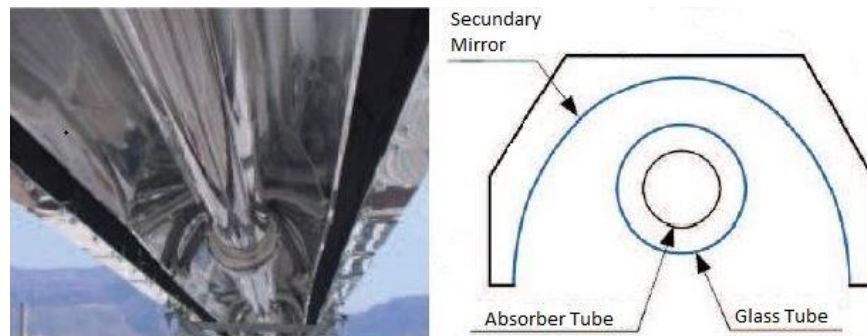


Figura 12: Particolare del ricevitore SUPERNOVA di Novatec Solar (sx) e rappresentazione schematica del ricevitore (dx) [2].

- iii. Ricevitore a cavità con multi-tubi assorbitori: formato da una cavità trapezoidale contenente una batteria di piccoli tubi orizzontali paralleli in cui scorre acqua/vapore. Il numero di tubi è stata variata in diversi

studi (da 6 a 12) e anche il numero di passaggi che ogni tubo deve effettuare nel collettore. Analogamente al ricevitore non evacuato, l'apertura della cavità è sigillata con un vetro di copertura per limitare le perdite termiche [2].

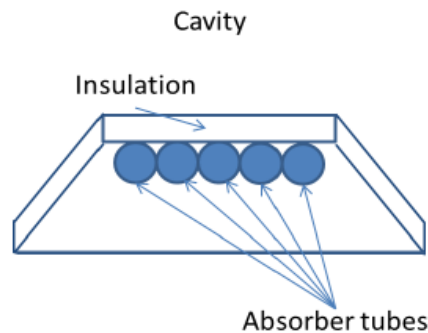


Figura 13: Rappresentazione schematica del ricevitore a cavità.

In ultima analisi, per quanto riguarda le dimensioni caratteristiche di un campo solare di questo tipo, i collettori lineari Fresnel sono realizzati utilizzando generalmente 10-20 file di specchi indipendenti aventi larghezza di circa 0,5-0,7 m, con una apertura complessiva dell'ordine di 8-20 m. Il modulo elementare ha una lunghezza che può variare da un minimo di 4-5 m fino anche a 50 m. In tutti i casi, i singoli moduli vengono assemblati in stringhe lunghe da un minimo di circa 100-150 m fino anche a 1000 m [4].

1.2.2.2 Sistemi puntuali

I sistemi a concentrazione puntuale sono basati su sistemi di puntamento a due assi e hanno generalmente rapporti di concentrazione più elevati rispetto ai sistemi di inseguimento a singolo asse, con la possibilità dunque di raggiungere

temperature operative superiori. Tuttavia, questi stessi aspetti penalizzano questa configurazione sia dal punto di vista dei costi che dell'occupazione del campo solare. Il punto focale rappresenta il punto in cui viene riflessa la radiazione solare per trasferire al fluido potenza termica, che poi viene convertita in elettricità in un ciclo termodinamico. Poiché l'intera radiazione solare viene concentrata sullo stesso punto, non vi è la necessità di un sistema di tubazioni complesso come per i sistemi lineari. In particolare, nella configurazione a disco solare la conversione di calore in elettricità avviene direttamente nel punto focale, mentre nella torre solare, la potenza termica viene trasferita ad un fluido e poi convertita in elettricità sul fondo della torre [2].

Sistemi a torre solare

I sistemi a torre sono basati sull'utilizzo di specchi piani, detti eliostati, montati su strutture dotate di un movimento indipendente di inseguimento biassiale della traiettoria solare, che permettono la concentrazione della radiazione in un punto focale unico per tutto l'impianto. Tale punto ricevitore è posto sulla sommità di una torre e al suo interno è ospitato il sistema di riscaldamento del fluido termovettore. Il sistema consente di realizzare elevati rapporti di concentrazione e quindi anche le temperature operative raggiungibili dal fluido sono molto elevate (talvolta superiori a 1000 °C) ma comunque condizionate dal tipo di HTF utilizzato.

Gli eliostati utilizzati negli impianti realizzati finora hanno superfici riflettenti con ampiezze dell'ordine di 100-150 m² e sono posizionati su file concentriche disposte intorno al ricevitore centrale. Al fine di evitare ombreggiamenti reciproci, la distanza fra le file aumenta al crescere della distanza dalla torre e al diminuire dell'altezza di quest'ultima. Generalmente si hanno distanze fra le file

variabili da 15-20 metri ad oltre 70-80 metri, mentre l'altezza complessiva della torre che ospita il ricevitore è dell'ordine di 120-200 m. Il ricevitore presenta diametri tipicamente di 5-15 m e altezze di 15-30 m. Tali sistemi vengono generalmente integrati con impianti Rankine a vapore e sono impiegati per potenze superiori ad alcune decine di MW [4].

Bisogna prestare attenzione per quanto riguarda il posizionamento geometrico degli specchi e la loro forma, al fine di assicurare elevate prestazioni ottiche. Sono quindi identificati in letteratura due principali categorie di disposizione degli eliostati nel campo solare:

- Surround: gli eliostati circondano simmetricamente il ricevitore e tale scelta risulta la migliore per luoghi vicini all'equatore. Tipico di impianti con capacità di potenza elevata;
- North: gli eliostati sono sul lato nord del ricevitore. In particolare, questa soluzione è preferibile per siti caratterizzati da elevati latitudine e angolo di incidenza [1].



Figura 14: Esempi della disposizione circolare degli eliostati: Gemasolar (sx) [6] e PS10 (dx).

Per quanto riguarda le tipologie di ricevitori, possono essere prese in considerazione diverse soluzioni a seconda del tipo di fluido che deve essere riscaldato. In commercio sono disponibili diversi tipi: esterno tubolare, tubolare

a cavità e volumetrici. La soluzione maggiormente disponibile è rappresentata dal ricevitore tubolare, che viene utilizzato in impianti che trattano come fluido termovettore ad esempio sali fusi, o per produrre direttamente vapore. Questo perché nel design tubolare l'alto coefficiente di scambio di calore del fluido (acqua o sali fusi) può limitare la temperatura del tubo. Al contrario, quando si adotta un gas come fluido, a causa del minore coefficiente di trasferimento di calore, la scelta più adatta è il ricevitore volumetrico. Esso è caratterizzato da una struttura porosa in grado di aumentare la superficie di trasferimento, riducendo così la temperatura del ricevitore stesso. La temperatura massima sul ricevitore dipende dunque dal fluido termovettore adottato, dalla tecnologia del ricevitore e dal ciclo termodinamico utilizzato per convertire la potenza termica in elettricità.

E' infine importante sottolineare come la tecnologia a torre solare sia poco sviluppata commercialmente e, dato l'elevato potenziale dovuto alle alte temperature raggiungibili, abbia creato un grande interesse nella comunità scientifica. In particolare, relativi settori di ricerca mirano a trovare soluzioni innovative per aumentare le prestazioni ottiche e per sviluppare nuovi concetti del blocco di potenza con l'obiettivo di una riduzione di costo per kWh prodotto [2].

Disco solare

La tecnologia del disco solare si basa sulle note proprietà ottiche della superficie paraboloidale riflettente, con il ricevitore posto nella posizione focale. Il sistema di inseguimento a due assi permette al riflettore di ruotare e di seguire direttamente l'apparente movimento del sole. Per quanto riguarda la produzione di energia, la soluzione più comune è il posizionamento e di un motore termico

nella posizione focale dello specchio. A causa di vincoli dimensionali, la potenza di targa del motore non deve essere superiore a circa 100 kW_{el} e per questo motivo la migliore scelta tecnologica è oggi rappresentata dal motore Stirling [1]. Tali collettori a concentrazione puntiforme presentano infatti una limitazione sulle dimensioni massime. In particolare, i diametri tipici del paraboloide sono dell'ordine di circa 10-20 m, con altezze del fulcro da terra di circa 12-20 m. Per questo motivo, anche le potenze massime prodotte dal sistema di generazione elettrica non sono molto elevate (qualche decina di kW) come già accennato in precedenza [4].



Figura 15: Collettori a disco solare con motore Stirling [4].

E' possibile identificare alcuni principali vantaggi di tale tecnologia:

- Rapporto di concentrazione di 3000 circa, che determina elevate temperature sul ricevitore;
- La più alta efficienza termodinamica (da solare a elettrico) tra le tecnologie solari, fino al 31,25 % circa (Sandia National Laboratory);
- Nessuna necessità di raffreddamento ad acqua, poiché il ciclo termodinamico è un ciclo chiuso a gas.

Tuttavia gli elevati costi specifici ed alcuni problemi di affidabilità principalmente legati alla elevata temperatura di lavoro del ricevitore/motore Stirling, limitano lo sviluppo produttivo industriale e le relative potenziali economie di scala, che avrebbero un impatto benefico sulla riduzione dei costi di investimento abbassando il più alto costo dell'elettricità, attualmente, tra tutte le tecnologie utilizzate negli impianti CSP [2].

1.3 Accumulo termico

L'accumulo termico in un impianto solare termodinamico, costituisce una componente estremamente rilevante poiché consente di poter disporre di energia termica convertibile in elettrica in modo continuo. Permette di compensare le instabilità delle radiazioni solari, dovute a variabilità meteorologica, che causano un divario temporale tra la produzione elettrica dell'impianto e il relativo soddisfacimento della domanda energetica. Questo rappresenta sostanzialmente la principale differenziazione tra gli impianti CSP ed i convenzionali impianti a fonte rinnovabile non programmabile come per esempio l'eolico o il fotovoltaico.

Il principio base di funzionamento è il seguente: la carica termica accumulata dai collettori del campo solare deve soddisfare la potenza assorbita dalla turbina, e in caso di eccesso di calore, quest'ultimo viene deviato ad un vettore di immagazzinamento (sali fusi, oli) contenuto in un serbatoio adatto. Quando necessario, tale calore accumulato viene liberato per il ciclo di vapore al fine di garantire la continuità di produzione. In sintesi il sistema contemporaneamente genera vapore per la turbina e immagazzina energia termica.

E' possibile illustrare quali sono i principali vantaggi che comporta la presenza di un sistema di accumulo termico:

- Consente all'impianto di operare in condizioni costanti con una maggiore efficienza termica. Altrimenti, l'elevata oscillazione della produzione energetica, in assenza di accumulo, avrebbe effetti molto negativi sul funzionamento e sul rendimento del ciclo termodinamico. Tale effetto è ancora più accentuato per il ciclo Rankine perché esso presenta una consistente inerzia allo spegnimento e riaccensione;
- Rende possibile convertire l'energia termica in elettrica quando il prezzo di mercato di quest'ultima è più alto, offrendo così il massimo ritorno economico;
- Permette di soddisfare i picchi di domanda di energia elettrica [6].

Le principali opzioni per l'utilizzo effettivo dell'energia termica immagazzinata saranno descritte con maggiore dettaglio in seguito (vedi paragrafo 1.3.2).

Qualora l'accumulo non fosse previsto, questa funzione di compensazione può essere svolta dall'alimentazione con una seconda fonte di "combustibile", fossile o rinnovabile: si parla in questo caso di impianto ibrido.

1.3.1 Tecnologie di accumulo termico

Le caratteristiche più importanti di un sistema di accumulo sono rappresentate dal volume e dal tempo durante il quale l'energia può essere conservata con perdite accettabili. Un accumulo efficiente ha quindi come obiettivo la minimizzazione del volume e la massimizzazione della durata.

Un sistema può essere classificato secondo la tipologia di accumulo (sensibile, latente, chimico). L'accumulo termico può infatti utilizzare meccanismi di sfruttamento del calore sensibile o latente, oppure calore derivante da reazioni chimiche. Per quanto riguarda il calore sensibile, si sfrutta l'aumento della

temperatura di un mezzo solido o liquido per immagazzinare energia. Il calore latente, invece, viene sfruttato per immagazzinare energia attraverso il calore di transizione dallo stato solido a quello liquido. Per ogni materiale risultano fondamentali, per stabilirne l'idoneità e la convenienza come mezzo di stoccaggio, alcune caratteristiche quali:

- i limiti di temperatura massima e minima che, combinati con la densità massica media e il calore specifico, permettono di identificare la quantità di energia termica immagazzinabile per unità di volume ($\text{kWh}_t / \text{m}^3$);
- i costi approssimativi in US \$ per chilogrammo e unitari in US \$ / kWh_t .

Un'elevata capacità termica volumetrica è auspicabile perché implica la riduzione delle dimensioni del sistema, diminuendo di conseguenza i costi per le tubazioni esterne e altri costi strutturali. Bassi costi unitari ovviamente significano minori costi complessivi per una data capacità termica [7]. La tabella 1, mostra le caratteristiche per i principali mezzi di accumulo utilizzabili.

Si possono identificare due diverse modalità di trasferimento di calore al materiale: diretta o indiretta. Nella modalità diretta infatti, si utilizza un unico fluido scambiatore che assorbe la radiazione solare ed al tempo stesso funge da mezzo di accumulo. Nella modalità indiretta vi sono invece due sostanze distinte, una che funge da mezzo di scambio termico, l'altra da accumulo termico. La modalità diretta consente un maggior rendimento termodinamico poiché elimina un processo di scambio di calore, tuttavia richiede l'uso di un materiale con proprietà termo-fisiche idonee per lavorare sia come fluido di processo (HTF) che come mezzo di accumulo [8].

Storage Medium	Temperature		Average density (kg/m ³)	Average heat conductivity (W/mK)	Average heat capacity (kJ/kgK)	Volume specific heat capacity (kWh _t /m ³)	Media costs per kg (US\$/kg)	Media costs per kWh _t (US\$/kWh _t)
	Cold (°C)	Hot (°C)						
Solid media								
Sand-rock-mineral oil	200	300	1,700	1.0	1.30	60	0.15	4.2
Reinforced concrete	200	400	2,200	1.5	0.85	100	0.05	1.0
NaCl (solid)	200	500	2,160	7.0	0.85	150	0.15	1.5
Cast iron	200	400	7,200	37.0	0.56	160	1.00	32.0
Cast steel	200	700	7,800	40.0	0.60	450	5.00	60.0
Silica fire bricks	200	700	1,820	1.5	1.00	150	1.00	7.0
Magnesia fire bricks	200	1,200	3,000	5.0	1.15	600	2.00	6.0
Liquid media								
Mineral oil	200	300	770	0.12	2.6	55	0.30	4.2
Synthetic oil	250	350	900	0.11	2.3	57	3.00	43.0
Silicone oil	300	400	900	0.10	2.1	52	5.00	80.0
Nitrite salts	250	450	1,825	0.57	1.5	152	1.00	12.0
Nitrate salts	265	565	1,870	0.52	1.6	250	0.50	3.7
Carbonate salts	450	850	2,100	2.0	1.8	430	2.40	11.0
Liquid sodium	270	530	850	71.0	1.3	80	2.00	21.0
Phase change media								
NaNO ₃		308	2,257	0.5	200	125	0.20	3.6
KNO ₃		333	2,110	0.5	267	156	0.30	4.1
KOH		380	2,044	0.5	150	85	1.00	24.0
Salt-ceramics		500-850	2,600	5.0	420	300	2.00	17.0
(NaCO ₃ -BaCO ₃ /MgO)								
NaCl		802	2,160	5.0	520	280	0.15	1.2
Na ₂ CO ₃		854	2,533	2.0	276	194	0.20	2.6
K ₂ CO ₃		897	2,290	2.0	236	150	0.60	9.1

Tabella 1: Principali mezzi di accumulo utilizzabili per gli impianti CSP [1].

Accumulo a calore sensibile

Come precedentemente affermato, l'energia termica può essere immagazzinata nel calore sensibile di un materiale e quindi risulta proporzionale alla variazione di temperatura a cui è sottoposto il materiale stesso e alla sua capacità termica. La quantità di calore accumulato è calcolato nel modo seguente:

$$Q = m \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (1.6)$$

ossia è il prodotto della massa (kg) per il calore specifico medio (J/kg K) e la variazione di temperatura (K) del mezzo di accumulo prescelto.

Per l'accumulo a calore sensibile è possibile utilizzare sia sostanze solide che liquide. Per quanto riguarda le prime, l'energia è sempre immagazzinata mediante variazione di temperatura del mezzo solido. Esso è solitamente in forma porosa (roccia, sabbia, cemento, ecc) per aumentare la superficie di contatto termico, e il calore è estratto mediante flussi di liquido o di gas. In questi casi il fluido caldo percorre il mezzo poroso (scambio diretto) o le tubazioni interne al mezzo solido (scambio indiretto), cedendo energia alla massa solida, durante le ore di elevato irraggiamento. Viceversa, nelle ore di basso carico, la massa solida calda è attraversata in verso opposto dal fluido freddo a cui cede calore prima dell'ingresso in turbina. Tali sistemi sono utilizzati al posto di quelli liquidi principalmente per ragioni economiche, poiché il costo del materiale, per unità di energia immagazzinata, risulta inferiore e minori sono anche i costi di manutenzione. Con riferimento alla tabella 1 è possibile fornire alcune considerazioni sui mezzi solidi elencati. La combinazione di sabbia-roccia-olio presenta una forte limitazione sulla temperatura massima che è vincolata a 300° C. Cemento armato e sali hanno una capacità termica accettabile e un basso costo, ma presentano valori molto modesti di conducibilità termica. Mattoni di silice e magnesia, caratterizzati da un'alta temperatura di conservazione termica, non offrono vantaggi significativi rispetto a cemento e sali viste le temperature in gioco normalmente in un impianto CSP. L'acciaio fuso risulta invece troppo costoso, ma la ghisa offre un'elevata capacità e conducibilità termica a costi contenuti [7]. Invece per le tipologie di sistemi che utilizzano come mezzo di accumulo termico un liquido, il principio si basa sul fatto che quest'ultimo è ricircolato tra due differenti serbatoi a temperature diverse. Il processo di accumulo e rilascio dell'energia potrebbe svolgersi anche in un unico serbatoio (termoclino) in cui il liquido caldo si separa da quello freddo per stratificazione (diverse densità a differenti temperature); tuttavia, negli impianti solari termodinamici a concentrazione, la

necessità di avere a disposizione grandi volumi di accumulo rende indispensabile dotarsi di serbatoi separati. Tale sistema è in assoluto il più diffuso e viene anche definito sistema a due serbatoi a livello variabile. Il fluido primario riscaldato nel ricevitore solare si accumula nel serbatoio caldo, quindi entra nel generatore di vapore dove cede la sua energia e si scarica nel serbatoio freddo e dal serbatoio freddo ritorna nel ricevitore solare. Se la produzione di fluido caldo nella zona di captazione supera la portata ricevibile dal generatore di vapore, il livello del fluido sale nel serbatoio caldo e scende in quello freddo; viceversa se la portata di fluido dal campo solare è insufficiente, viene prelevato del fluido dal serbatoio caldo, il livello in questo serbatoio scende mentre sale in quello freddo. La presenza di due serbatoi complica la struttura dell'impianto con notevole aumento dei costi, tuttavia questo sistema garantisce che la temperatura d'ingresso al generatore di vapore resti quasi costante fino all'esaurimento di tutto il calore accumulato [8].



