



Ricerca di Sistema elettrico

Analisi dell'integrazione di impianti a vapore Ultra Supercritici (USC) dotati di tecnologia CCS e sistemi solari a concentrazione

Giorgio Cau, Daniele Cocco, Vittorio Tola

ANALISI DELL'INTEGRAZIONE DI IMPIANTI A VAPORE ULTRA SUPERCRITICI (USC) DOTATI DI TECNOLOGIA CCS E SISTEMI SOLARI A CONCENTRAZIONE

Giorgio Cau, Daniele Cocco, Vittorio Tola (Università degli Studi di Cagliari, Dipartimento di Ingegneria Meccanica, Chimica e dei Materiali)

Settembre 2014

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2013

Area: Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente

Progetto B.2: Cattura e sequestro della CO₂ prodotta dall'utilizzo dei combustibili fossili

Obiettivo: Parte B1- a - Cattura della CO₂ in post e pre-combustione, con produzione di combustibili gassosi

Task: a1: Test di gassificazione presso la piattaforma pilota Sotacarbo

Responsabile del Progetto: ing. Stefano Giammartini, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "*Studi sull'utilizzo pulito di combustibili fossili, cattura e sequestro della CO₂*"

Responsabile scientifico ENEA: ing. Paolo Deiana

Responsabile scientifico Sotacarbo: ing. Enrico Maggio

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE.....	5
2 IMPIANTI A VAPORE ULTRA SUPER CRITICI (USC).....	7
2.1 SEZIONE DI POTENZA.....	8
2.2 SEZIONE DI PURIFICAZIONE DEGLI INQUINANTI.....	12
2.3 SEZIONE DI RIMOZIONE DELLA CO ₂	13
2.4 SEZIONE DI COMPRESSIONE DELLA CO ₂	16
2.5 EFFETTI DELLA DECARBONIZZAZIONE SULLE PRESTAZIONI DELL'IMPIANTO USC.....	17
3 LA TECNOLOGIA DEL SOLARE A CONCENTRAZIONE.....	18
3.1 INTEGRAZIONE FRA SOLARE A CONCENTRAZIONE E IMPIANTI CCS.....	24
3.2 PRESTAZIONI DEL CAMPO SOLARE.....	25
4 LE PRESTAZIONI DELL'IMPIANTO INTEGRATO USC-CCS-CSP.....	38
4.1 ANALISI ENERGETICA E PRESTAZIONI DELL'IMPIANTO INTEGRATO USC-CCS-CSP.....	38
4.2 ANALISI ECONOMICA.....	54
5 INFLUENZA DELLA TIPOLOGIA DI COLLETTORE E DEL SITO DI INSTALLAZIONE DEL CAMPO SOLARE.....	58
5.1 ANALISI DELLE PRESTAZIONI DEL CAMPO SOLARE.....	58
5.2 ANALISI ENERGETICA E PRESTAZIONI DELL'IMPIANTO INTEGRATO USC-CCS-CSP.....	62
5.3 ANALISI ECONOMICA PRELIMINARE.....	66
6 CONCLUSIONI.....	68
7 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	70
8 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	73
BREVE CURRICULUM SCIENTIFICO DELL'UNITÀ DI RICERCA.....	74

Sommario

Nel progetto di ricerca in oggetto è stato condotto un ampio e approfondito studio tecnico-economico sulla possibilità e convenienza dell'integrazione tra impianti USC alimentati a carbone dotati di sistemi di rimozione della CO₂ (CCS) e impianti solari a concentrazione (CSP). La tecnologia CCS è basata su un processo di assorbimento chimico mediante MEA, mentre l'impianto CSP è basato su collettori lineari Fresnel (FLC) e su collettori parabolici lineari (PTC). L'integrazione comporta l'utilizzo dell'energia termica da solare a concentrazione per la produzione di vapore: a bassa pressione e temperatura da utilizzare per la rigenerazione del solvente amminico oppure a medio-alta pressione e temperatura per l'alimentazione diretta del ciclo a vapore.

Lo studio delle soluzioni impiantistiche considerate è stato effettuato mediante complessi modelli di simulazione basati sui codici commerciali Aspen-Plus e Gate-Cycle; il dimensionamento e la caratterizzazione delle prestazioni della sezione solare sono stati effettuati mediante codici di calcolo per la valutazione dell'efficienza dei sistemi di raccolta appositamente sviluppati presso il DIMCM; per la valutazione della radiazione solare media oraria disponibile, infine, è stato utilizzato il software Meteonorm.

Nella prima fase della ricerca, si sono analizzate nel dettaglio le prestazioni dell'impianto USC, del sistema di abbattimento degli inquinanti gassosi e del sistema di rimozione della CO₂ a bassa temperatura. L'impianto USC di riferimento garantisce, nella configurazione base, prestazioni elevate in termini di rendimento; nella configurazione integrata con i sistemi di rimozione e compressione della CO₂ esso è tuttavia caratterizzato da considerevoli penalizzazioni energetiche.

La seconda fase della ricerca ha riguardato lo studio di impianti solari a concentrazione basati su collettori lineari Fresnel, con una un'approfondita analisi delle prestazioni del campo solare con riferimento alla zona climatica di Cagliari.

Il campo solare è destinato alla produzione diretta di vapore e non è stato previsto alcun accumulo di energia termica. Sono state valutate tre differenti opzioni: produzione di vapore saturo in bassa pressione per la rigenerazione del solvente nella sezione CCS, produzione di vapore saturo in media pressione e produzione di vapore surriscaldato in media pressione da utilizzare direttamente in turbina. Successivamente sono stati valutati gli effetti dell'integrazione tra il campo solare e l'impianto USC-CCS.

L'analisi delle prestazioni del sistema integrato è stata effettuata per le tre differenti opzioni sulle caratteristiche del vapore, e per valori di efficienza di rimozione della CO₂ del sistema CCS del 70% e del 90%. Si è calcolato l'incremento di produzione annua di energia dovuta al contributo del solare, valutando, in funzione delle dimensioni del campo solare, sia l'incremento di produzione elettrica dell'impianto USC e il conseguente incremento del rendimento globale, sia il rendimento di conversione dell'energia solare. Sono anche state eseguite valutazioni delle prestazioni su base mensile, per evidenziare il differente contributo fornito dalla sezione solare alla produzione di energia nei diversi periodi dell'anno.

E' stata inoltre effettuata un'analisi preliminare dei costi con la valutazione del costo marginale di produzione dell'energia valutato in funzione del costo dei collettori Fresnel. I relativamente bassi costi dei collettori Fresnel conducono, in alcuni casi, a costi marginali dell'energia elettrica prodotta da fonte solare relativamente contenuti sebbene con l'integrazione del campo solare il costo medio globale di produzione dell'energia tenda ad aumentare. Infine è stata effettuata un'analisi comparativa delle prestazioni dell'impianto integrato basato su collettori lineari Fresnel e su collettori parabolici lineari con riferimento a due siti diversi caratterizzati da differenti valori della DNI. In particolare le prestazioni valutate nella prima parte dello studio per la città di Cagliari sono state confrontate con quelle di un sito della costa Nord Occidentale dell'Australia, caratterizzato da una DNI sensibilmente più elevata.

1 Introduzione

Le notevoli penalizzazioni energetiche associate ai sistemi di rimozione, trasporto e stoccaggio della CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) integrati con impianti di produzione di energia elettrica alimentati a combustibili fossili rendono tuttora problematica la diffusione delle tecnologie CCS. In questo contesto negli ultimi anni sono state studiate diverse interessanti opzioni di integrazione con fonti energetiche rinnovabili volte a compensare le perdite energetiche associate ai sistemi CCS. In particolare nel corso della presente ricerca è stato condotto uno studio sulla opportunità dell'integrazione tra sistemi CCS e sistemi solari a concentrazione (Concentrating Solar Power, CSP) che, tra le tecnologie di integrazione, offrono le maggiori potenzialità di impiego. Durante lo studio è stata effettuata un'analisi tecnico-economica sulle prospettive di utilizzo dell'energia termica da solare a concentrazione per la produzione di vapore: a bassa pressione e temperatura da utilizzare per ridurre parzialmente o completamente il vapore da estrarre per la rigenerazione del solvente amminico oppure ad alta pressione e temperatura per l'alimentazione diretta del ciclo a vapore.

L'analisi è stata svolta con riferimento agli impianti di produzione di energia elettrica a vapore ultrasupercritici (USC) alimentati a carbone. In particolare, per poter valutare l'integrazione tra impianto solare e sistema CCS, gli impianti USC sono stati analizzati considerando una configurazione complessa che prevede la dotazione dei sistemi di rimozione e compressione della CO₂.

Lo studio delle soluzioni impiantistiche considerate si basa su complessi modelli di simulazione basati sui codici commerciali Aspen-Plus e Gate-Cycle, in parte già disponibili e opportunamente implementati e adeguati alle nuove esigenze, in parte appositamente sviluppati nel corso degli studi. Più specificamente la simulazione dei processi di trasformazione e di purificazione dei prodotti della combustione è stata effettuata per mezzo di modelli basati essenzialmente sulla piattaforma Aspen-Plus, mentre la piattaforma Gate-Cycle è stata utilizzata principalmente per la simulazione delle sezioni di potenza.

Il dimensionamento e la caratterizzazione delle prestazioni della sezione solare sono stati effettuati mediante codici di calcolo per la valutazione dell'efficienza dei sistemi di raccolta appositamente sviluppati presso il DIMCM basati su modelli fisico-matematici standardizzati. Per la valutazione della radiazione solare media oraria disponibile è stato invece utilizzato il software Meteonorm, di ampio impiego nel campo della valutazione delle prestazioni di impianti solari.

Nella prima fase della ricerca, si sono analizzate nel dettaglio le prestazioni del sistema di generazione elettrica (impianto USC basato su un ciclo con doppio surriscaldamento del vapore, e otto spillamenti di vapore), del sistema di abbattimento degli inquinanti gassosi (completo delle sezioni di depolverizzazione, di desolforazione e di denitrificazione) e del sistema di rimozione della CO₂ a bassa temperatura (basato su un processo di assorbimento chimico con una soluzione acquosa di MEA).

La seconda fase della ricerca ha riguardato lo studio degli impianti solari a concentrazione. A differenza dei collettori solari piani, gli impianti solari a concentrazione vengono utilizzati per convertire l'energia solare in energia termica ad alta temperatura (anche oltre 1000 °C). L'energia termica così prodotta può essere utilizzata sia per usi industriali a media e alta temperatura sia per la produzione di energia meccanica (e quindi elettrica) mediante cicli termodinamici. In questa prima parte della ricerca, tra le diverse tecnologie di impianti solari a concentrazione sono stati analizzati quelli basati su collettori lineari Fresnel. Infatti i collettori Fresnel sono attualmente ad uno stadio di sviluppo commerciale meno avanzato rispetto ai collettori parabolici, ma sono potenzialmente in grado di garantire minori costi di installazione, una minore occupazione di spazio e appaiono più adatti ad impianti con temperature operative inferiori rispetto a quelle tipiche dei collettori parabolici lineari.