Figura 16: Vista dall'alto dei due serbatoi a livello variabile nell'impianto ANDASOL1 [9].

L'uso dei sali fusi è piuttosto conosciuto e molto diffuso. Le maggiori criticità applicative sono rappresentate dall'intervallo di temperatura ammesso per tali

sostanze (approssimativamente 220°C – 570°C). Infatti, il raggiungimento, nei serbatoi, di valori prossimi al massimo del range operativo (570°C), può generare fenomeni di decomposizione ed aumentare il grado di corrosività del sale. Al contrario valori di temperatura prossimi al minimo del range (220°C), possono provocare la solidificazione del sale, con bassa conducibilità termica del composto, e maggiore difficoltà per riportarlo allo stato fuso. Per questo motivo i sali elencati in tabella (nitriti, nitrati e carbonati) risultano idonei e non presentano particolari criticità per impianti CSP che lavorano con temperature comprese nell'intervallo sopra indicato. Gli oli diatermici invece, dipendono in maniera ancora più significativa dalle temperature di esercizio (approssimativamente 390°C è la temperatura massima di stabilità dell'olio) e dal loro punto di infiammabilità. L'olio di silicone è piuttosto costoso, anche se ha vantaggi ambientali perché è un materiale non pericoloso, mentre gli oli sintetici possono essere classificati come materiali pericolosi [7].

Accumulo a calore latente

I sistemi di accumulo a calore latente si basano sulla possibilità di accumulare grandi quantità di calore quasi isotericamente, sfruttando il cambiamento di stato della sostanza, normalmente da solido a liquido. Tutte le sostanze con queste caratteristiche sono materiali in cambiamento di fase (dette anche PCM, Phase Change Material). Il maggior vantaggio di tale sistema, rispetto a quello a calore sensibile, è rappresentato dalla possibilità di immagazzinare grandi quantità di energia termica in un intervallo ristretto di temperatura, ad un valore prossimo a quello della temperatura di fusione/solidificazione. Per questo motivo i sistemi di stoccaggio che utilizzano PCM, possono essere di dimensioni ridotte rispetto ai sistemi che sfruttano il calore sensibile monofase. Tuttavia, il processo di trasferimento di calore e la selezione dei mezzi di

accumulo risulta più difficile, e l'esperienza con sali a bassa temperatura ha mostrato che le prestazioni dei materiali possono degradare dopo un moderato numero di cicli di riscaldamento-raffreddamento. La tabella 1 mostra, per una serie di potenziali sali, la temperatura a cui avviene il cambiamento di fase. Tale valore di temperatura deve, infatti, corrispondere a quella della specifica applicazione, e quindi normalmente ciò richiede che la temperatura di fusione del materiale di accumulo termico sia prossima a quella di saturazione del vapore alla pressione operativa della turbina [7].

Un sistema di accumulo a calore latente mediante scambiatore a PCM, trova applicazione negli impianti che utilizzano vapore come fluido di processo. Tale soluzione è implementata in questi casi per la fase in cui il fluido vaporizza. Nelle fasi di pre-riscaldamento e surriscaldamento si utilizzano invece per l'accumulo scambiatori a mezzo solido [8]. Un possibile schema di accumulo in questo caso è individuato in Figura 17.

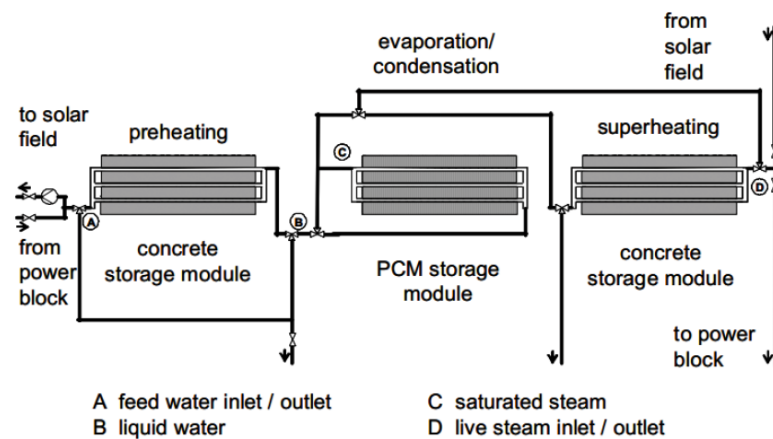


Figura 17: Sistema di accumulo per produzione diretta di vapore surriscaldato con due stadi a mezzo solido (calcestruzzo) ed uno a PCM [9].

Accumulo chimico

Il principio di funzionamento si basa sull'accumulo di calore da parte di reagenti coinvolti in una reazione chimica endotermica reversibile. Gli aspetti più interessanti sono dati dalla possibilità di immagazzinare energia ad una densità maggiore rispetto agli altri sistemi di accumulo termico e dalla possibilità di conservare i reagenti a temperatura ambiente rendendo minime le perdite termiche.

L'energia necessaria alla reazione è fornita esternamente mediante la fonte solare termodinamica: i prodotti che si formano dalla reazione endotermica sono conservati separatamente; in seguito, in maniera inversa i prodotti della reazione endotermica reagiscono insieme mediante un processo esotermico che li riporta allo stadio iniziale di reagenti rilasciando il calore acquisito nella prima fase.

Questa tipologia di accumulo, suscita notevole interesse ma al momento è ancora in fase di studio e pertanto non trova applicazione commerciale [8].

1.3.2 Uso dell'energia termica immagazzinata

Le opzioni principali per l'utilizzo dell'energia termica immagazzinata in un impianto solare dipendono dalle variazioni giornaliere e annuali delle radiazioni e dal profilo della domanda di energia elettrica. Le principali soluzioni adottabili sono:

- i. Compensazione durante le condizioni meteorologiche transitorie: l'obiettivo è bilanciare la variabilità delle radiazioni solari in input, causata dal passaggio di nuvole, che possono influenzare in modo significativo il funzionamento di un sistema di generazione elettrica. L'efficienza della produzione elettrica si degrada in caso di insolazione

intermittente, perché la turbina lavorerebbe troppo frequentemente in condizioni di carico parziale e in modo transitorio. Quindi, se la nuvolosità si verifica nel corso di un breve periodo in maniera regolare, c'è la necessità di una fonte termica supplementare. Un uso di questo tipo richiede una ridotta capacità di stoccaggio (massimo 1 ora a pieno carico);

- ii. **Dispacciabilità:** richiede l'utilizzo di una maggiore capacità di immagazzinamento. Lo stoccaggio permette il disaccoppiamento tra energia raccolta e distribuita, spostando i relativi periodi di accumulo termico a periodi successivi, in modo tale da seguire meglio il profilo temporale di domanda di energia elettrica o sfruttare momenti in cui le tariffe elettriche (dipendenti dal giorno, dall'ora del giorno e dalla stagione) permettono di massimizzare il ritorno economico. La dimensione tipica varia da 3 a 6 ore di funzionamento a pieno carico.
- iii. **Aumento del fattore di capacità annuale:** lo scopo è di estendere il periodo di funzionamento dell'impianto. Questa soluzione necessita la raccolta di maggiore energia solare e richiede campi solari più estesi rispetto ad un impianto che non prevede l'accumulo termico [7].

1.4 Situazione mondiale

I paesi in cui le tecnologie del solare termodinamico hanno avuto finora i maggiori sviluppi applicativi sono gli Stati Uniti e la Spagna. Negli Stati Uniti lo sviluppo applicativo del CSP ha avuto inizio in California, alla fine degli anni '80, con la costruzione di nove impianti a collettori parabolici lineari (denominati SEGS - Solar Energy Generating System), per una potenza elettrica complessiva di circa 350 MW e gli impianti a torre Solar One e Solar Two, con

potenza unitaria di 10 MW. Dopo un periodo di stop durato diversi anni, dal 2000 è partito un grosso programma di realizzazioni (circa 30 nuovi impianti) che porterà la potenza installata a oltre 8 GW.

Invece in Spagna nel 1998 sono partiti tre grandi progetti applicativi: Andasol, Gemasolar e PS10. L'impianto Andasol 1 e i successivi Andasol 2, 3 e 4, utilizzano i collettori parabolici lineari e sono installati a nord della Sierra Nevada (Granada), e hanno una potenza unitaria pari a 50 MW. L'impianto PS10, e il successivo PS20, entrambi a torre solare, con una potenza rispettivamente di 10 e 20 MW, sono installati nelle vicinanze di Solucar la Mayor (Siviglia). L'impianto Gemasolar, a torre anch'esso, ha una potenza di circa 20 MW ed è in costruzione vicino Écija, in Andalusia.

A questi paesi se ne stanno aggiungendo altri del Nord Africa e del Medio Oriente, tra cui Egitto, Algeria ed Emirati. La potenza complessiva a livello mondiale per quanto riguarda gli impianti già in esercizio conta circa 1064 MW. I dati sono forniti in tabella e sono relativi a dicembre 2010, mostrando inoltre quali siano i principali progetti in fase di costruzione e di progettazione.

<i>In esercizio</i>			<i>In costruzione</i>			<i>In progettazione</i>		
Impianto	Paese	MW	Impianto	Paese	MW	Impianto	Paese	MW
Maricopa	Arizona	1,5	ISCC Argelia	Algeria	25	Solana	Arizona	280
Saguaro	Arizona	1	ISEGS	California	400	Abengoa Mojave	California	250
Kimberlina	California	5	Al Kuraymat	Egitto	25	Alpine SunTower	California	92
SEGS I	California	14	Alvarado I	Spagna	50	Beacon	California	250
SEGS II	California	30	Andasol-3	Spagna	50	Blythe	California	1000
SEGS III	California	30	Andasol-4	Spagna	50	BrightSource PG&E 5	California	200
SEGS IV	California	30	Arcosol 50	Spagna	50	BrightSource PG&E 6	California	200
SEGS IX	California	80	EL REBOSO II	Spagna	50	BrightSource PG&E 7	California	200
SEGS V	California	30	Extresol-2	Spagna	50	Calico	California	650
SEGS VI	California	30	Gemasolar	Spagna	17	Gaskell	California	250
SEGS VII	California	30	Helios I	Spagna	50	Genesis	California	250
SEGS VIII	California	80	Helios II	Spagna	50	Imperial Valley- Solar 2	California	750
Sierra SunTower	California	5	La Dehesa	Spagna	50	Palen	California	500
Cameo	Colorado	2	Lebrija 1	Spagna	50	Rice	California	150
MNGSEC	Florida	75	Manchasol- 1	Spagna	50	Ridgecrest	California	250
Holaniku	Hawaii	2	Palma del Río I	Spagna	50	Coyote Springs 1	Nevada	200
Archimede	Italia	5	Vallesol 50	Spagna	50	Coyote Springs 2	Nevada	200
ISCC Morocco	Marocco	6	Shams 1	Emirati arabi	100	Sonoran	Nevada	375
Nevada Solar One	Nevada	75				Tonopah	Nevada	110
Andasol-1	Spagna	50				N. M. SunTower	Nuovo Messico	92
Andasol-2	Spagna	50				EL REBOSO III	Spagna	50
Extresol-1	Spagna	50				Extresol-3	Spagna	50
La Florida	Spagna	50				Manchasol-2	Spagna	50
Majadas I	Spagna	50						
Palma del Río II	Spagna	50						
PS10	Spagna	11						
PS20	Spagna	20						
Puerto Errado 1	Spagna	1.5						
Puertollano	Spagna	50						
Solnova 1	Spagna	50						
Solnova 3	Spagna	50						
Solnova 4	Spagna	50						

Tabella 2: Principali impianti solari a concentrazione - Situazione al dicembre 2010 [10].

Per quello che riguarda invece dati più aggiornati, nel 2011 sono entrati in funzione nuovi impianti CSP per una potenza complessiva di circa 545 MW, di cui 20 MW in Egitto (Kuraymat), altri 20 MW in Marocco (Ain Beni Mathar) e 25 MW in Algeria (Hassi R'mel), portando così la potenza mondiale complessiva a 1.655 MW. Tra gli altri paesi che concorrono allo sviluppo applicativo dei sistemi CSP ci sono l'Iran con 17 MW (Yazd), la Thailandia con 5 MW (Huaykrachao), l'Australia con 2 MW (New South Wales), la Germania con 1,5 MW (Julich) e l'Italia con 5 MW (Priolo). Nei primi mesi del 2012 sono entrati in funzione in Spagna due nuove unità da 50 MW (Solacor I e II) e una da 30 MW (Puerto Errado II). Per il 2015 sono in progetto nuovi impianti per oltre 3 GW, di cui circa 760 MW negli Stati Uniti, 1100 MW in Spagna, 250 MW in Israele (Ashalim, deserto del Negev), 100 MW negli Emirati Arabi (Abu Dhabi), 500 MW in Marocco (Ouarzazate), 100 MW in Sud Africa (Eskom), 316 MW in Australia e 28 MW in Cina.

All'inizio del 2014 la potenza complessiva degli impianti CSP in funzionamento nel mondo ammontava a 2800 MW, a cui si aggiungeranno a breve 2450 MW degli impianti in costruzione e successivamente altri 3870 MW di quelli in progetto, per un totale di quasi 9000 MW [9].

Capitolo 2

Tecnologie investigate

2.1 Introduzione

Lo scopo del seguente lavoro è sviluppare una metodologia semplificata per la valutazione, sia in termini energetici che economici, delle tecnologie oggetto di studio: i collettori parabolici e la torre solare. I primi rappresentano infatti la tecnologia di riferimento degli ultimi trent'anni, dalla costruzione del primo impianto SEGS nel 1985, mentre la torre solare sta guadagnando le attenzioni della comunità scientifica e di molte aziende elettriche grazie alle sue maggiori potenzialità precedentemente esposte. Nel seguente lavoro è stato sviluppato un modello Excel per il calcolo delle prestazioni in condizioni nominali di progetto e annuali di due impianti, entrambi dotati di serbatoi per l'accumulo termico, ispirati a impianti reali di riferimento per la rispettiva tecnologia. I casi reali considerati sono stati infatti l'impianto di 50 MW_{el} di potenza Andasol 1 [10], costruito in Spagna nella provincia di Granada, che prevede l'uso di collettori a specchi parabolici, e l'impianto Gemasolar [11] di 20 MW_{el}, costruito nella provincia di Siviglia, che invece produce elettricità grazie alla tecnologia a torre. Successivamente, il confronto dei risultati ottenuti con quelli reperiti in bibliografia ha consentito di dimostrare un certo grado di affidabilità del modello, nei confronti di metodologie più complesse utilizzate comunemente per un impianto solare termodinamico. Al fine di effettuare un raffronto omogeneo, per entrambi i casi è stato scelto Las Vegas come sito di installazione. Sono quindi considerate le relative coordinate geografiche (36°10' N, 115°08' O) con un irraggiamento normale diretto annuale pari a 2601 kWh / m² anno. Ulteriore obiettivo di questo lavoro è il confronto tra le prestazioni

delle due tecnologie studiate, valutando le diverse condizioni operative e le caratteristiche dei componenti, andando infine ad analizzare come parametro economico principale il costo di generazione dell'energia elettrica (LCOE), valutato con un'attenta analisi riguardante lo stato attuale dei costi. Il costo dell'energia prodotta è infatti il primo ostacolo alla diffusione su larga scala delle tecnologie che sfruttano le energie rinnovabili.

2.2 Metodologia

E' possibile descrivere la metodologia di analisi utilizzata distinguendo le seguenti fasi:

1. Dimensionamento: ogni componente dell'intero sistema (campo solare, accumulo termico e blocco di potenza) deve essere dimensionato tenendo conto dei limiti specifici imposti dalle tecnologie considerate e dalle condizioni di progetto assunte;
2. Simulazione: calcolo delle potenze tipiche dell'impianto e valutazione sulla base di indici di efficienza. Disponendo della radiazione oraria per il sito di installazione scelto, per poter simulare in maniera più corretta possibile le produzioni elettriche annue si è scelto di identificare quattro giorni caratteristici, rappresentanti quattro periodi tipici dell'anno solare (inverno, autunno, primavera ed estate). La scelta dei giorni si è basata principalmente sui dati di radiazione oraria a disposizione e sul calcolo di angoli geografici caratteristici come l'angolo di declinazione;
3. Analisi economica: stima delle voci di costo e creazione del relativo conto economico al fine di fornire una valutazione monetaria dell'impianto, usando come indice di riferimento il costo dell'energia elettrica. Data la forte incertezza caratterizzante le voci stimate, si è ritenuto necessario fornire più valutazioni economiche, per verificare la

robustezza dei risultati ottenuti. Infine risulta utile effettuare un'analisi di sensibilità per valutare potenziali miglioramenti di costo per il raggiungimento di un obiettivo economico prefissato.

2.3. Impianti di riferimento

2.3.1 Impianto a collettori parabolici

Il primo impianto di riferimento considerato è a collettori parabolici e utilizza olio diatermico come fluido termovettore. La configurazione è di tipo indiretto con accumulo termico a due serbatoi, che utilizzano sali fusi come fluido di immagazzinamento. L'impianto considerato è dimensionato sulla base di una radiazione nominale pari a 800 W/m^2 e viene fissata una potenza netta del ciclo a vapore di $50 \text{ MW}_{\text{el}}$.

Il campo specchi è costituito dai collettori ET-100 maggiormente disponibili in commercio [12]. Gli specchi sono stati sviluppati da Flabeg, mentre il ricevitore da Solel. Il layout del campo solare è ad "H", costituito da quattro sezioni simmetricamente distribuite attorno al blocco di potenza [13]. Tra i fluidi termovettori disponibili è stato scelto Therminol VP-1 che rappresenta il più convenzionale olio sintetico usato per applicazioni solari. Tale fluido permette un limite massimo di temperatura operativa in uscita dal campo solare pari a 390°C , con una risultante temperatura di vapore all'ingresso della turbina nel ciclo di potenza pari a 370°C .

Uno scambiatore interfaccia la sezione del campo specchi in cui circola l'olio, con il ciclo di potenza; tale scambiatore olio-vapore funge da generatore di vapore surriscaldato. Il vapore è poi inviato ad una turbina che genera energia elettrica. Lo scambiatore può essere suddiviso in tre parti distinte:

l'economizzatore, l'evaporatore e il surriscaldatore posti in parallelo con il risurriscaldatore, usato per incrementare l'efficienza del ciclo a vapore. La temperatura del vapore all'uscita dal risurriscaldatore è fissata uguale a quella in uscita dal surriscaldatore. Il fluido termovettore viene pompato alla linea di scambio termico del ciclo di potenza, in cui l'acqua di alimento, proveniente dal condensatore, viene prima riscaldata, poi fatta evaporare ed infine surriscaldata, ottenendo così vapore surriscaldato ad una pressione di 100 bar e ad una temperatura di 370 °C. Il vapore surriscaldato prodotto viene inviato alla turbina a vapore in cui entra a circa 95 bar per via delle perdite di carico nei condotti di collegamento. L'espansione avviene in due stadi interrotti dal risurriscaldamento. Al termine dell'espansione di bassa pressione, il vapore viene inviato al condensatore, condensato e pompato verso il degasatore. Infine la pompa di alimentazione estrae il condensato dal degasatore per mandarlo fino allo scambiatore con una pressione sufficiente a vincere tutte le perdite di carico del circuito. Il ciclo a vapore è anche dotato di rigeneratori di alta e bassa pressione in cui viene riscaldata l'acqua di alimento prima dell'ingresso nello scambiatore attraverso sei spillamenti rigenerativi dalla turbina [14].

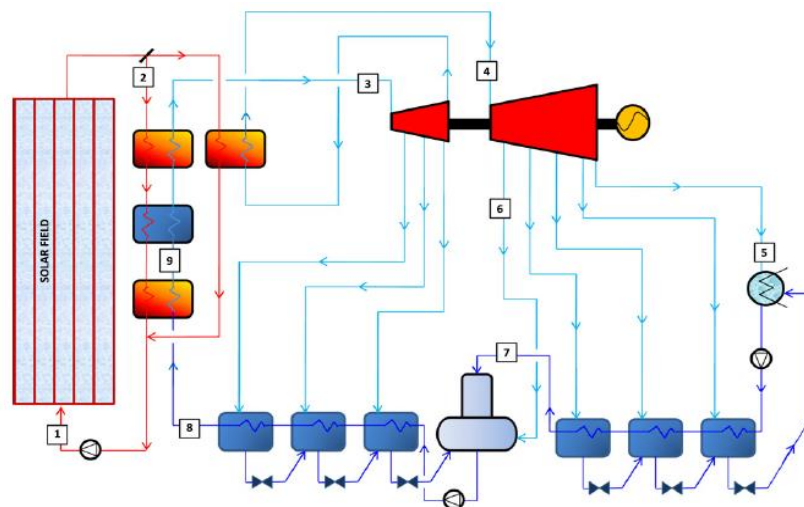


Figura 18: Layout d'impianto senza considerare la presenza dell'accumulo termico. In rosso il percorso effettuato dall'olio e in azzurro quello del vapore [14].

L'impianto prevede anche la presenza di un sistema di accumulo termico, non rappresentato nella figura precedente. Tale sistema è costituito da uno scambiatore olio-sali che interfaccia l'accumulo con la sezione solare dell'impianto, e da due serbatoi in cui viene immagazzinato il sale fuso usato convenzionalmente, formato da una miscela di Nitrato di sodio e Nitrato di potassio ($60\% \text{NaNO}_3 + 40\% \text{KNO}_3$). I due serbatoi contengono sali fusi rispettivamente alla temperatura di 384°C e 292°C , come per l'impianto di riferimento Andasol 1 a cui tale caso è ispirato.

Le tubazioni di collegamento interne al campo devono avere una disposizione tale da minimizzarne la lunghezza e quindi anche il costo d'investimento necessario. Inoltre, tubazioni più corte consentono di ridurre le perdite termiche del fluido che le attraversa e l'energia richiesta dalle pompe per la movimentazione. Il fluido termovettore viene pompato dal ciclo termodinamico verso il campo ad una pressione di circa 40 bar, necessaria a vincere tutte le perdite di carico presenti lungo il percorso (circa 10 bar) e ad evitare che il fluido evapori. La tubazione fredda di mandata presenta un diametro che tende a ridursi gradualmente allontanandosi dal blocco di potenza; questo è ragionevole se si considera che parte della portata d'olio abbandona progressivamente il ramo principale per percorrere i loops del campo solare, dove si scalda fino a raggiungere la temperatura massima di 390°C , prima di re-immetersi nella tubazione calda di ritorno che invece è a diametro crescente. Quindi, per minimizzare la distanza media percorsa dall'olio tra mandata e ritorno, è stata necessariamente adottata una disposizione ad "H", tipica di impianti con taglie superiori ai 30MW, in modo tale da riuscire a contenere sia le perdite termiche sia le perdite di carico [5].

2.3.2 Impianto a torre solare

Il secondo impianto di riferimento considerato, ispirato all'impianto reale Gemasolar situato nella provincia di Siviglia, sfrutta la tecnologia della torre solare. E' un impianto indiretto con accumulo termico a due serbatoi, e utilizza i sali fusi sia come fluido di immagazzinamento che come fluido termovettore, permettendo così l'eliminazione dello scambiatore di calore intermedio tra i due fluidi considerati. Anche in questo caso, per il dimensionamento, si considera una radiazione nominale pari a 800 W/m^2 e viene fissata una potenza netta del ciclo a vapore di $20 \text{ MW}_{\text{el}}$.

Il campo specchi è costituito da eliostati di superficie pari a 110 m^2 , sviluppati sulla base di criteri tecnico-economici da Sener [11], e dotati di un sistema di inseguimento biassiale della traiettoria solare. Il layout del campo solare è di tipo surrounded, in cui tutti gli specchi piani sono distribuiti uniformemente intorno al ricevitore centrale. Tale configurazione permette, rispetto al caso a collettori parabolici, una riduzione in lunghezza delle tubazioni con conseguenti riduzioni delle perdite termiche.

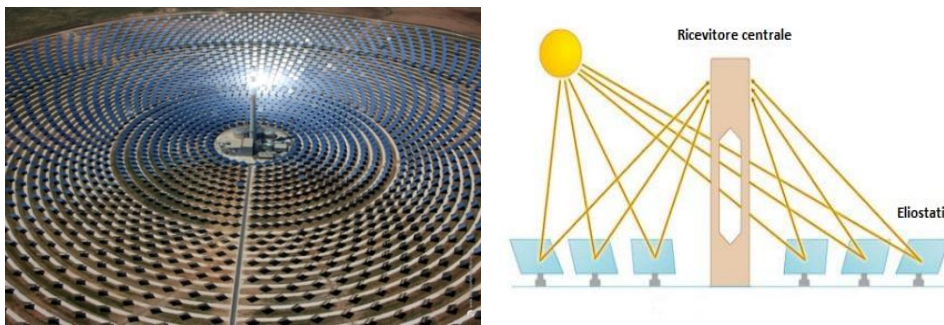


Figura 19: Vista (sx) e rappresentazione schematica (dx) del campo specchi Gemasolar.

Il ricevitore tubolare cilindrico esterno, posto sulla sommità della torre alta 140 m, presenta un'altezza di 16 m e un diametro pari a 8 m [15], coincidente con quello della torre stessa. E' in grado di operare sottoposto ad un alto flusso di

radiazioni, mantenendo basse le perdite di calore. Tale progetto, sviluppato anch'esso da Sener, favorisce il raggiungimento degli obiettivi di elevata efficienza termica, maggiore affidabilità e riduzione dei costi [11]. I sali fusi permettono un limite massimo di temperatura operativa in uscita dal campo solare pari a 565°C, che consente di operare con condizioni di vapore più critiche, in grado di portare ad elevati rendimenti il ciclo termico.

La sezione di evaporazione è formata da un evaporatore, due scambiatori di calore paralleli, per il surriscaldamento ed il risurriscaldamento del vapore, e l'economizzatore. La portata massica di vapore è impostata in modo da avere alla turbina una potenza nominale di 20 MW. L'espansione del vapore è divisa in sette gruppi. Il primo gruppo, che rappresenta la sezione ad alta pressione, si espande il vapore da 100 bar a 42 bar, mentre dopo il risurriscaldamento, il vapore viene espanso fino alla pressione di 0,12 bar [15].

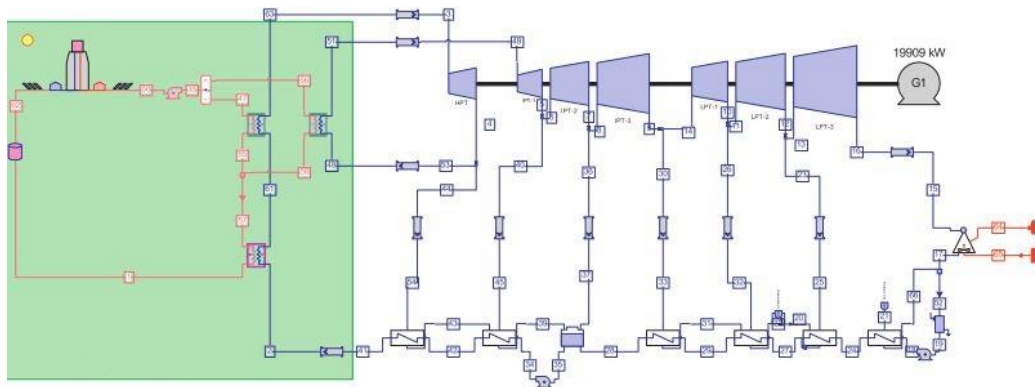


Figura 20: Layout dell'impianto Gemasolar [15].

L'impianto prevede la presenza di un sistema di accumulo termico, in cui i due serbatoi contengono sali fusi rispettivamente alla temperatura di 565°C e 270°C. L'elevata differenza tra la temperatura massima e minima dei sali, presenti rispettivamente nel serbatoio caldo e in quello freddo, consente una significativa riduzione del volume di accumulo.

Capitolo 3

Analisi Energetica

3.1 Indici di efficienza

A causa della differente dimensione degli impianti considerati, il confronto è stato eseguito in termini di efficienza al fine di delineare tutte le perdite caratterizzanti il processo di conversione da solare a elettrico. Per valutare l'impatto di ogni componente sulle performance complessive dell'impianto, sono stati introdotti cinque indici di efficienza [14]:

- i. L'efficienza ottica (η_{ottico}) confronta la radiazione incidente sul ricevitore con quella incidente sugli specchi e si calcola:

$$\eta_{\text{ottico}} = \frac{P_{\text{ricevitore}}}{P_{\text{solare}}} \quad (3.1)$$

dove $P_{\text{solare}} = A_{\text{ap}} \cdot DNI$ rappresenta la potenza solare radioattiva incidente sull'apertura degli specchi, mentre $P_{\text{ricevitore}}$ rappresenta la potenza teorica disponibile sulla superficie del ricevitore;

- ii. L'efficienza termica (η_{th}) considera le perdite termiche del collettore come segue:

$$\eta_{\text{th}} = \frac{P_{\text{HTF}}}{P_{\text{ricevitore}}} = 1 - \frac{P_{\text{perdite-th}}}{P_{\text{solare}} \cdot \eta_{\text{ottico}}} \quad (3.2)$$

dove P_{HTF} è la potenza termica netta trasferita al fluido termovettore e $P_{\text{perdite-th}}$ rappresenta le perdite termiche del collettore (tenuto conto anche del periodo notturno);

- iii. L'efficienza delle tubazioni ($\eta_{\text{tubazioni}}$) valuta l'impatto delle perdite termiche (incluse quelle notturne) delle tubazioni di collegamento sull'HTF. E' calcolata come segue:

$$\eta_{\text{tubazioni}} = \frac{P_{\text{HTF}} - P_{\text{perdite,tubazioni}}}{P_{\text{HTF}}} = \frac{P_{\text{netta,tub}}}{P_{\text{HTF}}} \quad (3.3)$$

dove $P_{\text{netta,tub}}$ rappresenta l'effettiva potenza termica in ingresso al ciclo termodinamico;

- iv. L'efficienza netta del blocco di potenza ($\eta_{\text{netto-BP}}$) rappresenta l'efficienza di conversione da potenza termica in elettricità:

$$\eta_{\text{netto-BP}} = \frac{P_{\text{el,turb}} - P_{\text{el,pompe}} - P_{\text{el,aus-cond}}}{P_{\text{netta,BP}}} = \frac{P_{\text{el,netta-BP}}}{P_{\text{netta,BP}}} \quad (3.4)$$

dove $P_{\text{el,turb}}$ rappresenta la potenza elettrica erogata dalla turbina a vapore, $P_{\text{el,pompe}}$ rappresenta il consumo elettrico delle pompe necessarie per la movimentazione del fluido nel ciclo, e $P_{\text{el,aus-cond}}$ è il consumo degli ausiliari del condensatore.

- v. L'efficienza degli ausiliari del campo solare ($\eta_{\text{aus-CS}}$) esprime l'impatto del consumo elettrico delle pompe di circolazione e dei sistemi di puntamento del campo solare sull'output elettrico del blocco di potenza:

$$\eta_{\text{aus-CS}} = \frac{P_{\text{el,netta-BP}} - P_{\text{el,aus-CS}}}{P_{\text{el,netta-BP}}} \quad (3.5)$$

Il prodotto di queste cinque efficienze ci fornisce il valore di efficienza da solare a elettrico di tutto l'impianto:

$$\eta_{\text{sol-el}} = \eta_{\text{ottico}} \cdot \eta_{\text{th}} \cdot \eta_{\text{tubazioni}} \cdot \eta_{\text{netto-BP}} \cdot \eta_{\text{aus-CS}} \quad (3.6)$$

E' necessario inoltre definire un ultimo indice di efficienza, per tenere conto dei vincoli progettuali imposti per l'accumulo termico. Infatti in caso di completo riempimento del serbatoio caldo non è più possibile immagazzinare sali fusi nel

sistema di accumulo, per cui si invia la massima portata di HTF al generatore di vapore, compatibilmente col funzionamento del ciclo di potenza, e si opera in defocus. In questo caso parte dei collettori del campo specchi vengono posizionati in modo tale da non raccogliere energia termica, al fine di poter ottenere in uscita dal campo la portata necessaria al solo funzionamento a carico massimo del ciclo di potenza. L'energia dissipata attraverso il defocus diminuisce all'aumentare delle dimensioni del sistema di accumulo; con serbatoi molto grandi, le ore di indisponibilità dell'accumulo diminuiscono [5]. Tale efficienza è così calcolata:

$$\eta_{defocus} = \frac{P_{netta,BP}}{P_{netta,tub}} \quad (3.7)$$

Naturalmente se l'energia termica in uscita dalle tubazioni coincide con quella in ingresso al ciclo di potenza vuol dire che non c'è defocus, e quindi tale valore di efficienza sarà pari a 1. E' possibile ora definire il rendimento totale dell'impianto anche in presenza di defocus:

$$\eta_{tot} = \eta_{sol-el} \cdot \eta_{defocus} = \frac{P_{el,annuale}}{P_{solare}} \quad (3.8)$$

3.2 Dimensionamento

3.2.1 Campo solare

Per affrontare il dimensionamento degli impianti di riferimento descritti, risulta necessario esprimere il concetto di Multiplo Solare (MS). Il multiplo solare esprime infatti il grado di sovradimensionamento del campo solare, e di conseguenza il livello di accumulo termico possibile, al fine di soddisfare il funzionamento del blocco di potenza alla potenza nominale, in corrispondenza

della radiazione di 800 W/m^2 . I campi specchi analizzati sono stati inizialmente dimensionati per un multiplo solare unitario. Per determinare la superficie degli specchi necessaria è quindi opportuno considerare tutte le perdite (ottiche, termiche, meccaniche ed elettriche) presenti nel passaggio di conversione da energia solare a elettrica. Per questo motivo vengono considerati gli indici di efficienza prima citati per l'identificazione di due rendimenti principali:

- i. Rendimento da solare a termico ($\eta_{\text{sol-th}}$) che rappresenta l'efficienza del processo di conversione dall'energia solare a quella termica in ingresso al ciclo termodinamico:

$$\eta_{\text{sol-th}} = \eta_{\text{ottico}} \cdot \eta_{\text{th}} \cdot \eta_{\text{tubazioni}} \quad (3.9)$$

- ii. Rendimento netto del blocco di potenza ($\eta_{\text{netto-BP}}$) che coincide con l'indice di efficienza prima identificato, e rappresenta il rendimento di conversione da energia termica a elettrica senza considerare i consumi elettrici delle pompe di circolazione e dei sistemi di movimentazione del campo solare.

La tabella 3 presenta rispettivamente i valori di rendimento calcolati in condizioni nominali di progetto per i due impianti di riferimento considerati, con l'assunzione di alcune ipotesi come per [14] per l'impianto a collettori parabolici e come per [15] per la tecnologia a torre solare. Tali valori sono necessari per il dimensionamento del campo specchi per un multiplo solare unitario, dunque senza la presenza di accumulo termico.

<i>Condizioni nominali di progetto</i>	<i>Impianto di riferimento</i>	
	<i>Collettori parabolici</i>	<i>Torre solare</i>
T _{in_CS} (°C)	289	269
T _{usc_CS} (°C)	390	565
T _{in_BP} (°C)	389	564
T _{usc_BP} (°C)	290	270
η _{BP} /η _{Lorentz}	0,66	0,69
Consumo ausiliari campo solare (MW)	-1,20	-0,15
P _{el, netta prodotta} (MW)	48,8	19,9
P _{el, netta BP} (MW)	50,0	20,0
Q _{in_BP} (MW)	144,5	50,8
Q _{in_HTF} (MW)	147,4	51,1
Q _{coll} (MW)	163,8	57,4
Q _{solare} (MW)	220,2	86,6
η _{ottico} (%)	74,4%	66,3%
η _{th} (%)	90,0%	89,0%
η _{tubazioni} (%)	98,0%	99,3%
η _{sol-th} (%)	65,6%	58,6%
η _{netto-BP} (%)	34,6%	39,4%
η _{aus-CS} (%)	97,6%	99,3%
η _{tot} (%)	22,16%	22,93%

Tabella 3: Prestazioni alle condizioni nominali di progetto.

Per stabilire l'area di specchi necessaria, sono stati adottati i due rendimenti sopra citati come per [5]. Per assicurare il funzionamento alla potenza nominale della turbina a vapore occorre una potenza termica in ingresso al ciclo pari a:

$$P_{th} = \frac{P_{el,nettaBP}}{\eta_{netto-BP}} \quad (3.10)$$

Nel caso di multiplo unitario, tutta la potenza termica deve provenire istantaneamente dal campo solare, anch'esso caratterizzato da un proprio rendimento, che considera fondamentalmente gli errori di concentrazione della radiazione, le perdite di fine collettore e le perdite termiche del ricevitore. Conseguentemente il campo deve essere in grado di intercettare una potenza di radiazione pari a:

$$P_{rad} = \frac{P_{th}}{\eta_{sol-th}} \quad (3.11)$$

Una volta nota la potenza radiativa necessaria e l'irraggiamento nominale della zona, è possibile determinare la superficie di specchi necessaria:

$$SuperficieSpecchi = \frac{P_{rad}}{DNI_{nom}} \quad (3.12)$$

Tale valore tuttavia non è quello definitivo perché con tutta probabilità, non sarà ottenibile visto che sia i collettori parabolici che gli eliostati esistenti hanno dimensioni standardizzate. Per quanto riguarda i primi, è stato necessario calcolare il numero di loop teorico da installare:

$$NumLoop = \frac{SuperficieSpecchi}{SuperficieLoop} \quad (3.13)$$

NumLoop deve essere arrotondato per eccesso all'intero successivo considerando che ogni loop è formato da 8 collettori. Allo stesso modo si procede per il calcolo del numero degli eliostati:

$$NumEliostati = \frac{SuperficieSpecchi}{SuperficieEliostato} \quad (3.14)$$

Anche il NumEliostati è arrotondato all'intero successivo. Le tabelle riassuntive qui di seguito mostrano i valori ottenuti per le due tecnologie oggetto di studio.

<i>Dimensionamento</i>	<i>Impianto di riferimento</i>	
	<i>Collettori parabolici</i>	<i>Torre solare</i>
Multiplo solare	1	1
DNI nom (W/m ²)	800	800
Superficie di specchi necessaria (m ²)	275217	108195
Lunghezza collettore (m)	99,5	
Corda della parabola (m)	5,77	
Superficie nom di intercettazione (m ²)	545	110
Num collettori per ogni loop	8	
Num loop / eliostati	64	984
Num loop per ogni sezione	16	
Superficie di specchi effettiva (m ²)	279040	108240

Tabella 4: Valori di dimensionamento per i due impianti considerati.