In seguito sono state valutate le prestazioni del sistema integrato costituito dall'impianto USC con sezione CCS alimentata da impianto solare a concentrazione. Negli impianti in esame il campo solare è destinato alla produzione diretta di vapore e non è stato previsto alcun accumulo di energia termica. Nella prima fase di questo studio, sono state valutate tre differenti opzioni di integrazione:

1. campo solare progettato per produrre vapore saturo in bassa pressione (5,4 bar e 154 °C) per la rigenerazione del solvente nella sezione CCS (configurazione LP-SAT).

2. campo solare progettato per produrre vapore saturo in media pressione (80 bar e 295 °C) da miscelare con il vapore in uscita dalla turbina a vapore HP di alta pressione (IP-SAT);
3. campo solare progettato per produrre vapore surriscaldato in media pressione (80 bar e 500 °C) da miscelare con il vapore all'uscita della turbina a vapore HP di alta pressione (IP-SH).

Si è assunta come ipotesi di riferimento per la condizione di “on-design” dell’impianto USC quella in cui non è prevista alcuna integrazione con il campo solare. Infatti in tutte le ore notturne e nelle ore in cui la nuvolosità elevata non consente di ottenere un valore minimo della radiazione, l’energia solare non è disponibile in quantità sufficiente e idonea al funzionamento dei collettori. Inoltre in gran parte delle ore di funzionamento dei collettori la produzione di energia è comunque inferiore a quella massima nominale. Pertanto nelle ore di funzionamento dell’impianto USC in integrazione con il solare, l’impianto USC opera in condizioni di “off-design” con conseguente decadimento delle prestazioni delle turbine.

Dapprima è stata effettuata un’analisi delle prestazioni del sistema integrato per le tre differenti configurazioni (LP-SAT, IP-SAT, HP-SAT), e per valori di efficienza di rimozione della CO₂ del sistema CCS del 70% e del 90%. Si è calcolato l’incremento di produzione annua di energia dovuta al contributo del solare, valutando, in funzione delle dimensioni del campo solare, sia l’incremento di produzione elettrica dell’impianto USC e il conseguente incremento del rendimento globale, sia il rendimento di conversione dell’energia solare. Sono anche state eseguite valutazioni delle prestazioni su base mensile, per evidenziare il differente contributo fornito dalla sezione solare alla produzione di energia nei diversi periodi dell’anno. E’ stata inoltre effettuata un’analisi preliminare dei costi con la valutazione del costo marginale di produzione dell’energia valutato in funzione del costo dei collettori Fresnel, il quale, trattandosi di una tecnologia non ancora consolidata a livello commerciale, è in continua evoluzione.

Nell’ultima parte dello studio al fine di analizzare con maggior dettaglio i possibili vantaggi derivanti dall’integrazione dell’impianto USC-CCS con il campo solare, sono state effettuate ulteriori valutazioni. In particolare le prestazioni dell’impianto integrato con un campo solare basato su collettori lineari Fresnel sono state confrontate con le medesime prestazioni valutate con riferimento ad un campo solare basato su collettori parabolici lineari. Il campo solare analizzato è destinato sempre alla produzione diretta di vapore senza alcun accumulo di energia termica. Inoltre è stata effettuata un’analisi comparativa per valutare le prestazioni dell’impianto integrato (in termini di incremento della produzione annuale di energia e di efficienza globale) con riferimento a due differenti siti di installazione, caratterizzati da differenti valori della DNI. In particolare le prestazioni valutate nella prima parte dello studio per la città di Cagliari (1700 kWh/(m²·anno)) sono state confrontate con quelle di un sito della costa Nord Occidentale dell’Australia, caratterizzato da una elevata DNI (2800 kWh/(m²·anno)).

2 Impianti a vapore Ultra Super Critici (USC)

Nonostante la prorompente incidenza delle fonti energetiche rinnovabili sulla produzione mondiale di energia elettrica, i combustibili fossili, in particolare il carbone e il gas, avranno ancora per molti decenni un ruolo di primaria rilevanza specie nei paesi ad elevato tasso di crescita come Cina e India. D'altra parte, le richieste di un uso sostenibile di tali risorse, con particolare riguardo alla riduzione delle immissioni di CO₂ in atmosfera, spingono verso lo sviluppo di impianti termoelettrici sempre più efficienti in termini di conversione energetica e di impatto ambientale [1-3].

Con particolare riferimento al carbone, gli impianti USC rappresentano la più interessante soluzione sia in relazione all'attuale stato tecnologico, con valori di pressione e temperatura massime anche superiori a 300 bar e 620 °C, sia in una prospettiva a breve-medio termine, con la previsione del raggiungimento di pressioni e temperature massime fino a 350 bar e 700 °C, al fine di ottenere rendimenti perfino del 50% [4-15].

La valutazione delle prestazioni di impianti a vapore operanti in condizioni così sensibilmente diverse da quelle considerate come convenzionali nel passato richiede la disponibilità di accurati modelli e strumenti di simulazione che consentano di prevedere con adeguata accuratezza le caratteristiche operative e funzionali dell'impianto in condizioni di funzionamento nominale e non. Ciò anche in relazione alle integrazioni con i sistemi di abbattimento degli inquinanti e di rimozione della CO₂.

In questa prima parte dello studio è preliminarmente presentata un'analisi delle prestazioni di un impianto a vapore ultrasupercritico (USC) di riferimento alimentato a carbone, integrato con una sezione di purificazione degli inquinanti e con una sezione di rimozione della CO₂. La sezione di purificazione degli inquinanti si basa su processi tradizionali, mentre la sezione di decarbonizzazione si basa su un impianto di rimozione chimica con ammine.

Detto impianto costituisce la configurazione di base per lo sviluppo delle configurazioni integrate con la sezione CSP analizzate nel corso della presente ricerca e riportate nel seguito; la configurazione dell'impianto di riferimento (suddiviso nelle tre sezioni principali di potenza, di purificazione dei gas di scarico e di rimozione della CO₂), e le sue caratteristiche di prestazione, già presentate in dettaglio nel corso di precedenti studi e riportate nel precedente rapporto RSE1952013 *"Analisi dell'integrazione di impianti di cattura post-combustione della CO₂ con fonti rinnovabili"* [16], sono di seguito richiamate per un più immediato e pratico riscontro.

Le prestazioni dell'impianto sono state valutate utilizzando un modello di simulazione basato sul software "Gate-Cycle" per la sezione di potenza e un modello di simulazione basato sul software "Aspen-Plus" per la sezione di purificazione e di decarbonizzazione dei gas reflui. Lo studio sulle prestazioni degli impianti USC è stato effettuato considerando l'impianto alimentato con un carbone a basso tenore di zolfo le cui principali caratteristiche sono riportate nella seguente tabella 2.1. La composizione dei volatili è stata determinata mediante opportuni bilanci di materia con la metodologia riportata in [16].

Tabella 2.1. Caratteristiche del carbone

Analisi elementare	% in massa
C	65,66
H	3,64
O	6,84
N	1,61
S	0,85
Umidità	7,00
Ceneri	14,40
Analisi approssimata	% in massa
Carbonio fisso	52,70

Materia volatile	25,90
Umidità	7,00
Ceneri	14,40
Composizione dei volatili	% in massa
C	65,66
H	3,64
O	6,84
N	1,61
S	0,85
LHV (MJ/kg)	25,03

2.1 Sezione di potenza

L'impianto USC è basato su una configurazione tipica degli impianti a vapore di taglia 600-800 MW; la potenza effettiva viene determinata sulla base di un prefissato valore della potenza primaria introdotta con il combustibile, assunta pari a 1500 MW; in particolare esso si basa su un ciclo con un solo risurriscaldamento del vapore. Sono presenti tre corpi di turbina, di alta, media e bassa pressione; il ciclo è rigenerato mediante otto spillamenti di vapore. La figura 2.1 riporta uno schema funzionale semplificato dell'impianto in oggetto.

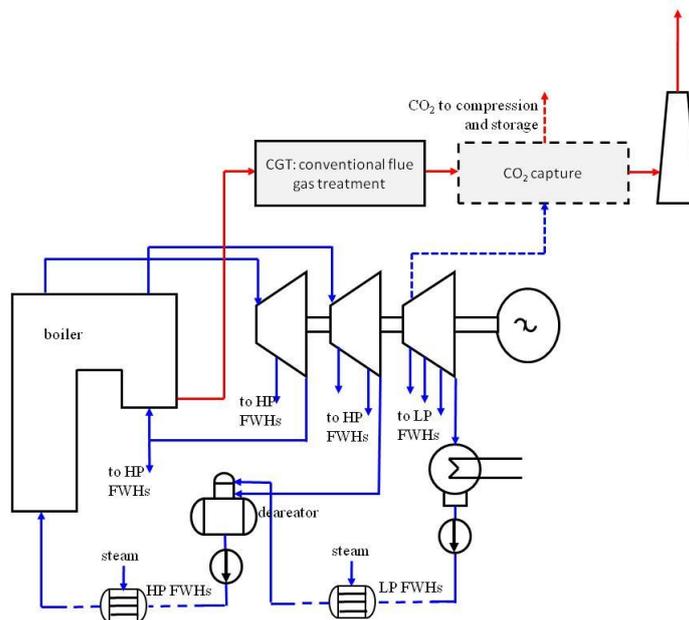


Figura 2.1 Schema esemplificativo di impianto USC

Una descrizione più dettagliata dell'impianto è presentata nella successiva figura 2.2 dove è riportata la configurazione dell'impianto USC qui considerato secondo la schematizzazione basata sul software Gate-Cycle.

Una dettagliata analisi dell'influenza della pressione e della temperatura massima del ciclo sulle prestazioni dell'impianto, effettuata attraverso la modellistica sviluppata, è stata presentata nel precedente rapporto RSE1952013 [16].

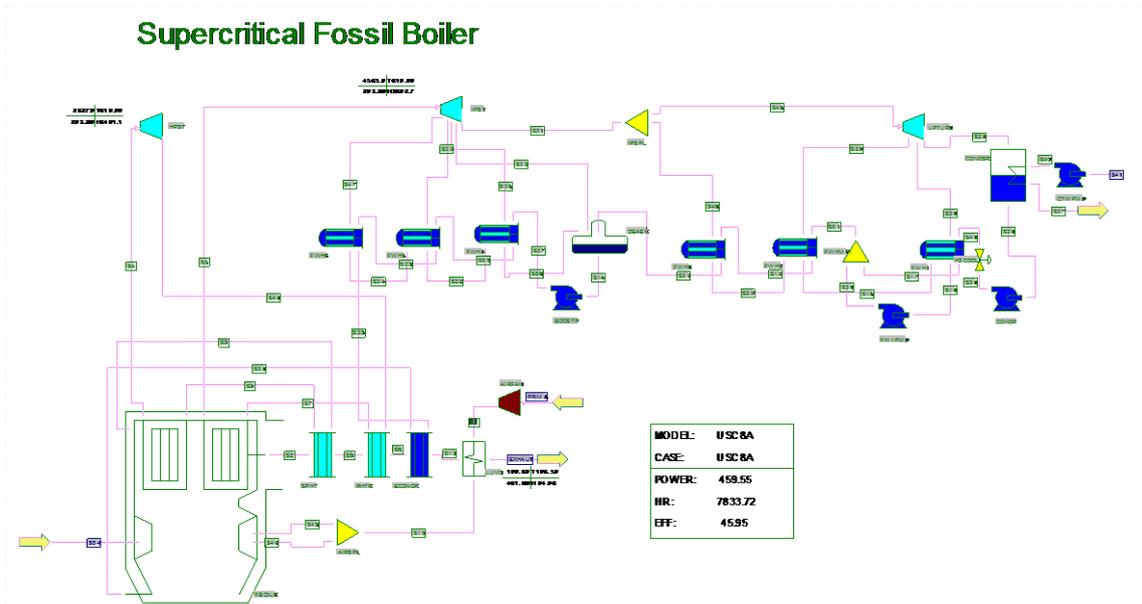


Figura 2.2 Schema Gate-Cycle dell'impianto USC

Le principali caratteristiche costruttive e funzionali dell'impianto sono indicate nella seguente tabella 2.2-2.8. In particolare le tabelle riportano:

- la tabella 2.2 le caratteristiche operative generali dell'impianto USC;
- la tabella 2.3. i valori di portata, pressione e temperatura del fluido operativo nelle sezioni caratteristiche;
- la tabella 2.4 i rendimenti delle turbomacchine (turbine a vapore, pompe e ventilatori) presenti nell'impianto;
- la tabella 2.5 le principali caratteristiche degli scambiatori a superficie della linea di rigenerazione dell'acqua di alimento; la tabella 2.7 le principali perdite nello impianto USC;
- la tabella 2.7 le principali prestazioni dell'impianto USC;
- la tabella 2.8 la composizione dei fumi all'uscita dell'impianto USC.

Tabella 2.2 Dati di funzionamento impianto USC

Potenza termica associata al combustibile in ingresso	1500	MW
Potere calorifico inferiore del carbone	25,03	MJ/kg
Portata di carbone	59,92	kg/s
Temperatura massima del vapore SH	600	°C
Pressione massima del ciclo (pompa di alimento)	310,0	bar
Pressione massima del vapore SH	268,0	bar
Pressione minima (condensatore)	4,4	kPa
Temperatura del vapore RH	610	°C
Pressione del vapore RH	64,3	bar
Pressione degasatore	7,0	bar
Temperatura dei fumi allo scarico	120	°C
Temperatura acqua alimento GV	309,0	°C

Tabella 2.3 Portate, pressione e temperature dell'impianto USC

	portata	pressione	temperatura
	(kg/s)	(bar)	(°C)
ingresso turbina HP	535,9	268,0	600
uscita turbina HP	488,5	67,0	379,3
ingresso turbina IP	450,1	64,3	610
uscita turbina IP	399,4	7,0	283,3
ingresso turbina LP	378,8	7,0	283,3
uscita turbina LP	315,9	0,044	30,6
1° spillamento	47,4	108,0	449,7
2° spillamento	38,4	67,0	379,3
3° spillamento	26,2	36,5	516,5
4° spillamento	24,5	19,0	418,8
5° spillamento	20,6	7,0	283,3
6° spillamento	22,2	3,3	196,4
7° spillamento	20,2	1,12	102,8
8° spillamento	20,5	0,35	72,7
acqua alimento ingresso degasatore	378,8	13,0	131,2
acqua alimento uscita degasatore	535,9	7,0	165,0
acqua alimento ingresso GV	535,9	284,7	309,0
acqua raffr. ingresso condensatore	20465	1,51	18,2
acqua raffr. uscita condensatore	20465	1,01	26,2
aria ingresso GV	602,5	1,071	270,9

Tabella 2.4 Rendimenti macchine

Rendimento turbina alta pressione	0,88	
Rendimento turbina media pressione	0,94	
Rendimento turbina bassa pressione	0,88	
Rendimento pompe	0,85	
Rendimento ventilatore aria al GV	0,85	

Tabella 2.5 Dati di funzionamento scambiatori

ΔT minimo scambiatori alta pressione (escluso 2° scambiatore)	0	°C
ΔT minimo 2° scambiatore alta pressione	2	°C
ΔT minimo scambiatori bassa pressione (escluso ultimo scambiatore)	2	°C
ΔT minimo ultimo scambiatore bassa pressione	5	°C
ΔT minimo scambiatori alta pressione lato condensa	6	°C
ΔT minimo scambiatori bassa pressione lato condensa	8	°C
Sub cooling condensa ultimo scambiatore	0	°C

Tabella 2.6 Perdite nell'impianto

Rendimento generatore elettrico	0,98	
Perdite di carico nella sezione di purificazione degli inquinanti	0,14	bar
Perdite varie espresse come BOP (% potenza dell'impianto)	0,005	
Energia specifica di polverizzazione del carbone	50	kJ/kg

Tabella 2.7 Principali prestazioni dell'impianto USC

Potenza del combustibile in ingresso	1500,0	MW
Potenza effettiva dell'impianto	658,0	MW
Rendimento globale dell'impianto	43,87	%
Portata dei gas reflui	653,8	kg/s
Temperatura dei gas reflui	120	°C
Potenza utile turbine a vapore	720,4	MW
Potenza turbina HP	190,7	MW
Potenza turbina IP	276,0	MW
Potenza turbina LP	253,8	MW
Potenza ventilatore aria di alimento	3,6	MW
Potenza persa nel generatore elettrico	14,4	MW
Potenza ventilatore sezione di rimozione inquinanti	14,0	MW
Potenza pompa acqua raffreddamento	0,9	MW
Potenza pompe ciclo a vapore	22,9	MW
Potenza mulini carbone	3,0	MW
Perdite varie	3,6	MW

Tabella 2.8 Composizione gas in uscita USC

CO ₂	0,1504
N ₂	0,7414
O ₂	0,0288
Ar	0,0088
CO	23 ppm
H ₂	0
NO _x	500 ppm
SO ₂	725 ppm
H ₂ O	0,0699

2.2 Sezione di purificazione degli inquinanti

Le prestazioni dell'impianto USC sono state valutate considerando un sistema convenzionale di trattamento dei gas (CGT, conventional flue gas treatment system). La sezione CGT comprende un sistema di riduzione selettiva catalitica degli ossidi di azoto (SCR, Selective Catalytic Reduction), un sistema per la rimozione del particolato mediante filtri a manica e un sistema di rimozione a umido degli ossidi di zolfo (FGD, flue gas desulphurization).

Il processo di denitrificazione si ottiene attraverso l'iniezione di ammoniaca che reagisce con gli NO_x presenti nel gas da purificare formando azoto molecolare e vapore acqueo. Per consentire un'efficace rimozione degli NO_x e limitare nel contempo il fenomeno dell'"ammonia slip" il rapporto molare Ammoniaca/NO_x deve essere di poco maggiore dell'unità (valore stechiometrico). Di norma le reazioni del sistema SCR avvengono a 300-400 °C, con una caduta di pressione del gas all'interno del reattore di 5-10 kPa. L'efficienza di rimozione è attorno al 90%, con concentrazioni finali di NO_x inferiori a anche a 80-100 mg/m³ (contro un limite di emissione di 200 mg/Nm³). I ventilatori della sezione SCR richiedono una potenza elettrica pari a circa l'1% della potenza dell'impianto [17].

Tipicamente i gas di scarico attraversano i filtri a manica rimuovendo le polveri con una efficienza di circa 95-99% (in funzione della dimensione del particolato da rimuovere). I filtri a manica sono collocati a valle del preriscaldatore d'aria e presentano una perdita di carico di circa 1-2 kPa. Generalmente i filtri a manica assicurano una elevata efficienza di rimozione e un ridotto ingombro, mentre gli svantaggi sono gli alti costi operativi, il funzionamento con gas aggressivi e vapore e il rischio di ostruzione e di incendio [18].

I sistemi di desolforazione a umido operano a bassa temperatura e assicurano una efficienza di rimozione del 90-95% (e perfino maggiore) con una perdita di carico di 5-10 kPa. Di norma presentano assorbimenti elettrici pari all'1-2% della potenza totale, riducendo l'efficienza globale di 0,4-0,8 punti percentuali [19].

In questo studio le prestazioni della sezione CGT sono state valutate considerando una configurazione "high dust", nella quale il sistema SCR è installato a monte dei filtri a manica e del sistema FGD (Figura 2.3). Il sistema SCR è localizzato tra l'economizzatore e il preriscaldatore d'aria, per cui opera a temperature di circa 350-400 °C. Questa soluzione è la migliore dal punto di vista dell'efficienza di conversione degli NO_x anche se risente dei problemi di intasamento e di degrado del catalizzatore causati dalla presenza di polveri e ossidi di zolfo nei gas combust.

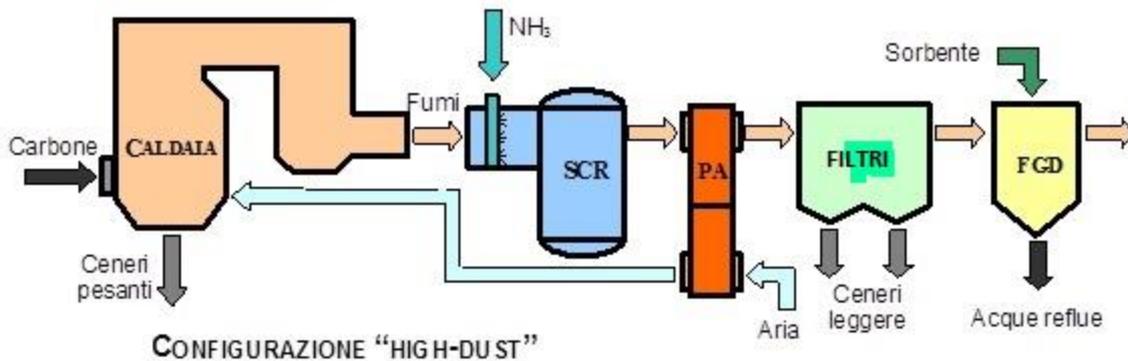


Figura 2.3 Configurazione High dust

Le perdite di carico nella sezione di purificazione dei gas sono state assunte pari a 0,14 bar, così ripartite:

- 0,08 bar nella sezione di desolforazione;
- 0,06 nel denitrificatore;
- 0,02 nei filtri a manica.