Per l'analisi effettuata sarà necessario variare il multiplo solare. Tale variazione risulterà possibile solo in modo discreto, a causa della natura modulare del campo. Si moltiplicherà dunque la superficie specchi necessaria con i diversi valori di multiplo solare, e si ripeteranno gli stessi passaggi fino ad identificare la nuova superficie di specchi effettiva.

3.2.2 Accumulo termico

Progettazione dei serbatoi

Il principale componente del sistema di accumulo termico a sali fusi è il serbatoio. Per dimensionare e determinare i costi di un opportuno sistema [5] risulta quindi necessario individuare le specifiche e i principali parametri da cui dipende l'accumulo. Le specifiche progettuali sono:

- i. Il sistema di accumulo deve essere in grado di poter immagazzinare l'intera quantità di sali necessaria per prolungare il tempo di funzionamento dell'impianto;

- ii. E' necessario sovradimensionare la capacità termica immagazzinata per tener conto delle perdite termiche per conduzione, irraggiamento e convezione, dalle superfici del serbatoio con l'ambiente esterno;
- iii. L'isolamento deve cercare di minimizzare le dispersioni termiche mantenendo costi ammissibili;
- iv. I serbatoi necessitano sempre di uno spazio vuoto tra il livello massimo raggiungibile dai sali ed il tetto del serbatoio, e di una quantità aggiuntiva di sali da lasciare sempre nel serbatoio. Per entrambi questi limiti è necessario un livello pari ad un metro, che nel secondo caso serve per assicurare che il sistema di riscaldamento dei sali fusi risulti immerso in essi in qualsiasi condizione di esercizio.

Dimensionamento dei serbatoi

Fissata la potenza elettrica nominale dell'impianto e il tempo Δt da coprire a pieno regime mediante l'accumulo termico, è possibile calcolare la capacità dei serbatoi come per [5]. La quantità di energia utile per l'accumulo risulta:

$$E_{accumulo} = \frac{P_{nom} \cdot \Delta t}{\eta_{netto-BP} \cdot \eta_{scamb}} \quad (3.15)$$

Dove il $\eta_{netto-BP}$ sarà diverso per i due casi in esame, mentre il η_{scamb} , rappresenta l'efficienza dello scambiatore di calore olio-sali presente solo nell'impianto a collettori parabolici. Calcolata l'energia utile da accumulare, passando attraverso la capacità termica dei sali, che è il mezzo di accumulo utilizzato in entrambi gli impianti, e il relativo salto di temperatura nel sistema, è possibile valutare il volume del serbatoio nel seguente modo:

$$V_{accumulo} = \frac{E_{accumulo}}{\rho_{sali} \cdot c_{p,sali} \cdot \Delta T} \quad (3.16)$$

I due serbatoi utili per l'accumulo sono identici e dimensionati sulla massima temperatura. Come affermato in precedenza nelle specifiche di progettazione, la capacità del serbatoio va poi aumentata perché si deve tenere conto delle relative perdite termiche, del fondo di sicurezza e dello spazio vuoto tra il tetto del serbatoio e il livello massimo raggiungibile dei sali. Il calcolo del volume di sali necessario a compensare le perdite termiche è stato affrontato da [5] e i valori di riferimento assunti per il sovradimensionamento sono riportati nelle tabelle in Appendice A. Il calcolo del volume occupato dal fondo di sicurezza e dallo spazio vuoto viene determinato fissando le relative altezze pari ad un metro. Per quanto concerne le due dimensioni del serbatoio, H e D, l'altezza è stata fissata pari a 14 m. La scelta è stata fatta sulla base di motivi di carattere strutturale e costruttivo che prevedono che non si utilizzino mai altezze superiori ai 14 m, anche per serbatoi di grandi dimensioni, in quanto le pompe non riescono a pompare ad altezze maggiori. Il diametro invece è stato ottenuto come il valore minimo possibile uguagliando le due formule dipendenti dal diametro stesso, ossia quella riguardante il volume sovradimensionato e quella più semplice inerente la geometria cilindrica del serbatoio. E' stato dunque necessario impostare un calcolo iterativo sul foglio di lavoro Excel, che restituisse un valore approssimato alla seconda cifra decimale. Le tabelle A1 e A2 mostrano i risultati ottenuti del dimensionamento del sistema all'aumentare delle ore di accumulo.

Da una successiva analisi dei costi sarà scelta la taglia dell'accumulo, e quindi le ore di funzionamento del sistema.

3.3 Simulazione

3.3.1 Introduzione

La simulazione delle prestazioni su base annua in condizioni di funzionamento, è stata affrontata grazie all'implementazione di un modello Excel semplificato, rispetto ai più complicati software di simulazione, che ha permesso di calcolare le potenze caratteristiche dell'impianto, a partire dalla potenza radiativa catturata dal campo solare, fino a quella termica entrante al blocco di potenza ed in grado di generare l'output elettrico richiesto.

Tale valutazione prevede a priori una scelta di alcuni giorni tipo, in grado di rappresentare in maniera più precisa possibile tutti i 365 giorni utili per la simulazione. A tale scopo risulta fondamentale disporre dei dati di radiazione e temperatura ambiente orarie. Infatti, conoscere la radiazione diretta ora per ora risulta necessario per poter prevedere la potenza termica catturata dal campo solare, mentre la temperatura ambiente è necessaria per valutare la sua influenza sulle prestazioni. La tabella riassume le condizioni metereologiche annue e le coordinate geografiche del sito di installazione considerato.

Dati rilevanti sito di installazione considerato

Nome	Las Vegas, NV
Latitudine	36°10'30" N
Longitudine	115°08'11" O
DNI annuale	2601 kWh/m ² a
Temperatura media	19,8°C

Tabella 5: Condizioni metereologiche e coordinate geografiche di Las Vegas.

Per la scelta dei giorni caratteristici sono state considerate due variabili principali: la radiazione solare diretta su base oraria e l'angolo di declinazione. La prima è fondamentale per distinguere i mesi in cui c'è maggiore disponibilità

di energia solare, tipicamente i mesi estivi, fino a quelli in cui tale risorsa risulta essere più scarsa (mesi invernali). L'angolo di declinazione invece, rappresenta la posizione angolare del sole al mezzogiorno solare rispetto al piano dell'equatore. Questo angolo è derivato dal fatto che l'asse di rotazione terrestre è inclinato di $23,45^\circ$, di conseguenza il valore della declinazione varierà nell'intervallo $-23,45^\circ \div 23,45^\circ$.

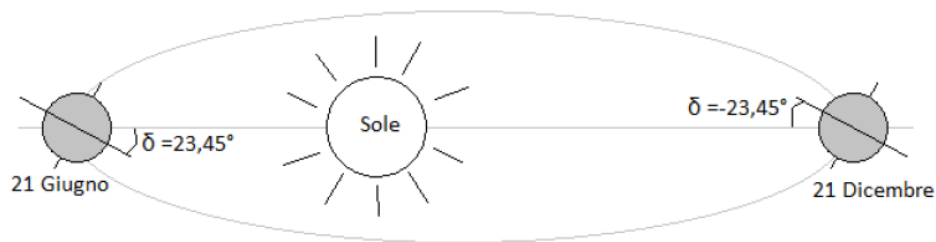


Figura 21: Rappresentazione dell'angolo di declinazione.

Tale valore risulta importante perché, come vedremo meglio in seguito, influenza due angoli caratteristici, l'angolo di incidenza e l'angolo zenitale, che a loro volta condizionano le prestazioni ottiche del sistema di captazione e concentrazione della radiazione solare.

In prima analisi sono stati scelti 3 giorni caratteristici in modo da suddividere l'anno in tre periodi. I risultati ottenuti dalla simulazione col modello non evidenziavano però valori in linea con quelli identificati per gli impianti di riferimento: in particolare per il caso con multiplo solare pari a 2 e accumulo termico di 8h, come Andasol 1, l'impianto non produceva mai in condizioni di defocus. La motivazione principale era da attribuire ad un'eccessiva penalizzazione ottica, dovuta alla scelta degli angoli geografici caratteristici prima citati per una simulazione rappresentata da solo 3 giorni. Si è deciso così di suddividere l'anno in quattro parti. Come in precedenza, la suddivisione si è basata sul calcolo della radiazione media oraria mensile, e la successiva

individuazione di soglie di appartenenza. Una volta classificati i mesi, sono stati calcolati l'angolo di declinazione medio e la radiazione media per ogni stagione.

	Soglia (W/m²)	Mesi	Radiazione media (W/m²)	Declinazione media (°)
Inverno	< 240	Dic, Gen, Feb, Mar	223,46	-14,95
Autunno	240-300	Ott, Nov	273,63	-14,37
Primavera	300-360	Apr, Mag, Ago, Set	335,82	10,98
Estate	>360	Giu, Lug	381,18	22,07

Tabella 6: Suddivisione dell'anno solare.

Infine sono stati selezionati i giorni con radiazione media oraria giornaliera più vicina alle medie stagionali calcolate in precedenza, a cui sono stati associati i valori medi degli angoli di declinazione. I giorni scelti per la simulazione sono rispettivamente 7 Gennaio, 31 Ottobre, 7 Aprile e 22 Luglio, e mostrano risultati maggiormente accurati, come sarà dimostrato in seguito dalla validazione del modello.

Nei prossimi paragrafi verrà approfondita la modellizzazione degli impianti oggetto di analisi, focalizzandosi sui tre principali componenti: campo solare, tubazioni di collegamento e blocco di potenza.

3.3.2 Simulazione impianto a collettori parabolici

Campo solare

In prima analisi, è necessario effettuare una valutazione delle prestazioni ottiche del campo solare. Oltre a latitudine e longitudine, stabilire l'orientamento dell'asse del sistema di inseguimento solare, è necessario al fine di calcolare il percorso del sole durante l'intero anno, soprattutto per valutare l'angolo tra i raggi e il vettore normale all'apertura della superficie parabolica. Tale angolo

prende il nome di angolo di incidenza θ , ed è il parametro che influenza maggiormente la riduzione di efficienza ottica del sistema a concentrazione. L'angolo di incidenza dipende dall'orientamento dell'asse come segue [14]:

$$\text{N-S} \quad \theta = \cos^{-1} \sqrt{\cos^2 \theta_z + \cos^2 \delta \sin^2 \omega} \quad (3.17)$$

$$\text{E-O} \quad \theta = \cos^{-1} \sqrt{1 - \cos^2 \delta \sin^2 \omega} \quad (3.18)$$

Dove θ_z è l'angolo zenitale, ω rappresenta l'angolo orario e δ è l'angolo di declinazione. L'angolo zenitale è formato tra la verticale passante per il luogo e il vettore posizione del sole.

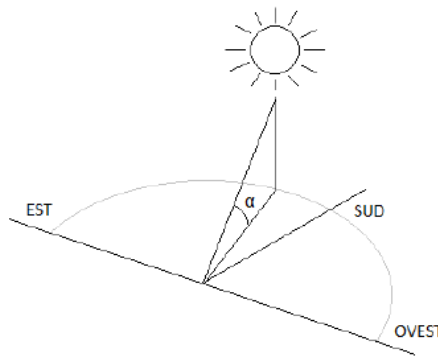


Figura 22: Rappresentazione dell'angolo zenitale

L'angolo orario è dovuto invece alla rotazione terrestre attorno al proprio asse. L'ora solare è relazionata con l'ora locale attraverso la localizzazione e il periodo dell'anno considerato. Il sole è allineato con il meridiano del luogo quando l'ora solare è pari a 12:00 (mezzogiorno solare), mentre l'ora locale è legata ad un meridiano di riferimento a seconda della zona oraria.

Per il campo solare considerato, la scelta è ricaduta sull'orientamento Nord-Sud al fine di massimizzare la produzione energetica come affermato da [16]. Una volta determinato il valore dell'angolo di incidenza, si introduce un nuovo

parametro globale, $K(\theta)$, che include le perdite di coseno e il modificatore dell'angolo di incidenza (IAM) per la correzione dell'efficienza ottica. La relazione di dipendenza tra l'angolo θ con il parametro globale considerato per il collettore Eurotrough, è la seguente [14]:

$$K(\theta) = \cos \theta - 5,251 \cdot 10^{-4} \theta - 2,8596 \cdot 10^{-5} \theta^2 \quad (3.19)$$

Un ulteriore elemento da tenere in considerazione è l'ombreggiamento reciproco tra le file, che provoca una diminuzione della superficie riflettente effettiva. Il rapporto tra l'effettiva superficie di apertura degli specchi e l'area di apertura totale è funzione dell'angolo di incidenza (θ), dell'angolo zenitale solare (θ_z), e della disposizione dei collettori nel campo solare, definito dall'ampiezza dell'apertura del collettore e dalla distanza tra le file (15 m), come espresso nella seguente equazione:

$$\eta_{ombreggiamento} = \min\left[\max\left(0; \frac{d_{file}}{A_{apertura}} \cdot \frac{\cos \theta_z}{\cos \theta}\right); 1\right] \quad (3.20)$$

$K(\theta)$ e l'effetto di ombreggiamento tra le file sono applicate direttamente all'efficienza ottica nominale:

$$\eta_{ottico} = K(\theta) \cdot \eta_{ombreggiamento} \cdot \eta_{ottico_nom} \quad (3.21)$$

Tubazioni

Considerando che il layout delle tubazioni risulta estremamente complesso e coinvolge diversi componenti, si è deciso di modellizzare le perdite termiche caratterizzanti le tubazioni in modo semplice. Sono state valutate le perdite come differenza tra la potenza termica assorbita dal fluido termovettore, che scorre nelle tubazioni, e la potenza termica in ingresso al blocco di potenza,

calcolate entrambe alle condizioni nominali. Tale valore è stato assunto costante ora per ora e considerato proporzionale con l'aumento del multiplo solare.

Blocco di potenza

Infine è stato necessario considerare l'influenza della temperatura ambiente, ora per ora, sulle prestazioni del blocco di potenza, valutate con maggiore dettaglio in [14]. Note le temperature caratteristiche dell'ingresso e dell'uscita del fluido nel blocco di potenza, da esprimere in K, si è calcolata la temperatura media logaritmica:

$$T_{m\ln} = \frac{T_{in_BP} - T_{usc_BP}}{\ln\left(\frac{T_{in_BP}}{T_{usc_BP}}\right)} \quad (3.22)$$

A questo punto è stato possibile ricavare il rendimento di Lorentz come funzione della sola temperatura ambiente oraria:

$$\eta_{Lorentz} = 1 - \frac{T_{amb}}{T_{m\ln}} \quad (3.23)$$

Conoscendo il rapporto tra il rendimento di Lorentz, calcolato alla temperatura media ambiente, e quello del blocco di potenza in condizioni di progetto, si è così valutato un nuovo rendimento nominale del ciclo termodinamico su base oraria.

$$\eta_{BP_nom} = \eta_{Lorentz} \cdot 0,66 \quad (3.24)$$

Tuttavia l'influenza della temperatura ambiente non è l'unica ad influire sulle prestazioni; infatti, bisogna anche valutare che il funzionamento della turbina ai carichi parziali è soggetto ad un peggioramento del suo rendimento. Le formule 3.25 e 3.26 mostrano come il rendimento sia funzione del carico, inteso come

rapporto tra la potenza termica entrante nel ciclo e quella prevista in condizioni nominali.

$$\eta_{netto_BP} = (1 - \% \text{riduzione}) \cdot \eta_{BP_nom} \quad (3.25)$$

$$\text{Dove: } \% \text{riduzione} = 0.191 - 0.409 \cdot \left(\frac{Q_{in_BP}}{Q_{in_BP_nom}} \right) + 0.218 \cdot \left(\frac{Q_{in_BP}}{Q_{in_BP_nom}} \right)^2 \quad (3.26)$$

La strategia di controllo utilizzata per il funzionamento del blocco di potenza ai carichi parziali, prevede il non funzionamento della turbina al di sotto del 15% (minimo tecnico) del carico nominale, e la conseguente dissipazione di calore, nel caso di non presenza dell'accumulo termico. In caso di accumulo, la strategia è la stessa ma il calore, invece che essere dissipato, viene conservato fino alla prima ora disponibile per la produzione elettrica.

3.3.3 Simulazione impianto a torre solare

La prestazione ottica del campo eliostati, può essere calcolata per una combinazione di diversi angoli, azimutali e zenitali, al fine di formare una matrice di efficienza che leghi le performances degli specchi con la posizione del sole. Il fine ultimo è quello di andare a creare una relazione, identificata dallo IAM, in grado di considerare le componenti ottiche semplicemente creando una dipendenza con gli angoli geografici prima citati. E' infatti possibile dividere l'efficienza ottica in sei componenti:

η_{cos} rappresenta la riduzione della radiazione solare, proporzionale al coseno dell'angolo tra i raggi del sole e la superficie normale dell'eliostato;

$\eta_{riflettività}$ è la riflettività media dello specchio;

$\eta_{ombreggiamento}$ è il rendimento causato dalle perdite per ombreggiatura, dovute all'ombra proiettata dallo specchio sugli specchi posizionati dietro, e all'ombra della torre sull'intero campo solare;

η_{blocco} è legato alle perdite di blocco, a causa della radiazione riflessa da un eliostato sul retro di un altro eliostato;

$\eta_{\text{attenuazione}}$ tiene conto dell'attenuazione atmosferica della radiazione tra la eliostato e il ricevitore posto sull'estremità della torre;

$\eta_{\text{spillamento}}$ rappresenta la frazione dell'energia riflessa che colpisce sulla superficie del ricevitore.

L'efficienza ottica può quindi essere ottenuta come prodotto delle sei efficienze sopra menzionate:

$$\eta_{\text{ottico}} = \eta_{\text{cos}} \cdot \eta_{\text{rifl}} \cdot \eta_{\text{ombr}} \cdot \eta_{\text{blocco}} \cdot \eta_{\text{att}} \cdot \eta_{\text{spill}} \quad (3.27)$$

Come per [15] tale formula è servita a calcolare il valore di rendimento ottico in condizioni nominali; tuttavia l'efficienza ottica in condizioni di funzionamento, come precedentemente affermato, è stata ottenuta attraverso l'identificazione di una formula semplificata in grado di rappresentare lo IAM. I valori delle efficienze degli eliostati presenti nella matrice, per ogni combinazione di zenit e azimut, mostrano penalizzazioni ottiche sostanziali all'aumentare dell'angolo zenitale. Invece l'influenza dell'angolo azimutale può considerarsi trascurabile, poiché la matrice mostra valori di efficienza pressoché costanti nell'intervallo 0° - 360° ; è inoltre possibile notare nel precedente intervallo un comportamento speculare dei valori delle efficienze presenti nella matrice rispetto ad un azimut pari a 180° , per esempio i valori dell'efficienza al variare dello zenit per un azimut a 0° sono gli stessi di quelli ottenuti per un azimut a 360° . Grazie all'uso dell'elaboratore Excel, si è quindi scelto di ricavare una curva interpolante di quinto grado che permettesse di identificare lo IAM come funzione del solo Zenit e per un azimut medio pari a 90° .