La potenza elettrica assorbita dal ventilatore necessario per compensare le perdite di carico complessive della sezione CGT risulta pari a 14,0 MW, a cui corrisponde una riduzione del rendimento dell'impianto USC di circa 1 punto percentuale.

2.3 Sezione di rimozione della CO₂

I processi di rimozione da un gas dei composti acidi e, nello studio in oggetto, della CO₂, sono generalmente effettuati tramite assorbimento chimico o fisico in un solvente liquido. Essendo i gas reflui di impianti a vapore a pressione pressoché atmosferica la scelta ricade necessariamente su un processo di assorbimento chimico, come quello schematicamente rappresentato nella figura 2.4, che in genere utilizza solventi a base di alcanolammine.

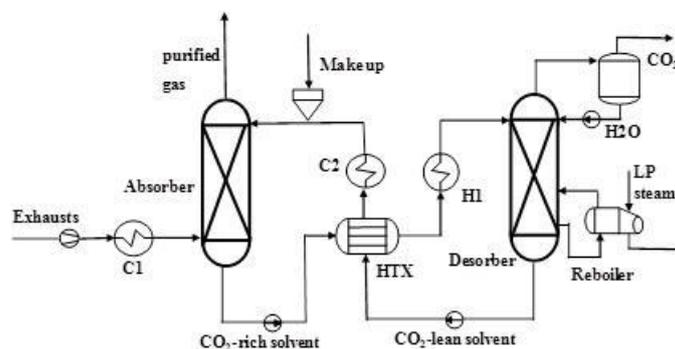


Figura 2.4 Schema della sezione di decarbonizzazione

Dopo la sezione di purificazione i gas di scarico vengono raffreddati e inviati alla sezione di decarbonizzazione; un apposito ventilatore fornisce la prevalenza necessaria per vincere le perdite di carico in detta sezione, imposte pari al 5%, e a cui corrisponde una potenza assorbita dal ventilatore di 4,2 MW. La sezione di decarbonizzazione comprende essenzialmente:

- una colonna di assorbimento, in cui parte della CO₂ presente nel gas in ingresso viene assorbita dal solvente liquido povero in CO₂;

- una colonna di desorbimento, in cui la CO₂ assorbita dal solvente viene rilasciata sotto forma gassosa;
- degli scambiatori di calore necessari per riscaldare il solvente ricco in CO₂ prima dell'ingresso nella sezione di desorbimento e raffreddare il solvente povero in CO₂ all'ingresso della colonna di assorbimento;
- delle pompe per la circolazione del solvente.

Nel presente studio si è considerato un sistema di rimozione della CO₂ basato su un processo di assorbimento chimico con una soluzione acquosa di MEA (Mono-Etanolamina) che rappresenta una delle tecnologie più consolidate ed applicate commercialmente [20-24].

In figura 2.5 viene presentato uno schema semplificato della sezione di decarbonizzazione utilizzato in ambiente ASPEN.

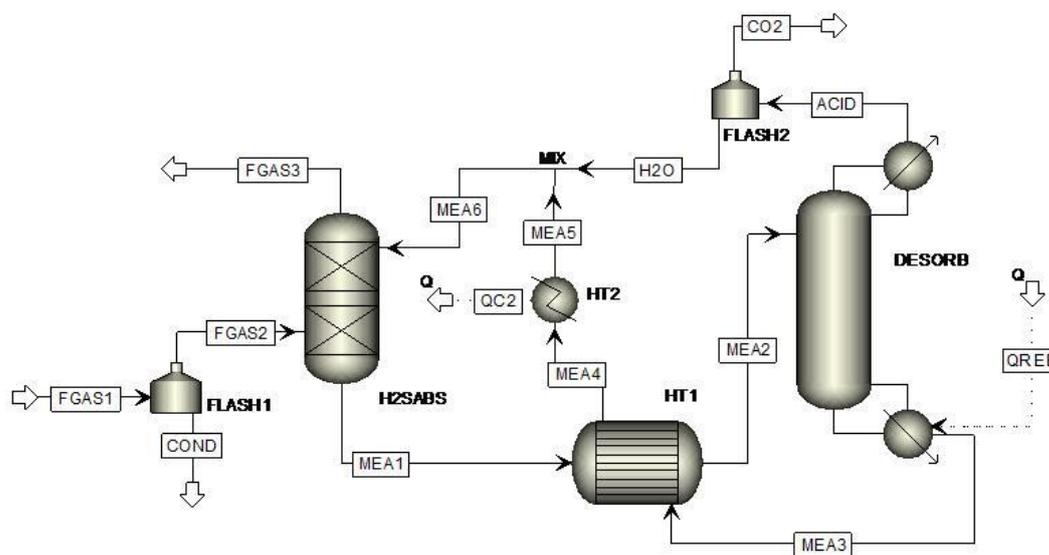


Figura 2.5 Schema ASPEN della sezione di decarbonizzazione

L'analisi delle prestazioni dell'impianto di decarbonizzazione è stata condotta in condizioni di equilibrio, anche se il processo reale è regolato dalla cinetica di reazione con una efficienza di rimozione leggermente inferiore rispetto all'equilibrio. Inoltre lo studio del processo in condizioni di equilibrio non introduce problematiche legate alla valutazione della selettività del solvente.

L'analisi delle prestazioni della sezione di decarbonizzazione è stata condotta al variare dei principali parametri operativi al fine di valutare, in determinate condizioni, la portata di solvente e la potenza termica richiesta dal reboiler nella colonna di stripping necessarie per raggiungere un prefissato grado di rimozione della CO₂ dal gas di sintesi.

Nei precedenti rapporti RSE2072012 [25] e RSE1952013 [16] è stata presentata un'analisi dettagliata dell'influenza dei principali parametri operativi della sezione di decarbonizzazione sulle prestazioni della sezione di assorbimento dell'anidride carbonica, quali in particolare:

- Tipologia di Ammina;
- Concentrazione di ammina nel solvente;
- Temperatura del solvente all'ingresso della colonna di assorbimento;
- Temperatura del syngas all'ingresso della colonna di assorbimento;

- Rapporto molare CO₂/ammina nella soluzione povera in ingresso;
- Numero di stadi dell'assorbitore;
- Numero di stadi del desorbitore;
- Reflux Ratio nel desorbitore.

L'analisi è stata condotta per prefissati valori dell'efficienza di rimozione, definita dal rapporto tra la CO₂ assorbita dall'impianto e quella presente nei gas di scarico all'ingresso della colonna di assorbimento. Le condizioni operative ottimali per la colonna di assorbimento, valutate attraverso detta analisi, si ottengono con una frazione massica di MEA e un rapporto tra le frazioni molari di CO₂ e MEA nella soluzione povera acqua/ammina all'ingresso della colonna di assorbimento rispettivamente pari a 0,30 e a 0,28, alla temperatura di 35 °C. In tali condizioni, per una efficienza di rimozione del 90%, l'energia termica richiesta per lo stripping della CO₂ si attesta attorno a 3,5 GJ/t CO₂.

Più specificamente, per ottenere una rimozione della CO₂ rispettivamente pari al 90% e al 70%, nell'impianto USC in esame è necessaria una potenza termica di 451,5 MW e 332,0 MW rispettivamente, che deve esse fornita dall'impianto a vapore.

Nella tabella 2.9 sono richiamati i valori di portata, pressione e temperatura del vapore nei punti caratteristici dell'impianto USC, nel caso di rimozione della CO₂ con efficienza di rimozione uguale al 70% e al 90%. L'analisi è effettuata nell'ipotesi che l'impianto USC sia progettato per funzionare in condizioni nominali per quelle efficienze di rimozione.

Tabella 2.9 Portate, pressione e temperature dell'impianto USC integrato con sezione rimozione della CO₂				
	portata	portata	pressione	temperatura
	(kg/s)	(kg/s)	(bar)	(°C)
	Eff.rim.70%	Eff.rim.90%		
ingresso turbina HP	535,9	535,9	268,0	600
uscita turbina HP	488,5	488,5	67,0	379,3
ingresso turbina IP	450,1	450,1	64,3	610
uscita turbina IP	399,4	399,4	7,0	283,3
ingresso turbina LP	380,3	380,8	7,0	283,3
uscita turbina LP	195,8	152,6	0,044	30,6
1° spillamento	47,4	47,4	108,0	449,7
2° spillamento	38,4	38,4	67,0	379,3
3° spillamento	26,2	26,2	36,5	516,5
4° spillamento	24,5	24,5	19,0	418,8
5° spillamento	19,1	18,5	7,0	283,3
6° spillamento	160,2	209,8	3,3	196,4
Allo scambiatore numero 6	13,3	10,0	3,3	196,4
Alla sezione di rimozione CO ₂	146,9	199,8	3,3	196,4
7° spillamento	12,0	9,1	1,12	102,8
8° spillamento	12,2	9,3	0,35	72,7

acqua alimento ingresso degasatore	380,3	380,8	13,0	131,2
acqua alimento uscita degasatore	535,9	535,9	7,0	165,0
acqua alimento ingresso GV	535,9	535,9	284,7	309,0
acqua raffr. ingresso condensatore	12624	9811	1,51	18,2
acqua raffr. uscita condensatore	12624	9811	1,01	26,2
aria ingresso GV	602,5	602,5	1,071	270,9

Le temperature e le pressioni del vapore nei diversi punti del ciclo si mantengono costanti rispetto ai valori riportati in tabella 2.3 per l'impianto USC privo di sistemi CCS. Con l'introduzione dell'integrazione CCS non si hanno variazioni di portata nelle turbine di alta e media pressione e negli spillamenti effettuati in esse. Nella sezione di bassa pressione, viceversa, si riscontrano notevoli aumenti della portata del 6° spillamento a causa della richiesta di vapore della sezione di rimozione della CO₂. In particolare, la portata di vapore destinata al reboiler è pari a circa 145 kg/s e a 200 kg/s nel caso di efficienza di rimozione pari al 70% e al 90% rispettivamente.

2.4 Sezione di compressione della CO₂

La miscela ricca di CO₂ in uscita dalla sezione di assorbimento viene inviata alla sezione di compressione e condizionamento per poter essere portata alla pressione necessaria per il trasporto (nel caso specifico 110 bar). La compressione avviene dapprima tramite un sistema di tre compressori in serie fino ad una pressione leggermente superiore alla pressione critica della CO₂ e poi tramite una pompa. Il numero dei compressori viene scelto in fase di progetto attraverso una ottimizzazione della potenza richiesta e dei costi delle macchine e di norma si attesta su 3-4. Il gas in uscita da ogni compressore viene refrigerato con conseguente condensazione e separazione in fase liquida dell'acqua contenuta nella miscela. La condensazione dell'acqua permette di ottenere in uscita dalla sezione di compressione CO₂ quasi pura (frazione massica superiore al 99,5%), come richiesto per il trasporto e lo stoccaggio.

In figura 2.6 è mostrato lo schema di impianto della sezione di compressione della CO₂ in ambiente ASPEN.

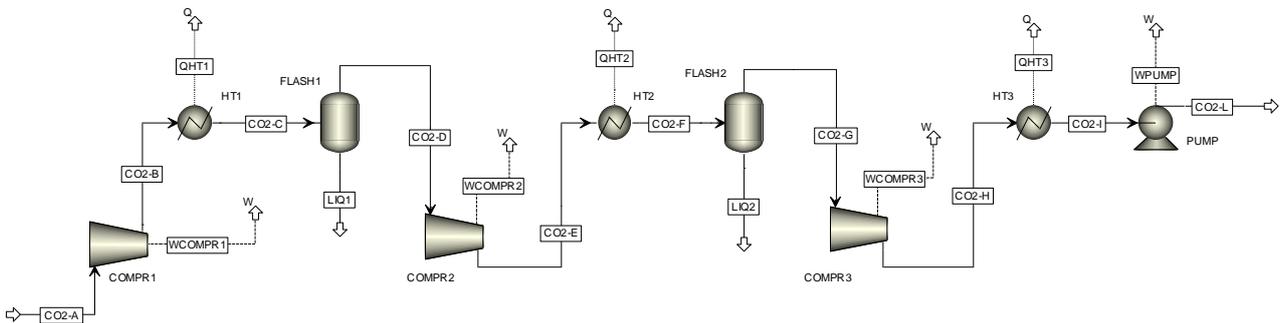


Figura 2.6 Schema ASPEN della sezione di compressione della CO₂

La potenza richiesta dalla sezione di compressione della CO₂ è funzione della portata della miscela da comprimere, che a sua volta dipende dal grado di rimozione della CO₂ nella sezione di decarbonizzazione. Nell'ipotesi di efficienza di rimozione pari al 90% la potenza di compressione risulta di poco maggiore di 56 MW.

2.5 Effetti della decarbonizzazione sulle prestazioni dell'impianto USC

Per effetto delle penalizzazioni introdotte dalla sezione di rimozione della CO₂ il rendimento globale dell'impianto si riduce notevolmente. In particolare si riscontra una riduzione di rendimento pari a circa 7,9 punti percentuali nel caso di efficienza di rimozione della CO₂ pari al 70% e addirittura di quasi 10,5 punti percentuali nel caso di efficienza di rimozione pari al 90%.

La sezione di rimozione della CO₂ influenza le prestazioni dell'impianto USC a causa di due differenti effetti. La rimozione della CO₂ richiede infatti un'elevata potenza termica al reboiler (circa 450 MW per una efficienza di rimozione del 90%, circa 330 MW nel caso di rimozione del 70%) che comporta uno spillamento di vapore dalla turbina di bassa pressione, con conseguente riduzione della potenza in uscita dall'USC. Inoltre nella sezione di compressione della CO₂ si ha una richiesta di energia elettrica per il funzionamento del compressore (superiore anche a 56 MW_e per una efficienza del 90%). Un contributo minore (circa 4,0 MW_e) è dato dalla potenza richiesta dal ventilatore della sezione.

La tabella 2.10 riporta una sintesi delle prestazioni dell'impianto USC con e senza integrazione con la sezione di rimozione della CO₂ con riferimento ai due differenti valori della efficienza di rimozione (70 e 90%). Maggiori dettagli sono riportati nel precedente rapporto RSE1952013.

Tabella 2.10 Prestazioni impianto USC in funzione dell'efficienza di rimozione della CO₂

		USC	USC + DeC. 70%	USC + DeC. 90%
Potenza termica in ingresso	MW	1500,0	1500,0	1500,0
Potenza effettiva sezione vapore	MW	672,0	602,0	577,1
Potenza ausiliari sezione CGT	MW	14,0	14,0	14,0
Potenza ventilatore sezione Dec.	MW	-	4,2	4,2
Potenza compressore CO ₂	MW	-	43,9	56,5
Potenza effettiva USC	MW	658,0	539,9	502,4
Rendimento impianto	%	43,87	35,99	33,49
Energia termica richiesta per la rigenerazione del solvente	MW	-	332,0	451,5
Emissioni di CO ₂	kg/s	144,40	43,32	14,44
Emissioni specifiche di CO ₂	g/kWh	790,0	288,9	103,5

3 La tecnologia del solare a concentrazione

La tecnologia del solare a concentrazione (Concentrating Solar Power, CSP) viene utilizzata per convertire l'energia solare in energia termica ad alta temperatura. Affinché l'energia termica sia resa disponibile ad alta temperatura è necessario utilizzare sistemi di concentrazione dell'energia solare, quali lenti, specchi e parabole, dal momento che i collettori solari piani non consentono di produrre energia termica a temperature superiori a circa 100°C. In relazione alla peculiarità di riflettere e concentrare la radiazione solare su di un ricevitore caratterizzato da una superficie di minore estensione rispetto a quella di captazione, i collettori solari a concentrazione sono in grado di utilizzare solo la radiazione solare diretta (Direct Normal Irradiation, DNI). La frazione di radiazione solare diretta captata dal ricevitore viene quindi utilizzata per riscaldare il fluido termovettore, il quale può così raggiungere temperature molto elevate (anche superiori a 1000-1200 °C).

Una delle peculiarità di questa tecnologia nelle sue applicazioni alla generazione elettrica è costituita dalla possibilità di integrare un sistema per l'accumulo dell'energia termica prodotta dal campo solare nei momenti di elevata disponibilità di radiazione solare e di utilizzarla successivamente quando richiesto dall'utenza [26-27].

In generale, la configurazione impiantistica degli impianti solari a concentrazione differisce a seconda della tipologia di collettore solare, del fluido termovettore e, nel caso degli impianti di generazione elettrica, anche del ciclo termodinamico utilizzato. Ovviamente, limitatamente all'integrazione del solare a concentrazione con gli impianti a vapore con rimozione della CO₂, il problema della scelta tecnologica risulta limitato alla tipologia di collettore e di fluido operativo [28-29].

In relazione allo stato dell'arte nel settore dei collettori solari a concentrazione, le tecnologie attualmente disponibili sono sostanzialmente rappresentati da:

1. Collettori a concentrazione lineare con specchi parabolici;
2. Collettori a concentrazione lineare con specchi Fresnel;
3. Sistemi a torre centrale;
4. Collettori a concentrazione puntiforme.

La Figura 3.1 illustra schematicamente il principio di funzionamento delle quattro tecnologie sopra citate.

I collettori parabolici lineari (Parabolic Trough Collectors, PTC) e i collettori lineari con specchi Fresnel (Linear Fresnel Collectors, LFC), di specifico interesse per questa ricerca, appartengono entrambi alla categoria dei cosiddetti collettori lineari in quanto concentrano la radiazione solare lungo un tubo ricevitore all'interno del quale scorre il fluido termovettore. I collettori lineari sono generalmente disposti con l'asse principale orientato lungo la direzione Nord-Sud e operano l'inseguimento della traiettoria solare attraverso un solo asse di rotazione lungo la direzione Est-Ovest. L'utilizzo di sistemi di inseguimento della traiettoria solare ad un solo asse di rotazione conferisce una maggiore semplicità costruttiva, ma determina

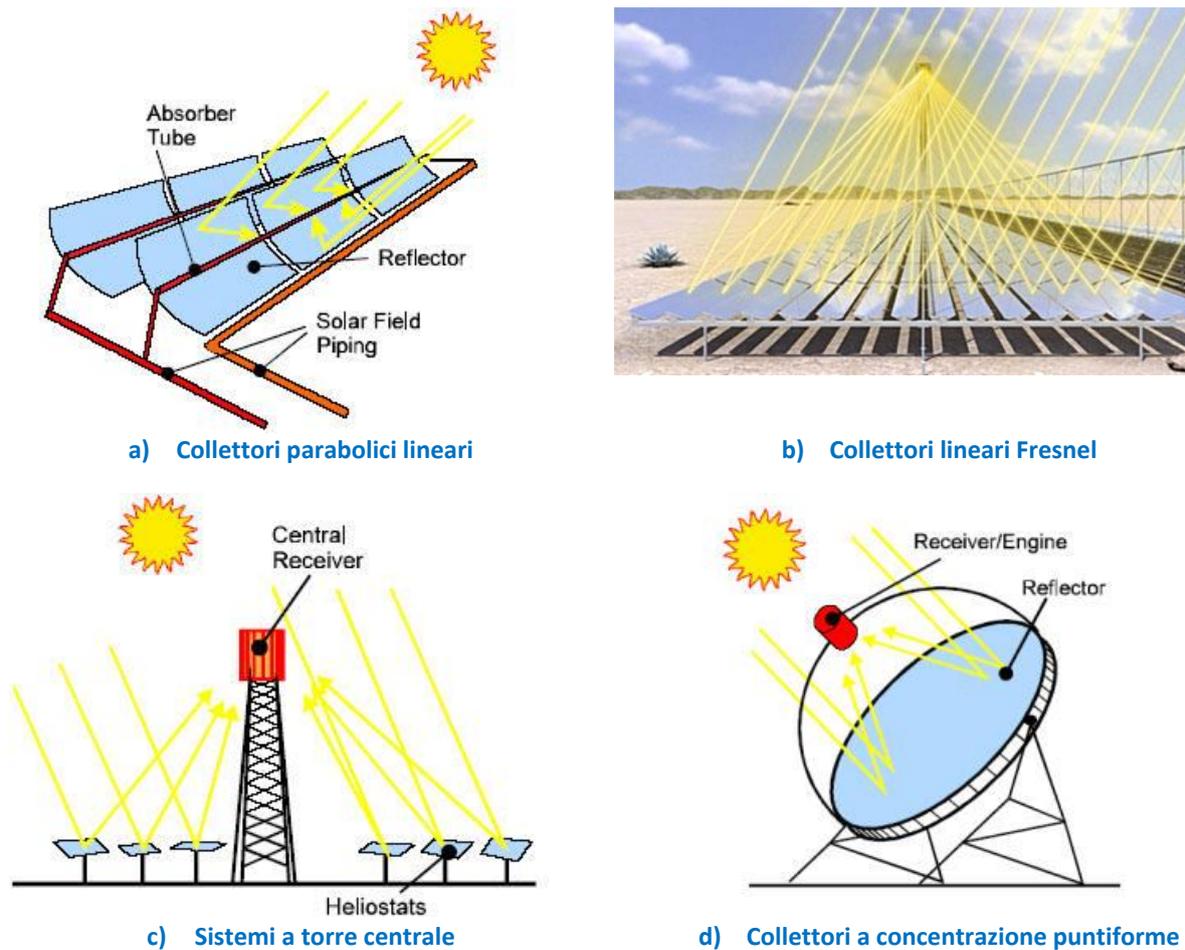


Figura 3.1 Rappresentazione schematica del principio di funzionamento dei collettori a concentrazione.

anche una minore efficienza di captazione della radiazione solare rispetto ai sistemi a due assi di rotazione. Tra i due, i collettori parabolici lineari rappresentano la tecnologia attualmente più matura [30], adatta alla produzione di fluidi termovettori con temperature anche superiori a 500 °C ed alla integrazione con sistemi di generazione elettrica aventi potenze a partire da poche centinaia di kWe fino a diverse decine di MWe. Tali collettori (Figura 3.2) utilizzano una superficie riflettente a sezione cilindrico-parabolica che indirizza i raggi solari sulla linea focale dove è posizionato il tubo ricevitore all'interno del quale scorre il fluido termovettore.