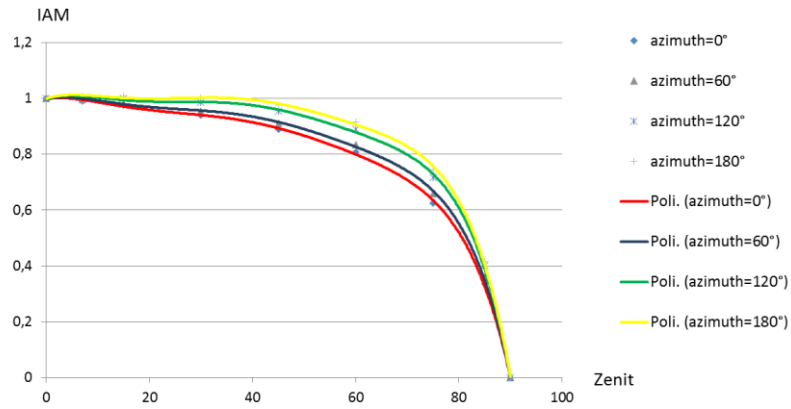


Figura 23: IAM per diversi valori dell'azimut.

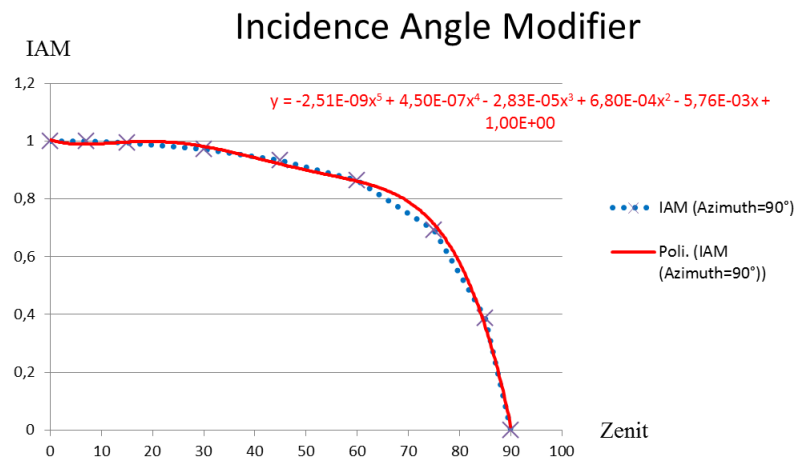


Figura 24: Definizione del modificatore dell'angolo di incidenza.

La funzione dello IAM ricavata è dunque la seguente:

$$IAM(\theta_z) = -2,51 \cdot 10^{-09} \theta_z^5 + 4,50 \cdot 10^{-07} \theta_z^4 - 2,83 \cdot 10^{-05} \theta_z^3 + 6,80 \cdot 10^{-04} \theta_z^2 - 5,76 \cdot 10^{-03} \theta_z + 1 \quad (3.28)$$

A questo punto, come per il caso a collettori parabolici, lo IAM è stato applicato direttamente all'efficienza ottica nominale degli eliostati:

$$\eta_{ottico} = IAM(\theta_z) \cdot \eta_{ottico_nom} \quad (3.29)$$

Per quanto riguarda il blocco di potenza e le tubazioni l'approccio utilizzato è identico a quello descritto precedentemente per la tecnologia parabolica.

3.3.4 Risultati

Nelle tabelle A3 e A4 presentate nell'Appendice A, sono riportati i risultati delle simulazioni sui due impianti di riferimento studiati, in termini di bilanci energetici, perdite e relativi indici di efficienza. L'analisi è stata effettuata valutando, sia per la tecnologia a collettori parabolici che a torre solare, le prestazioni energetiche annue all'aumentare della taglia dell'accumulo termico. La scelta del multiplo solare e delle ore di funzionamento dell'accumulo da indagare, è dettata dai casi reali a cui i due impianti di riferimento sono ispirati. Infatti l'impianto Andasol 1 presenta un accumulo termico di circa 8h per un multiplo solare pari a 2, mentre Gemasolar presenta un accumulo di 15h per un multiplo solare di 2,5.

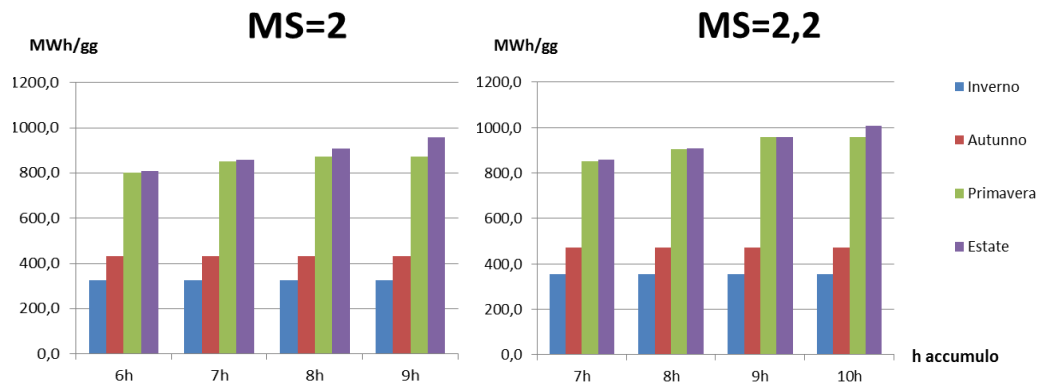


Figura 25: Consuntivo giornaliero dell'energia elettrica erogata dall'impianto a collettori parabolici nei quattro giorni tipici al variare delle ore di accumulo e considerando il multiplo solare indicato.

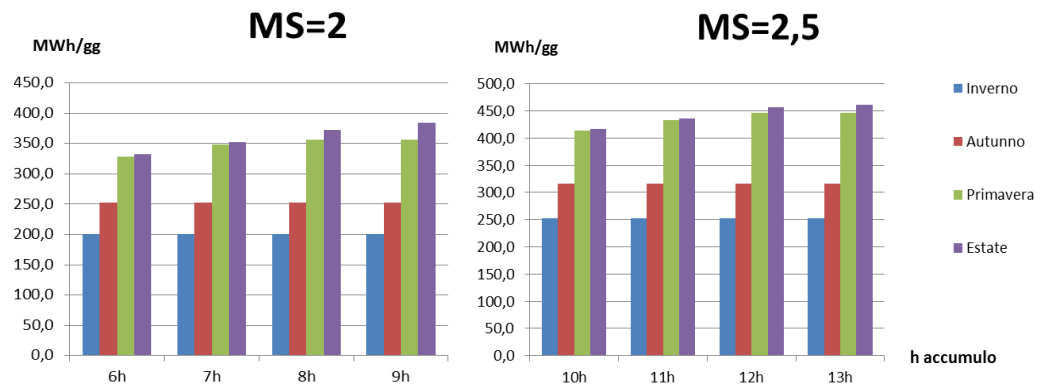


Figura 26: Consuntivo giornaliero dell'energia elettrica erogata dall'impianto a torre solare nei quattro giorni tipici al variare delle ore di accumulo e considerando il multiplo solare indicato.

L'energia solare disponibile rappresenta la quantità di energia massima ideale che il campo specchi è in grado di concentrare. Tuttavia gli effetti precedentemente descritti, legati alla riduzione dell'efficienza ottica, impattano negativamente sulla radiazione solare disponibile, riducendo l'energia che è in grado di raggiungere il ricevitore. I successivi flussi primari di energia calcolati, sono soggetti alle perdite termiche dovute alle alte temperature raggiunte dal

ricevitore, ed in seguito a quelle delle tubazioni di collegamento, calcolate mantenendo una perdita costante per unità di lunghezza. Prima di arrivare al blocco di potenza, un'ulteriore riduzione dell'energia disponibile è dovuta al funzionamento dell'impianto in condizioni di defocus, ossia al parziale "spegnimento" di parte della superficie riflettente, che viene posizionata in modo tale da non poter raccogliere energia termica. Il rendimento di defocus è così in grado di fornirci una valutazione di quanto sia l'energia che l'impianto ha dovuto dissipare o meglio "non raccogliere" durante l'anno. Infine, l'efficienza del blocco di potenza e i consumi elettrici degli ausiliari, sono gli ultimi fattori da considerare prima di arrivare a definire la produzione elettrica annua dell'impianto considerato.

I valori dei rendimenti risultano inferiori rispetto a quelli in condizioni di progetto, evidenziando una riduzione dell'indice totale da solare a elettrico da 22,16% a valori compresi nel range 14,55% - 16% per la tecnologia a collettori parabolici, e da 22,93% a 17,77% - 18,93% per quella a torre solare. La causa primaria di tale riduzione è da imputare al notevole peggioramento dell'efficienza ottica in entrambi i casi analizzati. Tale peggioramento inoltre ha un impatto negativo sull'efficienza termica del collettore (vedi formula 3.2).

E' possibile, per entrambi i casi, evidenziare un "ottimo energetico", ossia indicare qual è la configurazione d'impianto migliore, in termini di accumulo termico e multiplo solare, nel garantire un più efficiente processo di conversione da energia solare a elettrica. In entrambe le valutazioni, la scelta tecnica ottimale risulta l'accumulo da 9h con un campo solare dimensionato per un multiplo pari a 2, come dimostrato dai rendimenti totali degli impianti. Tuttavia esiste un trade-off tra ottimo energetico e ottimo economico, che non sempre permette l'univocità di una scelta impiantistica piuttosto che un'altra, sulla base della sola valutazione delle prestazioni tecniche. Questo significa che per esempio si

potrebbe prediligere una configurazione d'impianto meno costosa anche se energeticamente meno efficiente.

Il confronto tra i due casi studiati, evidenzia prestazioni globali superiori della tecnologia a torre solare, spiegate principalmente da [15]:

- maggiore efficienza del blocco di potenza legata ad una maggiore temperatura massima del ciclo termodinamico. I valori mostrano un aumento del rendimento pari a circa il 5%;
- minor impatto degli ausiliari del campo solare: la tecnologia parabolica ha bisogno di una pompa per far circolare il fluido nel campo solare che rappresenta il consumo ausiliario più importante;
- sistemi di tubazioni ridotti rispetto al layout previsto dall'impianto a collettori parabolici: questo comporta minori perdite termiche.

Di conseguenza, limitandosi al solo confronto energetico tra le due soluzioni commerciali disponibili per il solare termodinamico, si può affermare che la torre solare rappresenta sicuramente un'ottima alternativa al parabolico lineare. È comunque importante sottolineare che una valutazione più completa deve obbligatoriamente considerare gli aspetti economici legati ai costi dell'energia elettrica; per questo motivo, l'analisi economica affrontata in seguito, sarà di fondamentale importanza per verificare l'effettiva attrattività di tale soluzione.

3.3.5 Validazione del modello energetico

Per la validazione, sono stati reperiti in bibliografia alcuni valori fondamentali di riferimento per gli impianti reali a cui tale modello è ispirato. È qui di seguito riportato il confronto con gli impianti Andasol 1 e Gemasolar.

	LAS VEGAS	GRANADA
DNI annuale medio (kWh/m ² a)	2601	2136
Fonte		Andasol 1
Multiplo Solare	2	2
h accumulo	8	7,7
Superficie specchi (m ²)	553720	510120
Produzione elettrica netta (MWh/a)	227405	180000
η_{tot} (%)	15,79%	16,40%

Tabella 7: Confronto con l'impianto reale Andasol 1.

	LAS VEGAS	SIVIGLIA
DNI annuale medio (kWh/m ² a)	2601	2090
Fonte		Gemasolar
Multiplo Solare	2,5	2,5
h accumulo	13	15
Superficie specchi (m ²)	270490	291500
Produzione elettrica netta (MWh/a)	132404	111734
η_{tot} (%)	18,82%	18,34%

Tabella 8: Confronto con l'impianto reale Gemasolar.

Dai valori presentati è possibile notare che la differenza principale riguarda il sito di installazione e quindi la relativa radiazione diretta disponibile. Tale diversità, unita ai differenti valori tipici di rendimento scelti per il dimensionamento, spiegano la differenza tra le produzioni elettriche nette con gli impianti reali, mostrando comunque valori sufficientemente accurati per l'analisi in questione e dimostrando la bontà del modello. Si riportano di seguito i profili di potenza giornalieri di funzionamento dell'impianto individuati dal modello, per il giorno tipico invernale e quello estivo, per i casi evidenziati in precedenza per il confronto.

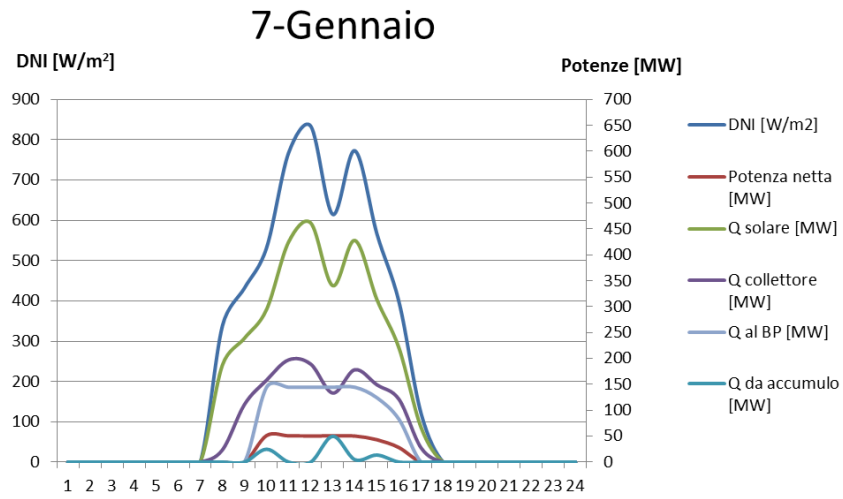


Figura 27: Curve di potenza di funzionamento per l'impianto a collettori parabolici per il giorno caratteristico individuato.

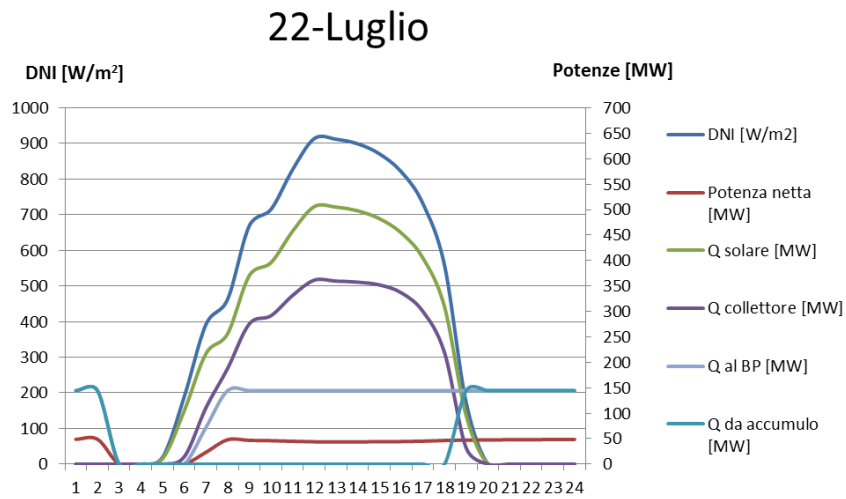


Figura 28: Curve di potenza di funzionamento per l'impianto a collettori parabolici per il giorno caratteristico individuato.

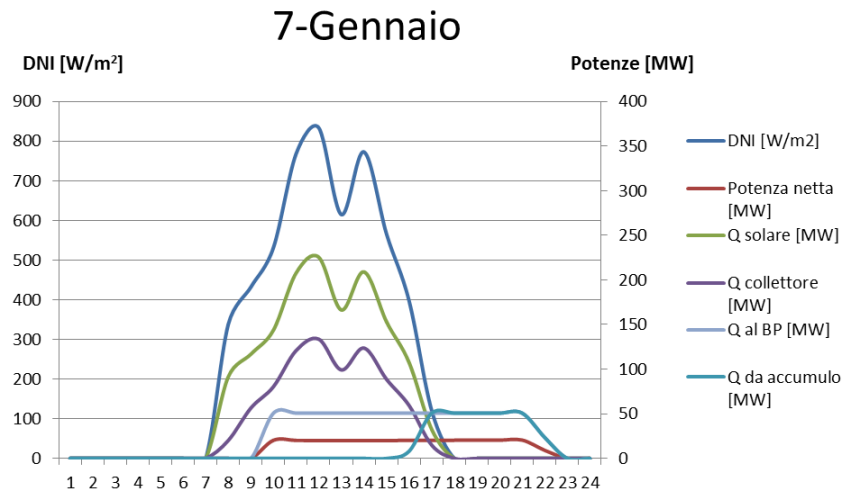


Figura 29: Curve di potenza di funzionamento per l'impianto a torre solare per il giorno caratteristico individuato.

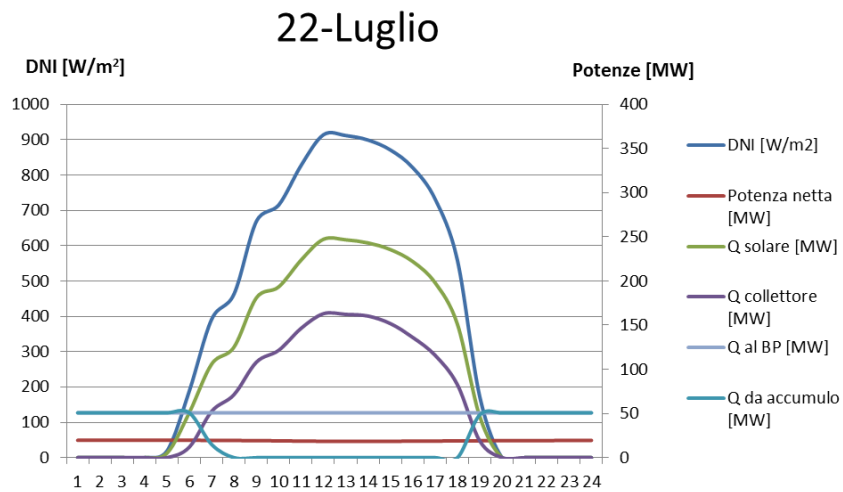


Figura 30: Curve di potenza di funzionamento per l'impianto a torre solare per il giorno caratteristico individuato.

E' stato inoltre possibile un ulteriore confronto per l'impianto a collettori parabolici con [14] e [17] per confermare l'affidabilità del modello, al variare delle ore di accumulo ma considerando ora lo stesso sito di installazione.

Sito	LAS VEGAS		LAS VEGAS					
	2601	2591	2601			2591		
Fonte		Manzolini [14]				Manzolini [17]		
Multiplo Solare	1	1	2			2		
h accumulo			6	7	8	6	7	8
Superficie specchi [m ²]	279040	278887	553720			509204		
Produzione elettrica netta (MWh/a)	112307	110903	212749	221946	227405	196200	201900	206500
η_{tot} (%)	15,47%	15,30%	14,77%	15,41%	15,79%	14,87%	15,30%	15,65%

Tabella 9: Confronto con [14]e [17] al variare delle ore di accumulo.

Dal confronto si evince che il modello è in grado di simulare l'impianto in questione fornendo dei risultati sufficientemente precisi per l'analisi; infatti rende possibile un calcolo delle potenze erogate dal campo che si allinea con quelle individuate in bibliografia.