La superficie degli specchi viene opportunamente trattata al fine di massimizzare il coefficiente di riflessione della radiazione solare. La superficie esterna del tubo ricevitore viene a sua volta trattata con specifici rivestimenti selettivi al fine di massimizzare la capacità di assorbimento della radiazione solare incidente e, contemporaneamente, di minimizzare l'emissione di energia radiante verso l'esterno. Al fine di ridurre le perdite termiche per convezione, il tubo ricevitore è ospitato all'interno di un tubo in vetro di maggiore diametro nella cui intercapedine vengono mantenute condizioni di vuoto spinto.

Il collettore parabolico viene realizzato attraverso l'impiego di una struttura metallica nella quale la superficie riflettente è solidale con il tubo ricevitore e che risulta incernierata su di una struttura di sostegno che ne consente la rotazione lungo il solo asse longitudinale. I collettori parabolici hanno aperture tipiche di circa 5-6 m, con altezze massime di circa 7-8 m e sono assemblati in file lunghe circa 100-150 m.



Figura 3.2 Rappresentazione di un tipico collettore parabolico lineare.

La maggior parte degli impianti solari termodinamici di grande potenza realizzati finora (aventi potenze tipiche pari a circa 50 MWe) impiega questa tipologia di collettore, abbinata all'utilizzo di cicli a vapore convenzionali [31-32].

Diversamente dai collettori a sezione parabolica, i collettori lineari Fresnel realizzano la riflessione della radiazione solare diretta utilizzando diverse file di specchi piani posizionati a livello del suolo e orientati in maniera tale da indirizzare la radiazione solare sul tubo ricevitore disposto in posizione sopraelevata. In questo caso, ciascuna fila di specchi piani viene fatta ruotare dal sistema di controllo intorno al proprio asse longitudinale al fine di indirizzare costantemente la radiazione solare verso il tubo ricevitore, il quale è invece montato su di una struttura di sostegno fissa. Anche in questo caso gli specchi e il tubo ricevitore vengono opportunamente trattati al fine di massimizzarne le prestazioni ottiche [33].

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 piano degli specchi è solitamente posizionato a circa 0,50-1,0 m da terra mentre il tubo ricevitore è installato ad una altezza di circa 4-8 m rispetto al piano degli specchi. 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. In relazione alla pratica assenza di ombreggiamento reciproco, le distanze richieste fra le diverse file di collettori sono legate alle sole esigenze manutentive e sono generalmente dell'ordine di 4-5 metri. La Figura 3.4 illustra lo schema tipico di un collettore lineare Fresnel.

I fluidi operativi utilizzabili negli impianti solari a concentrazione sono essenzialmente l'olio diatermico, l'acqua, i sali fusi e alcuni gas inerti (azoto o anidride carbonica). Gli oli diatermici costituiscono un fluido termovettore di largo impiego (sono molto utilizzati negli impianti di riscaldamento, per esempio), in quanto consentono di operare con temperature relativamente elevate pur operando a bassa pressione. Peraltro, negli impianti solari a concentrazione dotati di un sistema di accumulo termico, l'impiego dell'olio diatermico consente di impiegare lo stesso fluido sia come fluido termovettore nei collettori solari sia come mezzo di accumulo termico, evitando la presenza di scambiatori di calore e a tutto vantaggio dell'efficienza e del costo dell'impianto. La maggior parte degli impianti CSP realizzati finora (soprattutto in Spagna) utilizza come fluido termovettore proprio l'olio diatermico. Tuttavia, gli oli diatermici, sia a base minerale sia sintetica, si degradano rapidamente a temperature superiori a circa 400 °C, sono piuttosto costosi, infiammabili e comunque fonte di potenziale inquinamento ambientale. Per tale motivo sono sempre più numerose e attuali le attività di ricerca volte ad individuare fluidi termovettori meno costosi e in grado di operare a maggiori temperature [34].

Allo stato attuale, un fluido termovettore di particolare interesse è costituito dalle miscele di sali fusi (sodio, potassio, etc.), che a differenza dell'olio diatermico consentono di operare a temperature medie molto più elevate (i sali fusi più utilizzati negli impianti CSP possono operare stabilmente fino a circa 550 °C, ma risentono del problema legato alla loro relativamente elevata temperatura di solidificazione, dell'ordine di 270-290 °C). L'innalzamento della temperatura massima del fluido termovettore consente di migliorare notevolmente l'efficienza di conversione dell'energia termica realizzata dal ciclo termodinamico, sebbene l'elevata temperatura di solidificazione renda necessaria l'installazione di sistemi ausiliari di riscaldamento per evitare la solidificazione del fluido nei periodi notturni o di scarsa insolazione solare. Alla pari dell'olio



Figura 3.3 Rappresentazione schematica di un collettore lineare Fresnel.

diatermico, anche i sali fusi possono essere impiegati sia come fluido termovettore nei collettori solari sia come mezzo di accumulo termico.

In relazione alle sue caratteristiche termodinamiche e di elevata compatibilità ambientale, l'utilizzo dell'acqua (vapore) come fluido termovettore appare molto promettente. L'utilizzo del vapore, infatti, consente di raggiungere temperature più elevate agevolando anche l'accoppiamento diretto fra il campo solare e la sezione di potenza, che nella maggior parte dei casi è basata su impianti a vapore. L'impiego di un fluido in fase gassosa amplifica le problematiche legate all'efficacia del trasferimento di calore nei tubi ricevitori, alle dimensioni delle tubazioni di trasferimento fra il campo solare e l'utenza e, soprattutto, complica particolarmente la problematica dell'accumulo termico. Infatti, il problema dell'accumulo termico rappresenta attualmente il principale punto debole dei collettori solari con produzione diretta di vapore (Direct Steam Generation, DSG), dal momento che l'accumulo diretto del vapore appare scarsamente implementabile su ampia scala per ragioni di costo e di ingombro.

Negli impianti solari a concentrazione destinati alla produzione di energia elettrica, la conversione dell'energia termica in energia meccanica può essere realizzata mediante diversi cicli termodinamici. Gli impianti CSP di grande potenza (oltre 10-20 MW) sono di fatto tutti basati su cicli Rankine a vapore d'acqua, ovvero cicli del tutto simili a quelli utilizzati nei convenzionali impianti a vapore alimentati con combustibili fossili [31-32, 35-36]. In relazione alle minori potenze (solitamente dell'ordine di 50 MW) ed ai limiti imposti dalla temperatura massima del fluido operativo (circa 400 °C con olio diatermico), rispetto ai cicli utilizzati nelle centrali termoelettriche convenzionali, negli impianti CSP si adottano cicli a vapore con minori valori di pressione e temperatura (80-100 bar e 370-380 °C), un minore numero di spillamenti rigenerativi (5 o 6, contro anche 10-12) un solo risurriscaldamento e una turbina a vapore con due soli corpi.

Il vapore prodotto a partire dall'energia termica resa disponibile dal campo solare può anche essere utilizzato nella sezione a vapore di un impianto a ciclo combinato gas/vapore (Integrated Solar Combined Cycle Systems, ISCCS). In tal senso, notevole interesse rivestono gli impianti ISCCS nei quali il campo solare

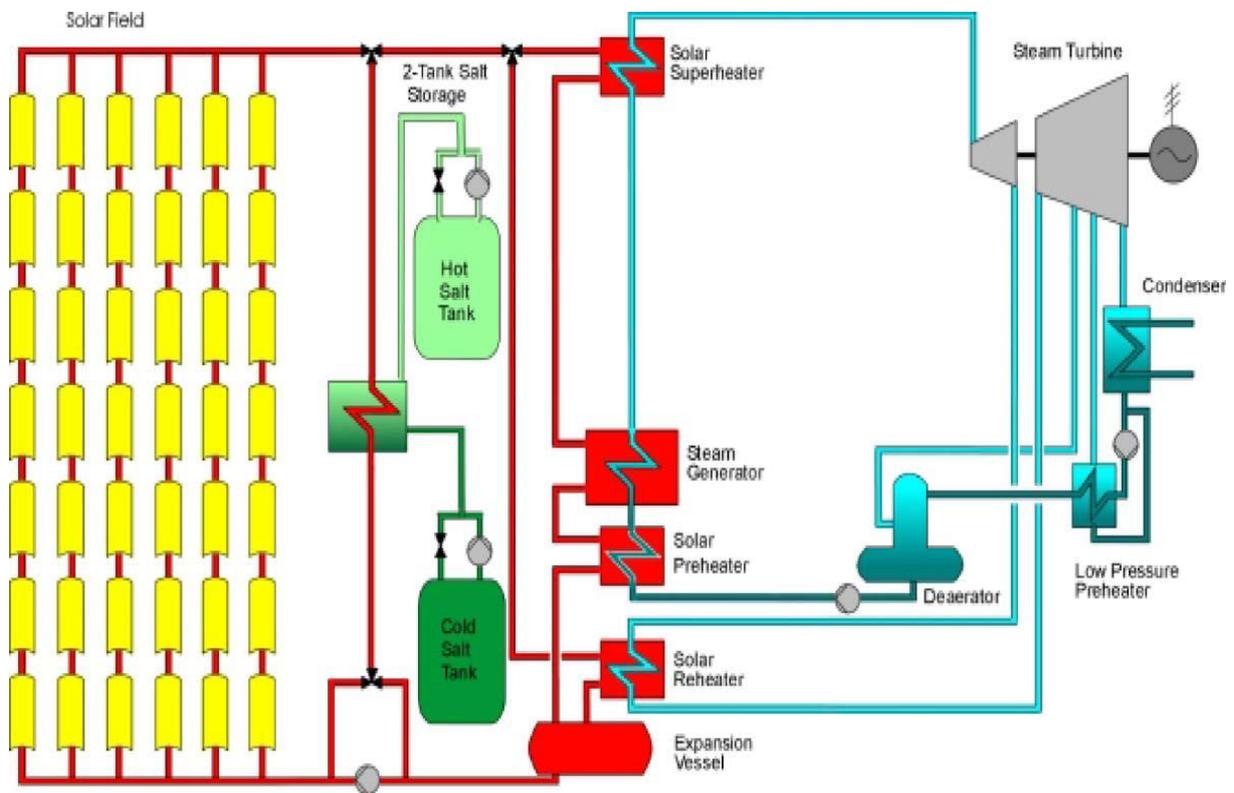


Figura 3.4 Schema impiantistico tipico di un impianto CSP di grande taglia.



Figura 3.5 Rappresentazione di un impianto CSP di grande taglia.

produce direttamente vapore senza la presenza di un fluido termovettore intermedio (sistemi DSG). Gli impianti ISCCS dovrebbero consentire di produrre energia elettrica a costi più competitivi rispetto ad impianti solari non integrati, in quanto l'impianto a vapore opera in condizioni di maggiore rendimento e per un numero molto elevato di ore.

3.1 Integrazione fra solare a concentrazione e impianti CCS

Esistono diverse possibili opzioni di integrazione del solare a concentrazione in impianti termoelettrici a vapore con separazione della CO₂ allo scarico [8-9, 37-42]. Una prima soluzione di integrazione, strettamente legata alla presenza dei processi di separazione della CO₂, consiste nell'utilizzare l'energia termica da solare per la fase di rigenerazione dei solventi chimici impiegati per la rimozione CO₂. La rigenerazione del solvente viene infatti effettuata attraverso l'impiego di notevoli quantitativi di vapore a bassa pressione. Il vapore per la rigenerazione del solvente viene generalmente spillato dalla turbina di bassa pressione a circa 4-5 bar, mentre la condensa viene reintrodotta nel circuito dell'acqua di alimento della caldaia. Nell'ipotesi di integrazione dell'impianto CCS con il solare a concentrazione, una porzione, più o meno grande, del vapore a bassa pressione richiesto può essere prodotto dal campo solare evitando così l'estrazione dalla turbina. Questa soluzione è stata analizzata nel dettaglio nel precedente progetto di ricerca di cui al report RSE1952013 e in questo studio viene messa a confronto con altre possibili soluzioni di integrazione. Esistono infatti diverse altre possibilità di integrazione, che sono valide indipendentemente dal fatto che l'impianto a vapore sia dotato o meno di una sezione di separazione e compressione della CO₂ allo scarico. In particolare l'energia termica prodotta dal campo solare può essere utilizzata per preriscaldare l'acqua di alimento in sostituzione degli spillamenti di media e bassa pressione dalla turbina. Tuttavia con questa integrazione sono richiesti valori di pressione e di temperatura relativamente contenuti (10-30 bar e 200-250 °C) e pertanto il rendimento di conversione dell'energia termica prodotta dal campo solare è abbastanza basso. Infine un'ulteriore efficace soluzione è quella che prevede l'utilizzo della energia termica prodotta dal campo solare per integrare la produzione di vapore del generatore di vapore. Tuttavia nel caso dei moderni impianti a vapore USC, come quelli analizzati nel presente studio, le temperature e le pressioni del vapore sono molto elevate (pressioni anche superiori a 300 bar e temperature di oltre 600 °C) e pertanto sarebbero necessari collettori solari con elevati rapporti di concentrazione. In ragione di ciò una possibile soluzione è data dalla produzione di vapore a media pressione (circa 80 bar) destinato ad essere introdotto nel circuito a vapore a valle della turbina di alta pressione e prima dell'ingresso al surriscaldatore dell'impianto USC.

Nella prima fase di questo studio, il rendimento delle centrali USC-PCC integrate con collettori solari è stato valutato considerando quindi tre diverse opzioni:

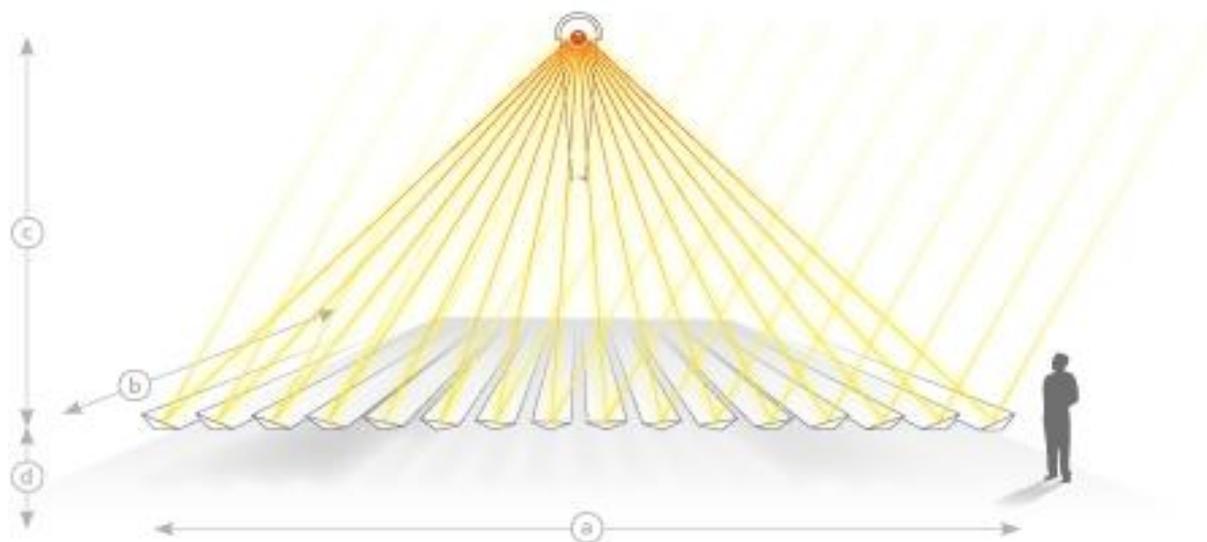
1. campo solare concepito per produrre vapore saturo in bassa pressione (5,4 bar e 154 °C) per la rigenerazione del solvente nella sezione CCS (configurazione LP-SAT). Nell'impianto privo di integrazione la rigenerazione del solvente è completamente a carico dell'estrazione di vapore dalla turbina di bassa pressione (effettuato ad una pressione di 3,3 bar, corrispondente ad una temperatura di saturazione leggermente superiore a 135 °C).
2. campo solare concepito per produrre vapore saturo in media pressione (80 bar e 295 °C) da miscelare con il vapore all'uscita della turbina a vapore di alta pressione (IP-SAT);
3. campo solare concepito per produrre vapore surriscaldato in media pressione (80 bar e 500 °C) da miscelare con il vapore all'uscita della turbina a vapore di alta pressione (IP-SH).

Il campo solare è composto da diverse linee di specchi connesse in parallelo per ottenere la portata massica del vapore necessaria e quindi la potenza termica richiesta. Per tutte le opzioni il campo solare è concepito per lo stesso numero di linee (e quindi la stessa area di raccolta), anche se la potenza termica mostra una lieve variazione dovuta alle diverse perdite termiche del collettore in funzione della temperatura del vapore prodotto. Il campo solare non è stato accoppiato con un sistema di accumulo termico (Thermal Energy Storage, TES) soprattutto perché con la generazione diretta di vapore lo stoccaggio di energia termica è molto complicato e il campo solare produce vapore solamente per l'uso della centrale elettrica a carbone.

3.2 Prestazioni del campo solare

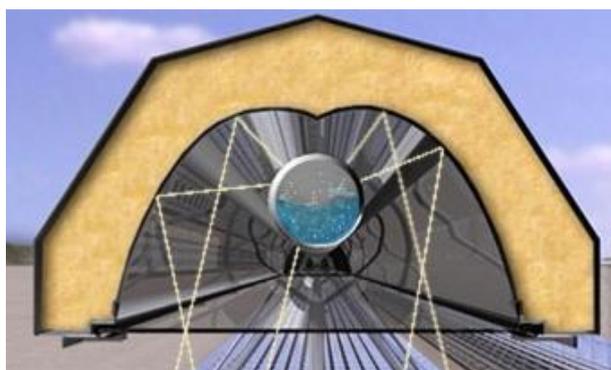
Per le tre le opzioni di integrazione considerate nel presente studio il campo solare utilizzato per la valutazione delle prestazioni degli impianti USC-CCS integrati con il solare a concentrazione è basato su collettori lineari con specchi Fresnel (LFC) con produzione diretta di vapore. Nella fattispecie, la valutazione delle prestazioni del campo solare è stata effettuata con riferimento alla tecnologia Novatec Solar (tecnologia disponibile a livello commerciale). Il campo solare è realizzato attraverso il collegamento in serie di singoli moduli Fresnel al fine di costituire una linea di prefissata lunghezza. Ciascun modulo include 16 file di specchi primari aventi lunghezza complessiva di 44,8 metri e larghezza di circa 72 cm per una superficie riflettente complessiva di circa 513,6 m². Una linea viene realizzata attraverso il collegamento in serie di diversi moduli (da un minimo di 5 fino a un massimo di 22, per una corrispondente lunghezza totale da 224 a 986 m), mentre più linee di collettori vengono collegate fra loro in parallelo al fine di ottenere il prefissato valore di potenza termica prodotta. La Figura 3.6 illustra lo schema e le principali caratteristiche dimensionali del modulo base considerato in questo studio.

Gli specchi primari (che hanno superficie piana o con solo una leggera curvatura) vengono movimentati attraverso una rotazione lungo l'asse longitudinale per seguire la traiettoria solare e indirizzare i raggi solari lungo la linea focale dove è posizionato il ricevitore. Quest'ultimo è sostenuto da una intelaiatura metallica ad una distanza dal piano degli specchi pari a 7,4 metri. Al fine di massimizzare l'assorbimento della radiazione solare ivi concentrata il ricevitore è dotato di una seconda superficie riflettente che indirizza verso il tubo assorbitore i raggi solari non direttamente intercettati da quest'ultimo. Il tubo assorbitore ha diametro interno di 70 mm ed è contenuto all'interno di un tubo in vetro di maggiore diametro (125 mm) nella cui intercapedine è fatto il vuoto (tubi assorbitori sotto vuoto). La Figura 3.7 illustra lo schema del ricevitore secondario e del tubo assorbitore sottovuoto. Nel caso in esame è stato considerato un campo solare basato su linee complessivamente lunghe 716,8 metri (16 moduli base per linea). Nel caso della configurazione IP-SH, ciascuna linea è costituita da 12 moduli evaporativi e da 4 moduli surriscaldatori (come meglio specificato nel seguito, tali moduli sono caratterizzati da differenti valori di rendimento ottico e di potenza dissipata nel tubo ricevitore). Per una prefissata potenza termica prodotta, il numero complessivo di linee costituenti il campo solare dipende dalla potenza solare disponibile e dal rendimento del campo solare.