Capitolo 4

Analisi Economica

4.1 Introduzione

Il problema dei costi è assolutamente centrale nello sviluppo potenziale del mercato del solare termodinamico. D'altronde è l'aspetto più critico che deve essere superato per poter abbattere le barriere che ne impediscono la diffusione. Non è un caso, quindi, che le attività di ricerca siano orientate proprio sulla riduzione drastica dei costi, al fine di rendere competitiva tale tecnologia nei confronti delle altre, rinnovabili e non.

Un'analisi economica accurata risulta così indispensabile per poter capire lo stato attuale e le prospettive future di sviluppo del mercato. Tuttavia, il difficile accesso a tali informazioni e la crescita negli anni della capacità installata, con conseguenti riduzioni dei costi, possono portare ad una valutazione non sempre precisa e affidabile, con il rischio di sovrastimare o sottostimare il costo dell'elettricità. Tutto questo rappresenta dunque una barriera non solo allo sviluppo del mercato del solare termodinamico, ma anche all'intero mercato delle energie rinnovabili [18]. Naturalmente, lo stadio di maturità della tecnologia studiata, influenza la disponibilità delle informazioni di costo. Infatti per i collettori parabolici, data l'esperienza accumulata nel corso degli anni, è risultata minore l'incertezza di determinate fonti, rispetto ad una tecnologia emergente e dalle più ampie prospettive come quella della torre solare.

L'obiettivo dell'analisi è fornire dunque diverse valutazioni economiche sulla base di più fonti di costo identificate in bibliografia, al fine di verificare l'impatto di ogni singola voce sul costo di generazione dell'energia elettrica per

i due casi oggetto di studio, permettendo inoltre un loro confronto sia in termini attuali che futuri.

Si è resa necessaria infine, un'analisi di sensibilità, che permetta di identificare le riduzioni di costo ottenibili per il conseguimento di un obiettivo economico prefissato, ossia il raggiungimento di un costo dell'energia elettrica pari a 100 €/MWh.

4.2 Metodologia

L'analisi può essere sviluppata in maniera dettagliata, tuttavia è opportuno trovare delle misure di sintesi che possano essere un riferimento semplice, immediato e intuitivo ma altrettanto affidabile e significativo.

Innanzitutto il costo di un impianto solare termodinamico può essere ripartito in due macro-categorie:

- Costi d'investimento: comprendono le spese in capitale per costruire l'impianto e possono essere a loro volta suddivisi in:
 - i. Costi diretti: sono le voci di costo relative alle maggiori componenti dell'impianto, e direttamente imputabili all'output elettrico realizzato;
 - ii. Costi indiretti: riguardano i costi inerenti l'ingegnerizzazione, la preparazione del sito e ad altre voci minori di costo. Sono espressi come percentuale dei costi diretti;
- Costi di Operation and Maintenance (O&M), necessari per garantire il corretto funzionamento dell'impianto una volta completato.

A partire dalla stima dei costi sopra citati, è possibile effettuare una valutazione che permetta di stabilire quale sia la convenienza economica dell'impianto al

variare della taglia dell'accumulo e del multiplo solare, e di fornire un confronto tra le due tecnologie studiate. L'indicatore economico-finanziario scelto per tale analisi è il Levelized Cost Of Electricity (LCOE) espresso in €/kWh_{el}.

Il levelized cost of electricity è probabilmente l'indicatore più utilizzato perché semplice, completo e sintetico. Tiene infatti conto del completo ciclo di vita dell'impianto, e mette in relazione la producibilità dell'impianto in tutta la sua vita utile con tutti i costi sostenuti, a partire dal progetto fino alla dismissione passando per gli oneri di manutenzione [18]. Tuttavia il suo calcolo passa attraverso la definizione del Fixed Charge Rate (FCR).

Il fixed charge rate esprime la percentuale del costo di investimento che deve essere raccolta ogni anno dall'investitore per ripagare le spese sostenute per il pagamento rateale di quell'investimento. È possibile finanziare l'investimento in due differenti modalità: con capitale di debito (D), ossia con denaro prestato da istituti finanziari, e con capitale di rischio (E) con lancio di azioni sul mercato. I tassi di interesse sono differenti per i due tipi di finanziamento e sono sicuramente superiori per quanto riguarda il capitale di rischio ($k_e > k_d$), in quanto le due categorie, creditori e azionisti, supportano due tipologie di rischio diverse. Infatti i secondi, rischiando maggiormente, pretenderanno un maggiore ritorno sul capitale investito. Si calcola dunque il fixed charge rate nel modo seguente:

$$FCR = \frac{WACC \cdot (1 + WACC)^n}{(1 + WACC)^n - 1} + a \quad (4.1)$$

$$\text{Con } WACC = \frac{D}{D + E} \cdot k_d \cdot (1 - t) + \frac{E}{D + E} \cdot k_e \quad (4.2)$$

Dove il WACC (Weighted Average Cost of Capital) è il costo medio ponderato del capitale, a è il tasso di assicurazione e n è la vita utile.

È dunque possibile ora effettuare il calcolo del costo dell'elettricità, che permette di assegnare un valore economico all'impianto solare termodinamico, con o senza accumulo termico:

$$LCOE = \frac{\text{Costi_Investimento_tot} \cdot FCR + \text{costi_O \& M}}{\text{Produzione_elettrica_annua}} \quad (4.3)$$

In cui i costi di investimento e di O&M sono espressi in euro, la produzione elettrica netta in MWh_{el} .

4.3 Stima delle principali voci di costo

I costi di un impianto solare termodinamico possono variare di molto in funzione delle caratteristiche tecniche e delle prestazioni. Sulla struttura dei costi, tuttavia, possiamo affermare che vi sono più certezze, nel senso che gli impianti, pur avendo caratteristiche diverse in termini di prestazioni e dimensioni, presentano una ripartizione dei costi piuttosto simile tra di loro. In questa sezione vengono valutate diverse fonti per la stima dei costi di investimento dei due impianti considerati, calcolati al variare del multiplo solare e delle ore di accumulo.

Innanzitutto è opportuno confrontare i costi per tecnologie omogenee. Ad esempio, valutando il caso di riferimento a collettori parabolici, possiamo suddividere le voci riguardanti i costi d'impianto come segue:

- Campo solare: sono tutti i costi legati alle componenti principali che formano il campo. La tabella riassuntiva li mostra nel dettaglio.

<i>Componente</i>	<i>Tipologia</i>
Tubo assorbitore	SOLEL
Specchio	FLABEG
Struttura	EUROTROUGH
Driver-Controlli-Sistema di inseguimento	EUROTROUGH
Opere civili-fondazioni	EUROTROUGH
Montaggio collettori	EUROTROUGH

Tabella 10: Scomposizione del campo solare nelle sue componenti di costo principali

- Tubazioni di collegamento: rappresenta il costo delle relative tubazioni in cui scorre il fluido termovettore. Dal dimensionamento del campo per un multiplo solare unitario tale costo è pari a 10,51 Mln€. Tuttavia questo costo non varierà in maniera proporzionale con la dimensione del campo specchi ma seguirà la seguente formula come per [5]:

$$Costo = 0,3 \cdot 10,51 \cdot \sqrt{Multiplo} + ((Multiplo - 1) \cdot \sqrt{Multiplo + 1}) \cdot 0,7 \cdot 10,51$$

(4.4)

- Blocco di potenza: la tecnologia è quella di un ciclo a vapore convenzionale, i cui costi di installazione sono noti.
- Accumulo termico: i costi dell'accumulo termico indiretto con due serbatoi a sali fusi, è stato precedentemente valutato da [5] al variare delle ore di accumulo. Tuttavia i valori mostrati sono legati ad un diverso dimensionamento dei serbatoi. Di conseguenza si rendeva necessaria un'interpolazione tra i valori di costo, affinché si adattassero al volume dei serbatoi ottenuti dal dimensionamento effettuato in precedenza per il caso di riferimento oggetto di studio. Nell'Appendice B è presentata la tabella B1 dei costi dell'accumulo indiretto al variare della taglia.

La tabella 11 mostra la stima dei costi per le diverse fonti [5] e [19] analizzate. In particolare nella terza colonna è considerato un diverso approccio di valutazione dei costi d'investimento come per [20].

<i>Stima dei Costi</i>			
Fonte	Passoni [5]	Morin [19]	Politecnico [19]+[20]
Campo Solare (€/m ²)	227,5	275	396*
Tubazioni (€/m ²)	37,7		
Blocco di potenza (€/kW)	1000	1000	1200*
Costi indiretti (% costi diretti)	31	20	14
Contingencies & owner's costs (% costi diretti+indiretti)			15
Costo del personale (Mln €)			0,5**
O&M (€/MWh)	25,6	36,8	25,6

* il costo è comprensivo dell'80% dei costi di installazione

**è ragionevole pensare che in un impianto lavorino 10 persone per un costo a persona di 50k€ l'anno

Tabella 11: Stima dei costi per l'impianto a collettori parabolici con riferimento alle diverse fonti di costo analizzate.

Struttura dei costi (collettori parabolici)

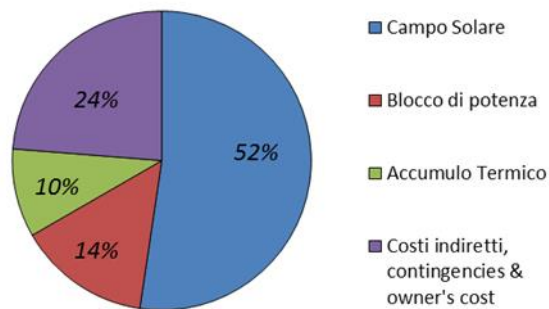


Figura 31: Struttura dei costi d'investimento per l'impianto a collettori parabolici con 8h di accumulo e MS=2; con riferimento a Politecnico [19]+[20].

La ripartizione dei costi per il caso a torre solare presenta alcune differenze. Per esempio, le maggiori temperature alle quali lavorano le torri riducono

significativamente il peso dei costi dell'accumulo che sarà quindi meno oneroso rispetto al caso precedente. In questo caso è possibile suddividere i costi d'impianto come segue:

- Campo solare: in questo caso le componenti di maggior costo del campo sono:

<i>Componente</i>	<i>Tipologia</i>
<i>Struttura</i>	SENER
<i>Eliostati</i>	SENER
<i>Ricevitore</i>	SENER
<i>Torre solare e tubazioni</i>	SENER

Tabella 12: Scomposizione del campo solare nelle sue componenti di costo principali

- Blocco di potenza: i costi considerati per la generazione di potenza elettrica sono quelli di un ciclo Rankine convenzionale. E' stato introdotto un fattore di scala di 0,67 per il calcolo del costo di questo componente come per [20], in quanto la potenza nominale della turbina è stata fissata a 20 MW, rispetto a quella precedente di riferimento di 50MW.

$$C=C_0 \cdot \left(\frac{S}{S_0}\right)^{FS} \quad (4.5)$$

Dove C_0 e S_0 sono rispettivamente il costo e la taglia del componente di riferimento.

- Accumulo termico: come anticipato in precedenza l'impatto di tale costo sarà minore rispetto al caso precedente. Si tratta di un accumulo termico diretto con due serbatoi a sali fusi, e anche in questo caso è stato valutato da [5] al variare delle ore di accumulo. Da una successiva interpolazione

dei valori di costo, per adattarli al caso a torre solare studiato, i valori risultano quelli presentati nell'Appendice B nella tabella B2.

La tabella 13 mostra la stima dei costi per le diverse fonti [21] analizzate. In particolare nella terza colonna è considerato un diverso approccio di valutazione dei costi d'investimento come per [20].

<i>Stima dei Costi</i>			
Fonte	SunLab[21]	S&L[21]	SunLab [21]+[20]
Campo Eliostati (€/m ²)	141,6	154,4	254,8*
Ricevitore (€/m ² _{ric})	45000	51429	72900*
Torre solare e Tubazioni (€/m ²)	10,9	10,4	17,7*
Blocco di potenza (€/kW)	1140	1160	1200*
Costi indiretti (% costi diretti)	25	41	14
Contingencies & owner's costs (% costi diretti+indiretti)			15
Costo del personale (Mln €)			0,5**
O&M (€/MWh)	24,3	29,7	24,3

* il costo è comprensivo dell' 80% dei costi di installazione

**è ragionevole pensare che in un impianto lavorino 10 persone per un costo a persona di 50k€ l'anno

Tabella 13: Stima dei costi per l'impianto a torre solare con riferimento alle diverse fonti di costo analizzate.

E' ora possibile calcolare il costo d'investimento per i due impianti considerati. I risultati ottenuti per le diverse configurazioni d'impianto, in termini di multiplo solare e ore di accumulo, e le diverse fonti di costo analizzate, dimostrano quanto affermato in precedenza, ossia evidenziano sostanzialmente strutture dei costi d'investimento simili tra loro per ogni tecnologia.

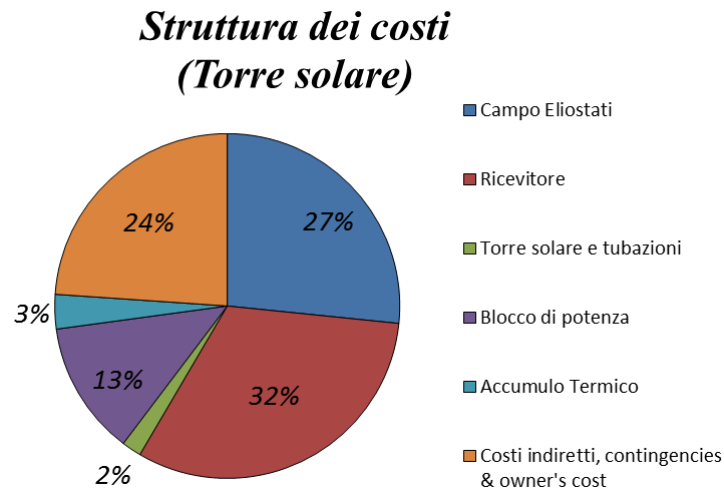


Figura 32: Struttura dei costi d'investimento per l'impianto a torre solare con 13h di accumulo e $MS=2,5$; con riferimento a SunLab [21]+[20].

4.4. Valutazione economica

La valutazione economica ha come obiettivo l'ottimizzazione del costo di generazione dell'energia elettrica per gli impianti considerati, attraverso l'adozione di un corretto dimensionamento del campo solare e del sistema di accumulo termico. L'indice di riferimento di tale analisi è il LCOE, che consente di attribuire un valore economico all'impianto, permettendo un confronto tra le due tecnologie al variare dei precedenti parametri, e sulla base delle produzioni elettriche nette simulate. E' necessario, per il suo calcolo, effettuare alcune assunzioni sui dati finanziari [22]:

Dati finanziari	
D	70%
E	30%
WACC	8,3%
Vita utile (anni)	25
Tasso di assicurazione	1%
Fixed Charge Rate	10,6%

Tabella 14: Ipotesi finanziarie valide per entrambi gli impianti.

4.4.1 Risultati

Sulla base delle assunzioni esposte precedentemente è stato possibile effettuare la valutazione economica desiderata. I valori del LCOE ed i costi d'investimento totali, calcolati per le diverse fonti di costo, sono riportati nelle tabelle 15 e 16.

Collettori parabolici

Multiplo solare	1	1,2	2				2,2			
h accumulo			6h	7h	8h	9h	7h	8h	9h	10h
Passoni[5]										
Variazione costi d'investimento (%)		11%	85%	89%	92%	97%	101%	104%	109%	113%
C investimento TOT (Mln €)	162,4	180,5	299,9	306,5	312,1	319,4	325,9	331,5	338,8	345,8
LCOE (€/kWh)	0,1790	0,1782	0,1751	0,1721	0,1712	0,1726	0,1772	0,1737	0,1713	0,1725
morin [19]										
Variazione costi d'investimento (%)		11%	84%	88%	91%	96%	99%	103%	107%	111%
C investimento TOT (Mln €)	152,1	169,3	279,6	285,7	290,8	297,5	303,0	308,1	314,8	321,2
LCOE (€/kWh)	0,1804	0,1800	0,1762	0,1733	0,1725	0,1738	0,1778	0,1745	0,1722	0,1733
Politecnico [19]+[20]										
Variazione costi d'investimento (%)		12%	82%	85%	87%	90%	97%	99%	102%	106%
C investimento TOT (Mln €)	224,3	251,4	407,2	413,8	419,4	426,7	441,0	446,6	453,9	460,9
LCOE (€/kWh)	0,2374	0,2382	0,2286	0,2233	0,2212	0,2220	0,2307	0,2252	0,2208	0,2214

Tabella 15: Costo d'investimento e LCOE al variare delle ore di accumulo, del multiplo solare e valutato per le differenti fonti.

Torre solare

Multiplo solare	1	2				2,5			
h accumulo		6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h
SunLab[21]									
Variazione costi d'investimento (%)		70%	70%	72%	73%	104%	105%	106%	107%
C investimento TOT (Mln €)	74,5	126,5	127,1	128,2	128,8	152,4	152,9	153,5	154,1
LCOE (€/kWh)	0,1781	0,1583	0,1542	0,1528	0,1524	0,1530	0,1498	0,1476	0,1477
S&L [21]									
Variazione costi d'investimento (%)		71%	72%	73%	74%	107%	107%	108%	109%
C investimento TOT (Mln €)	90,7	155,3	156,0	157,3	157,9	187,5	188,1	188,8	189,4
LCOE (€/kWh)	0,2168	0,1943	0,1891	0,1873	0,1868	0,1881	0,1841	0,1813	0,1815
SunLab[21]+[20]									
Variazione costi d'investimento (%)		70%	71%	72%	72%	105%	106%	106%	107%
C investimento TOT (Mln €)	125,2	213,2	213,9	215,1	215,7	257,2	257,8	258,4	259,0
LCOE (€/kWh)	0,2826	0,2503	0,2429	0,2398	0,2389	0,2415	0,2358	0,2318	0,2318

Tabella 16: Costo d'investimento e LCOE al variare delle ore di accumulo, del multiplo solare e valutato per le differenti fonti.

Delineando gli andamenti del LCOE per i due impianti è possibile andare a definire la configurazione d'impianto ottima dal punto di vista economico, ottenuta come combinazione di un corretto dimensionamento del sistema di accumulo e del multiplo solare.

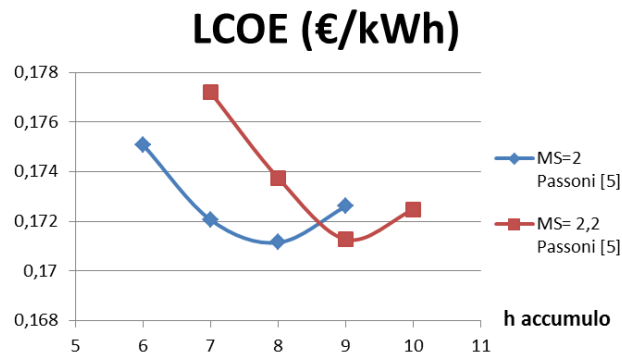


Figura 33: Variazione del LCOE per l'impianto a collettori parabolici per diversi multipli solari e taglia dell'accumulo con riferimento a Passoni [5].

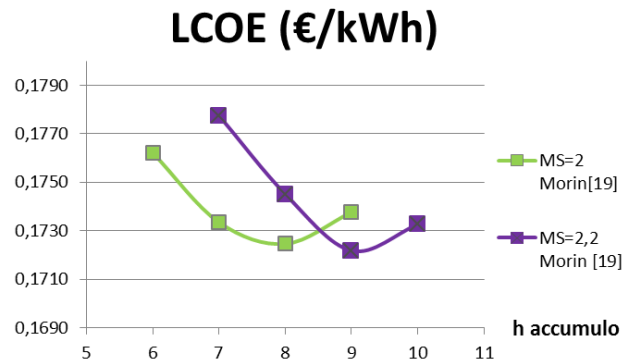


Figura 34: Variazione del LCOE per l'impianto a collettori parabolici per diversi multipli solari e taglia dell'accumulo con riferimento a Morin [19].

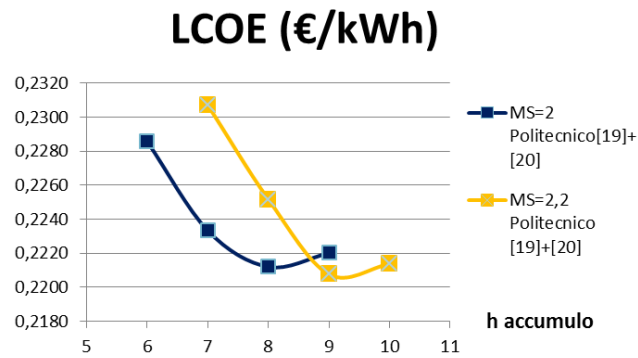


Figura 35: Variazione del LCOE per l'impianto a collettori parabolici per diversi multipli solari e taglia dell'accumulo con riferimento a Politecnico [19]+[20]

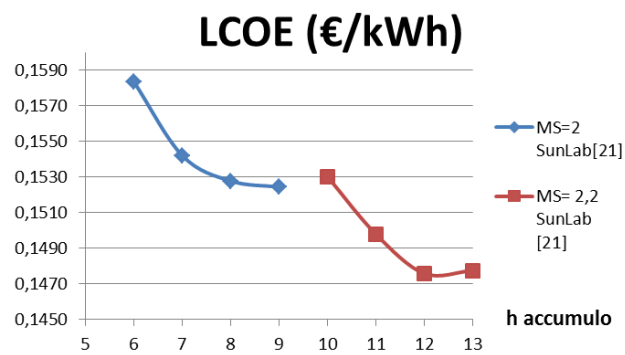


Figura 36: Variazione del LCOE per l'impianto a torre solare per diversi multipli solari e taglia dell'accumulo con riferimento a SunLab [21].

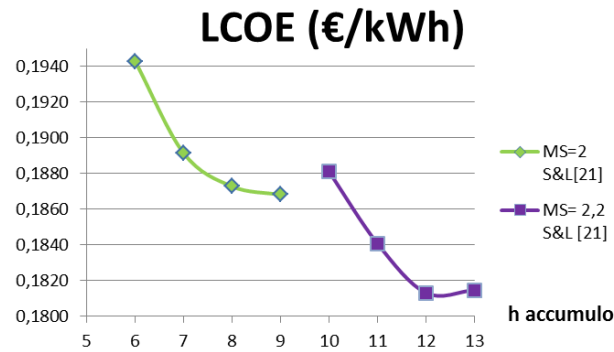


Figura 37: Variazione del LCOE per l'impianto a torre solare per diversi multipli solari e taglia dell'accumulo con riferimento a S&L [21]

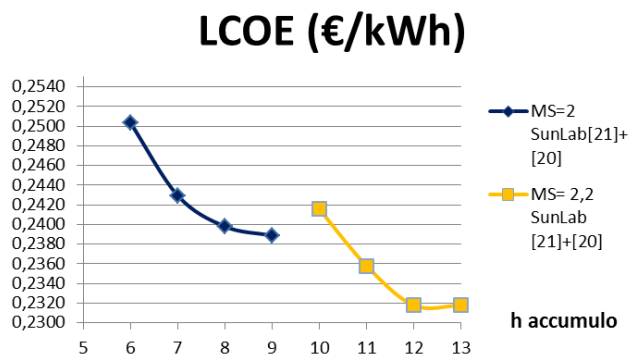


Figura 38: Variazione del LCOE per l'impianto a torre solare per diversi multipli solari e taglia dell'accumulo con riferimento a SunLab [21]+[20].

Si può constatare come, fissato il valore del multiplo solare, il LCOE varia all'aumentare delle ore di accumulo disponibili. Per sistemi che prevedono meno ore di accumulo, i valori sono relativamente alti perché consentono, a fronte di un considerevole investimento, un minore aumento delle capacità produttive e quindi delle possibilità di ricavo economico. Invece all'aumentare delle ore di accumulo, il LCOE diminuisce fino al raggiungimento di un minimo, perché il sistema, che gode di economie di scala, permette un aumento della produzione elettrica annua in grado di ripagare i costi differenziali dati

dall'aumento della taglia dell'accumulo stesso. Superato tale punto di ottimo, il valore del LCOE riprende ad aumentare in quanto l'accumulo risulta essere sovradimensionato, e quindi viene riempito completamente per un numero inferiore di giorni l'anno: in tali condizioni il costo del sistema non riesce ad essere ripagato dall'aumento delle ore di funzionamento e dal conseguente aumento della produzione elettrica. Esiste quindi un valore minimo del LCOE per cui si ottimizzano le dimensioni dell'accumulo per un impianto con un determinato multiplo solare, ma esiste inoltre un minimo assoluto di LCOE; in tale condizione si ha l'abbinamento tra un campo specchi ottimale per la radiazione locale e un accumulo termico correttamente dimensionato. Il ritorno economico risulta essere massimo in questa condizione in quanto si ha il minimo costo dell'energia elettrica prodotta. E' possibile inoltre confermare quanto affermato in precedenza, ossia che la configurazione ottima economica non coincide obbligatoriamente con la configurazione d'impianto con le migliori prestazioni in termini di efficienza energetica.

E' interessante infine fornire qualche breve considerazione a livello generale sui risultati ottenuti, in relazione ad altre tecnologie per la produzione di potenza da altre fonti, rinnovabili e non, andando così a delineare il posizionamento attuale nel mercato elettrico per il Solare termodinamico. A questo proposito, in figura 39 vengono riportati i valori di LCOE medi per le diverse tecnologie degli impianti di generazione di potenza, che entreranno in funzionamento entro il 2019 [23]. Innanzitutto, si può notare come i valori di LCOE ottenuti dalla metodologia presentata per le due diverse tecnologie, siano in linea con il range dei costi dell'elettricità presentato in figura, confermando anche a livello economico una discreta affidabilità della metodologia stessa.

Plant type	Range for total system LCOE (2012 \$/MWh)		
	Minimum	Average	Maximum
Dispatchable Technologies			
Conventional Coal	87.0	95.6	114.4
IGCC	106.4	115.9	131.5
IGCC with CCS	137.3	147.4	163.3
Natural Gas-fired			
Conventional Combined Cycle	61.1	66.3	75.8
Advanced Combined Cycle	59.6	64.4	73.6
Advanced CC with CCS	85.5	91.3	105.0
Conventional Combustion Turbine	106.0	128.4	149.4
Advanced Combustion Turbine	96.9	103.8	119.8
Advanced Nuclear	92.6	96.1	102.0
Geothermal	46.2	47.9	50.3
Biomass	92.3	102.6	122.9
Non-Dispatchable Technologies			
Wind	71.3	80.3	90.3
Wind-Offshore	168.7	204.1	271.0
Solar PV2	101.4	130.0	200.9
Solar Thermal	176.8	243.1	388.0
Hydro3	61.6	84.5	137.7

Figura 39: LCOE medio attuale per le diverse tecnologie di produzione di potenza [23].

Inoltre, la figura precedente mostra che vi è una significativa variabilità nei valori di LCOE, che risultano infatti compresi in un range di cui è indicato il valore massimo e quello minimo. Tale variabilità è dovuta principalmente alla scelta del sito di installazione dell'impianto. Infatti i differenti mercati del lavoro locali, il costo e la disponibilità di risorse di combustibile o di energia, come per l'eolico o il solare, influenzano notevolmente il valore del LCOE. E' importante sottolineare che allo stato attuale il costo di produzione dell'energia elettrica da solare termodinamico risulta il più elevato (243,1 \$/MWh), a dimostrazione di quanto sia lunga la strada da percorrere per rendere questa

tecnologia competitiva nei confronti di tutte le altre, che mediamente riescono ad abbattere il costo di 100 \$/MWh.

4.5 Analisi di sensibilità

Il LCOE degli impianti CSP può essere ridotto migliorando l'efficienza del processo di conversione in elettricità, così da ottenere impianti maggiormente produttivi, e tramite la riduzione delle spese in conto capitale. I miglioramenti delle prestazioni dell'impianto permettono di ridurre la dimensione del campo solare, ed i relativi costi, per una data capacità produttiva. Sebbene gli impianti CSP presentino una struttura di costi simile, la realtà è che molti di questi componenti sono sostanzialmente diversi per ciascuna tecnologia. Si possono identificare due driver per la riduzione dei costi in conto capitale, uno più generico che riguarda l'aumento della taglia dell'impianto con l'introduzione di un fattore di scala da applicare ai costi specifici dei componenti d'impianto, e un altro più specifico riguardante opportunità di riduzione dei costi tramite miglioramenti tecnologici. L'analisi di sensibilità affrontata coinvolge quest'ultimo aspetto, con la definizione delle percentuali di riduzione dei costi tipici d'impianto per le tecnologie considerate, al fine di raggiungere un LCOE pari a 0,1 €/kWh. E' possibile identificare alcune aree chiave in cui devono essere raggiunte tali riduzioni dei costi [18]:

- Campo solare: la produzione di massa e componenti più economici, così come una migliore disposizione degli specchi nel campo stesso, possono aiutare a ridurre i costi. In particolare una diminuzione dei costi dei collettori solari tramite miglioramenti per la struttura di supporto, gli specchi e il ricevitore ha un notevole impatto per la riduzione del LCOE;

- Fluido termovettore e sistema di accumulo termico: nuovi fluidi termovettori, più economici e in grado di raggiungere temperature maggiori, contribuiscono a diminuire il costo dell'energia termica accumulata;
- Blocco di potenza: c'è ancora spazio per una riduzione dei costi di questo componente anche se in misura modesta rispetto alle precedenti aree.

Per uniformità di confronto l'analisi di sensibilità considera la suddivisione dei costi come per Morin [19] e come per S&L [21], in quanto entrambe le precedenti valutazioni economiche presentano un valore medio di LCOE ottenuto per la rispettiva tecnologia. Per il raggiungimento dell'obiettivo economico prefissato si è stabilito una riduzione massima di costo accettabile per componente pari al 60%. I miglioramenti di costo sono stati applicati nel seguente ordine: campo solare, accumulo termico e blocco di potenza.

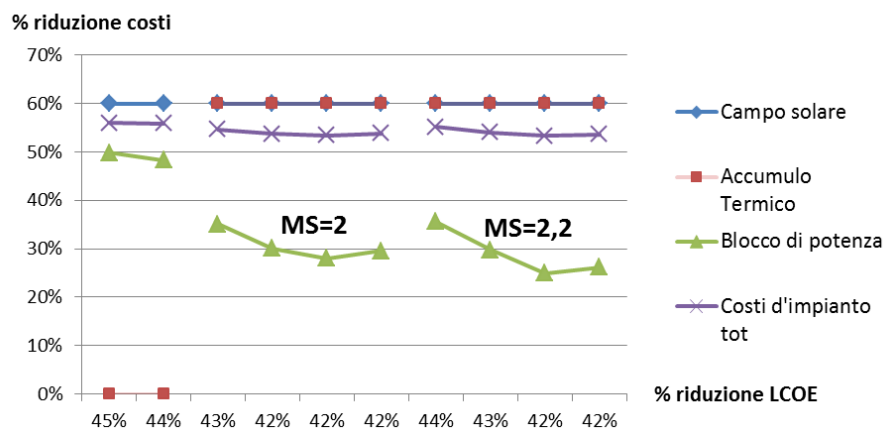


Figura 40: Analisi di sensibilità per l'impianto a collettori parabolici con una riduzione massima pari al 60%; riferimento a Morin [19].

Per quanto riguarda l'impianto a collettori a parabolici il raggiungimento del valore del LCOE prefissato comporta riduzioni di tale indice dell'ordine del 45% - 42%, a seconda delle differenti configurazioni considerate, che

coinvolgono riduzioni dei costi totali di impianto per valori compresi tra il 54% e il 56%. L'analisi mostra che una riduzione del 60% dei costi del campo solare, unita ad una riduzione massima anche per l'accumulo, dove previsto, permetterebbe, insieme a potenziali miglioramenti legati al blocco di potenza, di raggiungere l'obiettivo economico. La figura 40 mostra inoltre come riduzioni dei costi del campo per un multiplo solare maggiore siano favorite.

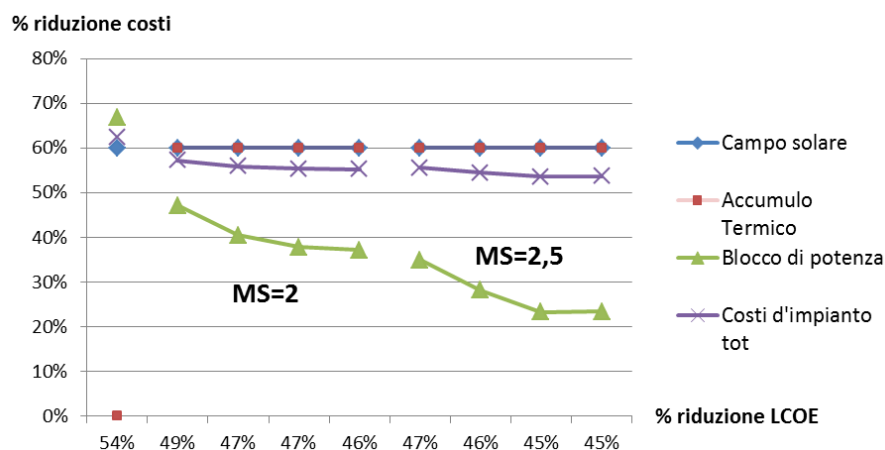


Figura 41: Analisi di sensibilità per l'impianto a torre solare con una riduzione massima pari al 60%; riferimento a S&L [21].

L'impianto a torre solare mostra invece alcune differenze. La percentuali di riduzione del LCOE sono dell'ordine del 54% - 45% che comportano riduzioni dei costi totali d'impianto per valori compresi tra il 54% e il 62%. Sia il campo solare che l'accumulo sono sottoposti a miglioramenti di costi massimi e permettono, per il raggiungimento dell'obiettivo, riduzioni di costo per il blocco di potenza entro la riduzione massima prevista. Nel caso invece in cui l'accumulo non sia previsto, la sola riduzione massima dei costi del campo non permetterebbe di raggiungere il LCOE prefissato, coinvolgendo una riduzione dei costi del blocco di potenza che supererebbe il valore massimo, attestandosi su un valore pari al 67%. Questo rappresenta un'ulteriore dimostrazione di come

il dimensionamento per un multiplo unitario e senza accumulare energia termica sia più sfavorito economicamente. La figura 41 mostra, come nel caso precedente a collettori parabolici, che riduzioni di costo per multipli solari maggiori sono favorite. In questo caso però tale affermazione è particolarmente accentuata, mostrando una netta convenienza nel dimensionamento dell'impianto per un multiplo solare pari a 2,5.

In quest'ottica di diminuzione dei costi si posiziona la SunShot Initiative [24]. L'obiettivo del SunShot è quello di fornire una valutazione approfondita delle potenzialità delle tecnologie solari per soddisfare una quota significativa della domanda di energia elettrica negli Stati Uniti nel corso dei prossimi decenni. Specificamente, esplora un futuro in cui il LCOE del CSP diminuisca di circa il 71% entro il 2020, fino a raggiungere il costo di 0,06 \$/kWh, in linea con gli obiettivi SunShot del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti (DOE). Tale diminuzione è ottenibile come risultato di una riduzione dei costi per il campo solare pari al 78%, dell'accumulo termico e HTF pari al 75% e del blocco di potenza pari al 50%, come mostrato anche nel manifesto SunShot seguente.

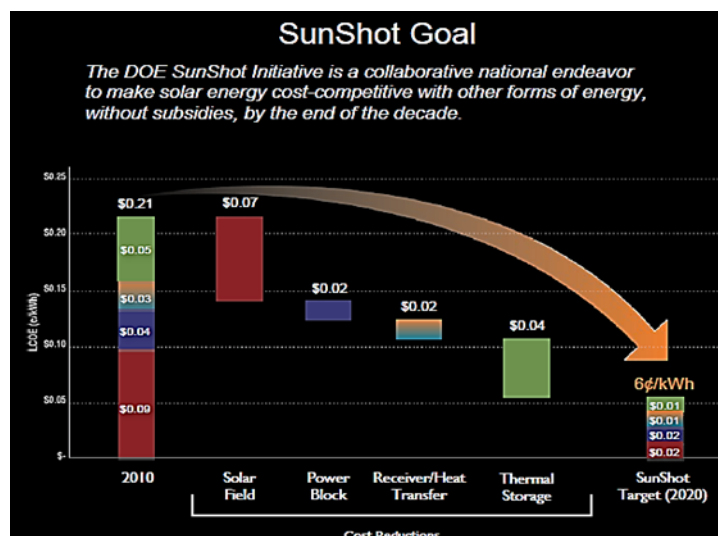


Figura 42: Manifesto SunShot Initiative [24].

Capitolo 5

Conclusioni e sviluppi futuri

5.1 Conclusioni

Il lavoro di tesi presentato si occupa di studiare il funzionamento di due impianti CSP per la produzione di potenza elettrica e di fornirne una valutazione in termini economici. Le tecnologie oggetto di studio sono la tecnologia a collettori parabolici, che rappresenta lo stato dell'arte, e quella a torre solare, che invece ha dimostrato essere caratterizzata da migliori potenziali sviluppi futuri. Il principale obiettivo della ricerca è sviluppare una metodologia semplificata, per tempo e risorse impiegate, in grado di restituire come output un dimensionamento ottimo corretto di tutte le componenti dell'impianto e definire la configurazione impiantistica in grado di ottimizzare il costo dell'energia elettrica, partendo dalle condizioni nominali assunte per il progetto. Tale metodologia si basa su un modello di simulazione, creato tramite lo sviluppo di un codice in Excel e basato sull'individuazione di 4 giorni caratteristici, che permetta di calcolare le produzioni elettriche al variare della taglia dell'accumulo e del campo solare, e su uno schema dei costi che consenta di attribuire per ogni impianto un valore di tipo economico (LCOE). I risultati ottenuti dimostrano l'affidabilità del modello mostrando produzioni elettriche e valori di dimensionamento per entrambi gli impianti coerenti con quelle identificate dai casi reali di riferimento e da altri riferimenti bibliografici. In conclusione si può affermare che il modello, nonostante sia caratterizzato da diverse semplificazioni, legate sia alle limitate potenzialità degli strumenti di calcolo utilizzati sia alle assunzioni necessariamente fatte, dimostra una precisione adatta al raggiungimento dell'obiettivo del lavoro di ricerca.

Per quanto riguarda il confronto tra le due tecnologie analizzate, i risultati delle due simulazioni d'impianto mostrano ottime potenzialità per la produzione di potenza da torre solare, con rendimenti totali d'impianto (17,8% - 18,9%) superiori a quelli calcolati per la tecnologia parabolica (14,5% - 16%). Come già affermato, la principale causa è dovuta al miglioramento dell'efficienza del blocco di potenza, che raggiunge il valore massimo di 39,4%, causato principalmente dall'uso dei sali fusi al posto dell'olio diatermico che rende possibile il raggiungimento di temperature più elevate in ingresso al ciclo termodinamico. Inoltre il sistema di accumulo termico dimostra un impatto sui costi (circa 4-5 volte) minore a causa del più grande salto di temperatura dei sali presenti nell'accumulo. Tuttavia, il confronto economico sviluppato grazie alle varie fonti di costo analizzate, dimostra come la tecnologia a torre solare sia ancora agli stadi iniziali di sviluppo, e non abbia raggiunto economie di scala, importanti miglioramenti tecnologici e un livello di esperienza accumulata tali per cui i costi, ancora troppo elevati, risultino in grado di essere ripagati da migliori producibilità elettriche, come dimostrato dai rendimenti d'impianto. Infatti, il costo di generazione dell'energia elettrica ricavato, in media si attesta su 0,18 - 0,22 €/kWh per queste tipologie di impianti, e risulta ancora maggiore in relazione ad un impianto a collettori parabolici (0,17 - 0,18 €/kWh). La ricerca sta però seguendo questa direzione, puntando al raggiungimento di miglioramenti di costo tali da rendere il torre solare non solo competitivo, ma anche la tecnologia vincente per il futuro.

5.2 Sviluppi futuri

Gli argomenti trattati in questo elaborato possono essere il punto di partenza per ulteriori analisi nello studio delle tecnologie CSP. Per quanto riguarda la metodologia presentata può essere presa come riferimento per indagare le altre

varianti tecnologiche che non sono state analizzate nel seguente lavoro, fornendone una prima rapida ma comunque accurata valutazione.

Le linee guida per quanto riguarda il modello di simulazione non richiedono ulteriori ricerche in quanto il metodo risulta ormai consolidato. Tuttavia lascia spazio a ulteriori indagini lo studio delle equazioni di modellizzazione dei singoli componenti che nel seguente lavoro sono state spesso assunte da precedenti ricerche, come per esempio il funzionamento della turbina ai carichi parziali, oppure ricavate da semplificazioni necessarie fatte viste le potenzialità degli strumenti di calcolo a disposizione, come la definizione del modificatore dell'angolo di incidenza per quanto riguarda la tecnologia a torre solare. Un'interessante area di ricerca che potrebbe essere ulteriormente sviluppata riguarda l'analisi dei dati di radiazione per la scelta dei giorni di simulazione. Si potrebbe studiare con maggiore dettaglio la dipendenza della scelta del numero dei giorni e dei relativi angoli geografici caratteristici con l'accuratezza dei risultati ottenibili. Un primo passo a riguardo è stato già affrontato nel seguente elaborato con la dimostrazione della non attendibilità della scelta di tre giorni tipo per i casi in esame.

Dal punto di vista economico, la variabilità e la difficoltà di reperire fonti di costo attendibili rappresenta un punto cruciale per la valutazione delle due tecnologie, in particolare per quella a torre solare. Le aziende del settore non forniscono numerosi dettagli riguardo ai costi tecnologici e non, e spesso sono necessarie delle ipotesi di fondo. Per questo motivo l'elaborato non si pone come unico scopo la rappresentazione dello stato attuale dei costi delle due tecnologie, ma più che altro si pone l'obiettivo primario di fornirne una classificazione completa utilizzabile anche per valutazioni economiche future.

Bibliografia

- [1] A. Giotri, “Transient effects in linear concentrating solar thermal power plant,” 2014.
- [2] M. Binotti, “Linear Fresnel Reflectors : Study of the Technology and Steps toward Optimization,” 2013.
- [3] M. Mendelsohn, T. Lowder, and B. Canavan, “Utility-Scale Concentrating Solar Power and Photovoltaics Projects : A Technology and Market Overview Utility-Scale Concentrating Solar Power and Photovoltaics Projects : A Technology and Market Overview,” no. April, 2012.
- [4] ENEA, “Analisi dell ’ integrazione di impianti di cattura post-combustione della CO 2 con fonti rinnovabili,” 2013.
- [5] M. Passoni and M. Radice, “Analisi tecnico-economica di sistemi di accumulo termico per impianti solari termodinamici a concentrazione parabolico-lineare,” 2011.
- [6] R. Gabrielli and C. Zamparelli, “Optimal Design of a Molten Salt Thermal Storage Tank for Parabolic Trough Solar Power Plants,” *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 131, no. 4, p. 041001, 2009.
- [7] U. Herrmann and D. W. Kearney, “Survey of Thermal Energy Storage for Parabolic Trough Power Plants,” *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 124, no. 2, p. 145, 2002.
- [8] Moroni & Partners, “Impianti solari termodinamici: stato dell’arte e incentivazione,” 2014.
- [9] “http://www.enea.it/enea_informa/leparole/dellenergia/solaretermodinamico diffusione-delle-tecnologie-csp (online).” .
- [10] P. Nava, “Two Times 50MWe in Southern Spain -The AndaSol projects -,” 2004.

- [11] SENER, “Case Study : GEMASOLAR Central Tower Plant,” no. June, 2010.
- [12] M. Geyer and E. Lüpfer, “EUROTROUGH - Parabolic Trough Collector Developed for Cost Efficient Solar Power Generation,” pp. 1–7, 2002.
- [13] B. Kelly and D. Kearney, “Parabolic Trough Solar System Piping Model Final Report,” no. July, 2006.
- [14] G. Manzolini, A. Giostri, M. Binotti, M. Astolfi, P. Silva, and E. Macchi, “Comparison of different solar plants based on parabolic trough technology,” *Sol. Energy*, vol. 86, no. 5, pp. 1208–1221, May 2012.
- [15] F. Rinaldi, M. Binotti, a. Giostri, and G. Manzolini, “Comparison of Linear and Point Focus Collectors in Solar Power Plants,” *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 1491–1500, 2014.
- [16] G. Manzolini, A. Giostri, C. Saccolotto, P. Silva, E. Macchi, and M. Dipartimento, “A numerical model for off-design performance prediction of parabolic trough based solar power plants,” pp. 1–11, 2010.
- [17] M. Astolfi, M. Binotti, A. Giostri, G. Manzolini, A. De Marzo, and L. Merlo, “Indirect molten salts storage management and size optimization for different solar multiple and sites in parabolic trough solar power plant.”
- [18] IRENA, “Concentrating Solar Power,” vol. 1, no. 2, 2012.
- [19] A. Giostri, M. Binotti, P. Silva, E. Macchi, and G. Manzolini, “Thermal plants: parabolic trough vs fresnel,” vol. 1, 2011.
- [20] G. Manzolini, E. MacChi, and M. Gazzani, “CO2 capture in Integrated Gasification Combined Cycle with SEWGS - Part B: Economic assessment,” *Fuel*, vol. 105, pp. 220–227, 2013.
- [21] L. Llc and C. Group, “Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts,” no. October, 2003.
- [22] Politecnico, “Allegato A Determinazione del valore riconosciuto per ogni certificato verde,” 2009.

- [23] U. S. E. I. Administration, “Annual Energy Outlook 2014,” *Doe/Eia*, vol. 0383, pp. 1–269, 2014.
- [24] R. Margolis, C. Coggeshall, and J. Zuboy, “Sunshot Vision Study,” *US Dept. Energy*, no. February, 2012.

Appendice A

Dimensionamento Accumulo termico

Tabella A1

Collettori parabolici

Δt (h)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
E accumulo utile (kWh)	152114	304229	456343	608458	760572	912686	1064801	1216915	1369030	1521144
V accumulo utile (m ³)	1989	3979	5968	7958	9947	11936	13926	15915	17905	19894
V accumulo sovradim (m ³)	2374	4723	7070	9416	11761	14105	16447	18789	21131	23475
H (m)	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00
D (m)	14,70	20,73	25,36	29,27	32,71	35,82	38,68	41,34	43,84	46,21
H/D	0,95	0,68	0,55	0,48	0,43	0,39	0,36	0,34	0,32	0,30
Edissipato/Eacc utile (%)	2,26%	1,74%	1,54%	1,42%	1,34%	1,28%	1,23%	1,19%	1,16%	1,14%
volume serbatoio (m ³)	2376,0	4725,2	7071,6	9420,3	11764,6	14108,1	16450,9	18791,4	21132,9	23479,6

Tabella A2

Torre solare

Δt (h)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
E accumulo utile (kWh)	50761	101523	152284	203046	253807	304569	355330	406091	456853	507614	558376	609137	659898
V accumulo utile (m ³)	207	414	621	828	1035	1242	1449	1656	1863	2070	2277	2484	2692
V accumulo sovradim (m ³)	251	487	730	973	1216	1458	1701	1943	2186	2428	2657	2899	3141
H (m)	12,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00
D (m)	5,17	6,66	8,16	9,41	10,52	11,52	12,44	13,30	14,10	14,87	15,55	16,24	16,91
H/D	2,32	2,10	1,72	1,49	1,33	1,22	1,13	1,05	0,99	0,94	0,90	0,86	0,83
Edissipato/Eacc utile (%)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,63%	0,60%	0,57%	0,55%	0,54%	0,52%	0,00%	0,00%	0,00%
volume serbatoio (m ³)	251,9	487,7	732,1	973,6	1216,9	1459,2	1701,6	1945,0	2186,0	2431,3	2658,8	2899,9	3144,2

Risultati Simulazione annua

Tabella A3

Collettori parabolici (50MW)

Multiplo Solare	1	1,2	2				2,2			
h accumulato	0	0	6	7	8	9	7	8	9	10
DNI annuale medio (kWh/m ² a)	2601	2601	2601	2601	2601	2601	2601	2601	2601	2601
Superficie specchi effettiva (m ²)	279040	331360	553720	553720	553720	553720	606040	606040	606040	606040
Energia solare disponibile (MWh/a)	725809,3	861898,5	1440277,8	1440277,8	1440277,8	1440277,8	1576367,0	1576367,0	1576367,0	1576367,0
Energia solare al Ricevitore N-S (MWh/a)	422521,2	501743,9	838440,5	838440,5	838440,5	838440,5	917663,2	917663,2	917663,2	917663,2
Energia termica al HTF (MWh/a)	356871,0	423024,0	707215,5	707215,5	707215,5	707215,5	773368,5	773368,5	773368,5	773368,5
Perdite tubazioni (MWh/a)	10839,6	13007,5	21679,2	21679,2	21679,2	21679,2	23847,1	23847,1	23847,1	23847,1
Energia termica in uscita dalle tubazioni (MWh/a)	346031,4	410016,5	685536,3	685536,3	685536,3	685536,3	749521,4	749521,4	749521,4	749521,4
Defocusing (MWh/a)	7095,0	33297,3	54310,1	27865,0	12450,5	3635,5	73407,2	46962,1	20517,0	11679,5
Energia termica al Blocco di potenza (MWh/a)	338936,3	376719,1	631226,2	657671,3	673085,8	681900,8	676114,2	702559,3	729004,3	737841,9
Energia elettrica dal Blocco di potenza (MWh/a)	114285,8	127729,3	216603,0	225800,0	231259,2	234265,1	232174,4	241484,3	250810,6	253838,3
Consumo ausiliari Campo solare (MWh/a)	1979,0	2292,1	3854,3	3854,3	3854,3	3854,3	4168,1	4168,1	4168,1	4168,1
Produzione elettrica netta (MWh/a)	112306,7	125437,2	212748,8	221945,7	227404,9	230410,8	228006,2	237316,2	246642,5	249670,2
Ore equivalenti di funzionamento (h/a)	2246	2508	4254	4438	4548	4608	4560	4746	4932	4993
η_{ottico} (%)	58,21%	58,21%	58,21%	58,21%	58,21%	58,21%	58,21%	58,21%	58,21%	58,21%
η_{th} (%)	84,46%	84,31%	84,35%	84,35%	84,35%	84,35%	84,28%	84,28%	84,28%	84,28%
$\eta_{\text{tubazioni}}$ (%)	96,96%	96,93%	96,93%	96,93%	96,93%	96,93%	96,92%	96,92%	96,92%	96,92%
$\eta_{\text{netto-BP}}$ (%)	33,72%	33,91%	34,31%	34,33%	34,36%	34,35%	34,34%	34,37%	34,40%	34,40%
$\eta_{\text{aus-CS}}$ (%)	98,27%	98,21%	98,22%	98,29%	98,33%	98,35%	98,20%	98,27%	98,34%	98,36%
$\eta_{\text{defocusing}}$ (%)	97,95%	91,88%	92,08%	95,94%	98,18%	99,47%	90,21%	93,73%	97,26%	98,44%
η_{tot} (%)	15,47%	14,55%	14,77%	15,41%	15,79%	16,00%	14,46%	15,05%	15,65%	15,84%

Tabella A4

Torre solare (20MW)

Multiplo Solare	1	2				2,5			
	0	6	7	8	9	10	11	12	13
h accumulo	0	6	7	8	9	10	11	12	13
DNI annuale medio (kWh/m ² a)	2601	2601	2601	2601	2601	2601	2601	2601	2601
Superficie specchi effettiva (m ²)	108240	216480	216480	216480	216480	270490	270490	270490	270490
Energia solare disponibile (MWh/a)	281542,4	563084,8	563084,8	563084,8	563084,8	703569,9	703569,9	703569,9	703569,9
Energia solare al Ricevitore N-S (MWh/a)	163763,1	327526,3	327526,3	327526,3	327526,3	409241,4	409241,4	409241,4	409241,4
Energia termica al HTF (MWh/a)	137976,7	275953,4	275953,4	275953,4	275953,4	344776,5	344776,5	344776,5	344776,5
Perdite tubazioni (MWh/a)	1345,0	2690,0	2690,0	2690,0	2690,0	3362,5	3362,5	3362,5	3362,5
Energia termica in uscita dalle tubazioni (MWh/a)	136631,7	273263,4	273263,4	273263,4	273263,4	341414,0	341414,0	341414,0	341414,0
Defocusing (MWh/a)	3125,0	16433,6	7144,3	1949,1	0,0	20601,6	11312,3	4193,7	3419,8
Energia termica al Blocco di potenza (MWh/a)	133506,6	256829,8	266119,1	271314,3	273263,4	320812,4	330101,7	337220,3	337994,3
Energia elettrica dal Blocco di potenza (MWh/a)	51719,0	100696,1	104371,5	106477,7	107221,9	126325,4	130046,6	132853,6	133164,7
Consumo ausiliari Campo solare (MWh/a)	304,7	609,3	609,3	609,3	609,3	760,6	760,6	760,6	760,6
Produzione elettrica netta (MWh/a)	51414,3	100086,8	103762,2	105868,4	106612,5	125564,8	129286,0	132093,0	132404,1
Ore equivalenti di funzionamento (h/a)	2570	5004	5188	5293	5330	6278	6464	6604	6620
η_{ottico} (%)	58,17%	58,17%	58,17%	58,17%	58,17%	58,17%	58,17%	58,17%	58,17%
η_{th} (%)	84,25%	84,25%	84,25%	84,25%	84,25%	84,25%	84,25%	84,25%	84,25%
$\eta_{\text{tubazioni}}$ (%)	99,03%	99,03%	99,03%	99,03%	99,03%	99,02%	99,02%	99,02%	99,02%
$\eta_{\text{netto-BP}}$ (%)	38,74%	39,21%	39,22%	39,25%	39,24%	39,38%	39,40%	39,40%	39,40%
$\eta_{\text{aus-CS}}$ (%)	99,41%	99,39%	99,42%	99,43%	99,43%	99,40%	99,42%	99,43%	99,43%
$\eta_{\text{defocusing}}$ (%)	97,71%	93,99%	97,39%	99,29%	100,00%	93,97%	96,69%	98,77%	99,00%
η_{tot} (%)	18,26%	17,77%	18,43%	18,80%	18,93%	17,85%	18,38%	18,77%	18,82%

Appendice B

Costi Accumulo termico

Tabella B1

Collettori parabolici

Ore accumulo (h)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Energia accumulo utile (kWh _{th})	152114	304229	456343	608458	760572	912686	1064801	1216915	1369030	1521144
Volume serbatoio (m ³)	2376	4725	7072	9420	11765	14108	16451	18791	21133	23480
Costo accumulo (Mln€)		13,5	17,5	21,5	25,7	30,7	35,8	40,1	45,7	51,0
Costo unitario accumulo (€/kWh _{th})		44,3	38,3	35,4	33,8	33,7	33,6	32,9	33,3	33,5

Tabella B2

Torre solare

Ore accumulo (h)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Energia accumulo utile (kWh _{th})	50761	101523	152284	203046	253807	304569	355330	406091	456853	507614	558376	609137	659898
Volume serbatoio (m ³)	252	488	732	974	1217	1459	1702	1945	2186	2431	2659	2900	3144
Costo accumulo (Mln€)			3,4	3,8	4,2	4,7	5,2	5,6	6,1	6,5	7,0	7,5	7,9
Costo unitario accumulo (€/kWh _{th})			22,2	18,8	16,7	15,4	14,5	13,9	13,3	12,9	12,5	12,2	12,0

Ringraziamenti

E' oramai arrivata la fine del mio percorso universitario e sento l'obbligo di ringraziare alcune persone che in tutti questi anni mi sono state vicine con il loro affetto, aiuto e supporto.

Il primo e più grande ringraziamento è sicuramente per la mia famiglia, Mamma, Papà e mio fratello Davide che mi sono sempre stati affianco, dimostrandomi il loro affetto, soprattutto nei momenti più duri e difficili che ogni percorso impegnativo, come questo al Politecnico, porta con sé. Grazie ancora, anche perché senza il loro aiuto, anche economico, non avrei potuto mettermi alla prova e migliorare in questi lunghi anni universitari, diventando così l'uomo che sono.

Sono state tante le persone che ho incontrato tra i banchi delle aule universitarie, ma alcune giorno dopo giorno sono diventate dei veri Amici: ringrazio per questo motivo IL GRUbbio formato da Fede, Teo e Massi con cui ho condiviso gioie e dolori di questo cammino, e con cui sono sicuro non ci si perderà di vista visto il forte legame che ci ha tenuto uniti in tutti questi anni. Ringrazio anche Tommi e Nad, anche loro grandi compagni, e tutti gli altri che per un motivo o per un altro hanno fatto parte del mio percorso universitario.

Un grazie dal profondo del cuore va agli amici di una vita, coloro che per me rappresentano la famiglia che ognuno di noi si sceglie. Sono i compagni con cui mi cirondo ogni giorno e con cui, tra risate e discorsi seri, vivo la mia quotidianità. Sono un tassello fondamentale della mia vita a cui non potrei mai rinunciare.

Ringrazio inoltre il Prof. Manzolini, da cui negli ultimi mesi ho imparato molto, per il suo costante supporto e i suoi preziosi consigli, e il prof. Aldo Bischi per la sua disponibilità ed il suo interesse dimostrato nei confronti del mio lavoro.

Infine un ringraziamento lo vorrei fare a me stesso, per l'impegno e la dedizione mostrata in tutti questi anni nonostante i tanti ostacoli di cui è stato costellato il percorso. E' solo con l'umiltà e con la voglia di mettersi in gioco giorno dopo giorno che si raggiungono i grandi traguardi.

Grazie ancora a tutti!

Marcello.