Larghezza (a)	16,56 m	Lunghezza (b)	44,8 m
Altezza ricevitore (c)	7,4 m	Altezza specchi primari (d)	0,75-1,00 m
Superficie primaria	513,6 m ²	Distanza fra le linee	4,5 m

Figura 3.6 Caratteristiche dimensionali del modulo base.



Ricevitore secondario



Tubo assorbitore sotto-vuoto

Figura 3.7 Ricevitore secondario e tubo assorbitore sottovuoto.

Per quanto concerne la radiazione solare disponibile, lo studio è stato condotto con riferimento a condizioni meteorologiche tipiche dell'Italia meridionale. In particolare, la valutazione dell'energia solare disponibile è stata effettuata con riferimento al sito di Cagliari nel sud della Sardegna (coordinate geografiche: 39°13'25"N e 9°07'20"E) attraverso il software Meteonorm® [43], di largo impiego nel settore della progettazione degli impianti solari. Tale software valuta i principali parametri meteorologici di interesse per il dimensionamento degli impianti solari sulla base dei dati forniti dalle più vicine stazioni di misura, di dati satellitari e di specifiche correlazioni di letteratura. Il software è in grado di fornire una rappresentazione dell'andamento della radiazione solare in un anno tipo sia su base oraria, considerata sufficiente per gli scopi del presente studio, sia anche con una risoluzione maggiore (minuti o secondi). In particolare, il set di dati meteorologici utilizzati include la radiazione normale diretta (DNI, Direct Normal Irradiation), l'azimut e l'elevazione solare, la temperatura dell'ambiente, l'umidità relativa dell'aria e la velocità del vento. La successiva Tabella 3.1 riassume i principali dati meteorologici del sito di Cagliari (con riferimento ad un anno meteorologico tipo) e le condizioni di progetto assunte nel presente studio per il campo solare. In particolare, la tabella riporta i valori medi mensili della velocità del vento e della temperatura, mentre i dati relativi alla disponibilità di energia solare riportano i valori di energia media mensile associata alla radiazione solare globale su una superficie orizzontale $G_{G,H}$ e alla radiazione diretta su una superficie normale ai raggi solari $G_{D,N}$ (DNI).

Tabella 3.1 Sintesi dei dati meteorologici relativi al sito di Cagliari.

Mese	Vento (m/s)	Temperatura (°C)	$G_{G,H}$ (kWh/m ²)	$G_{D,N}$ (kWh/m ²)
Gennaio	3,4	9,8	66,22	98,21
Febbraio	3,9	9,9	81,31	98,78
Marzo	4,0	12,2	134,66	142,85
Aprile	4,4	14,4	156,96	150,48
Maggio	4,3	18,9	197,16	171,12
Giugno	4,4	23,3	218,88	195,84
Luglio	4,9	25,5	223,2	210,55
Agosto	4,2	26,2	194,93	191,95
Settembre	3,8	22,4	151,92	162,00
Ottobre	3,5	19,2	110,11	116,81
Novembre	3,3	14,2	69,84	92,16
Dicembre	3,4	10,9	58,77	87,79
Anno	4,0	17,3	1663,97	1718,54

Legenda: $G_{G,H}$ Radiazione globale su superficie orizzontale; $G_{D,N}$ Radiazione diretta su superficie ai raggi solari (DNI)

Ai fini della progettazione e della valutazione delle prestazioni degli impianti solari a concentrazione, l'informazione di maggiore interesse è quella relativa alla radiazione diretta su una superficie normale ai raggi solari. Nel complesso, la DNI nel sito in esame, come evidenziato dalla Tabella 3.1, risulta pari a circa 1718 kWh/m²-anno, rispetto ad una radiazione globale al suolo di circa 1664 kWh/m²-anno.

La Figura 3.8 riporta l'andamento orario della radiazione normale diretta previsto per il sito di Cagliari in un anno tipo. I valori massimi della DNI sono dell'ordine di 900-1000 W/m² (in particolare la massima DNI è pari a circa 990 W/m²) anche se tali valori vengono raggiunti solo per un limitato numero ore all'anno (valori di DNI superiori a 800 W/m² sono riscontrati per un totale di circa 410 ore, 4,7% del totale ore annue). La Figura 3.9 riporta l'andamento delle temperature medie orarie del sito, dalla quale si evincono valori massimi dell'ordine di 35-37 °C e valori minimi di poco superiori a 0 °C.

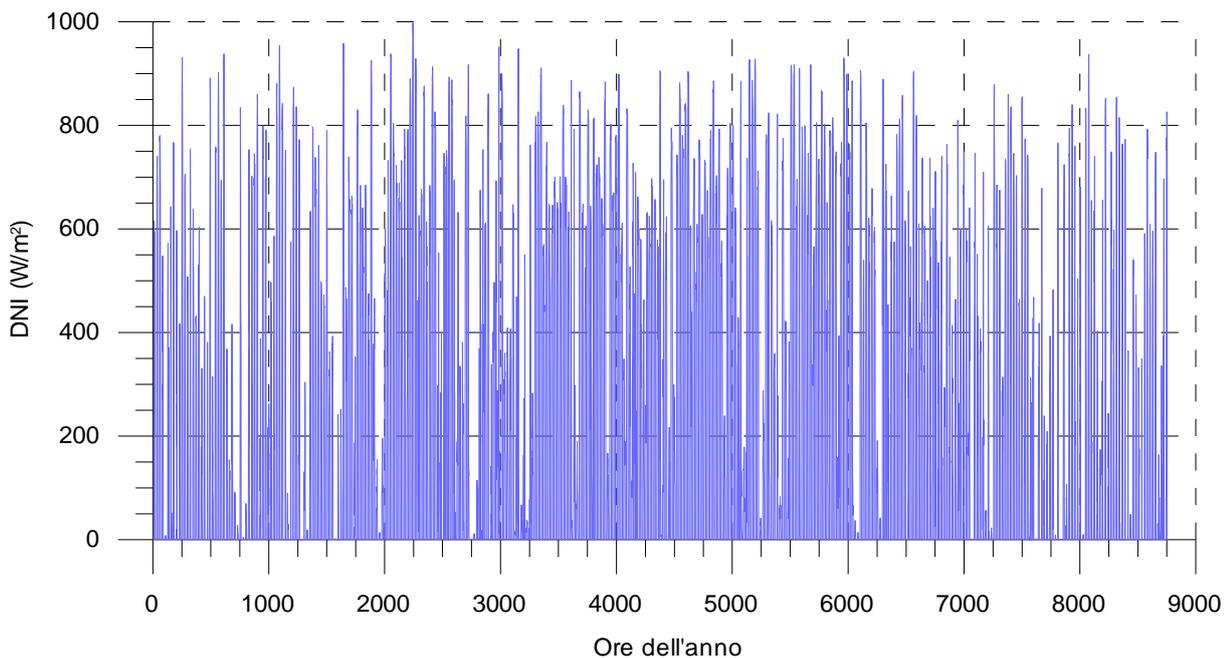


Figura 3.8 Valori medi orari della radiazione diretta normale (DNI) nel sito di Cagliari.

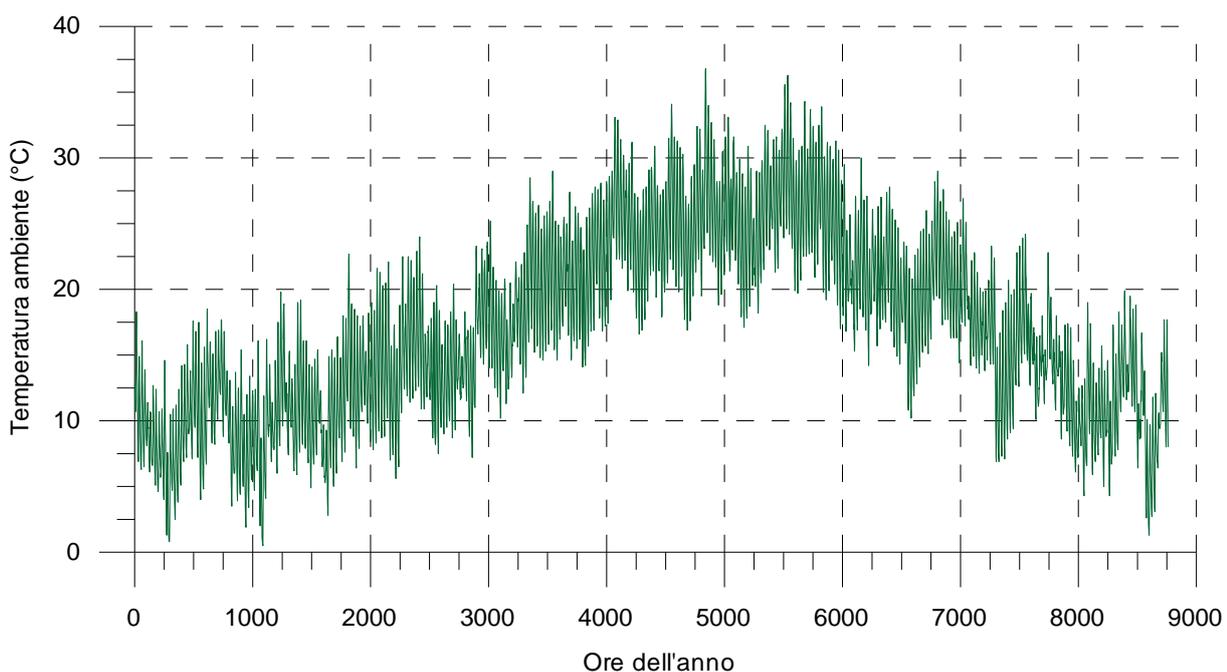


Figura 3.9 Valori medi orari della temperatura dell'aria nel sito di Cagliari.

Le Figure 3.10 e 3.11 riportano gli andamenti orari nell'arco dell'anno dell'altezza solare (angolo formato dai raggi solari rispetto al piano orizzontale) e dell'azimuth (angolo formato dalla proiezione al suolo dei raggi solari rispetto al Sud). Ovviamente, i valori massimi dell'altezza solare (circa 74,2°) e della escursione dell'angolo di azimuth (circa 234°, cui corrisponde una durata di insolazione di circa 15,6 ore) si riscontrano in corrispondenza del solstizio d'estate (21 giugno), mentre i valori minimi (durata di insolazione giornaliera di circa 7,5 ore) si hanno in corrispondenza del solstizio d'inverno (21 dicembre).

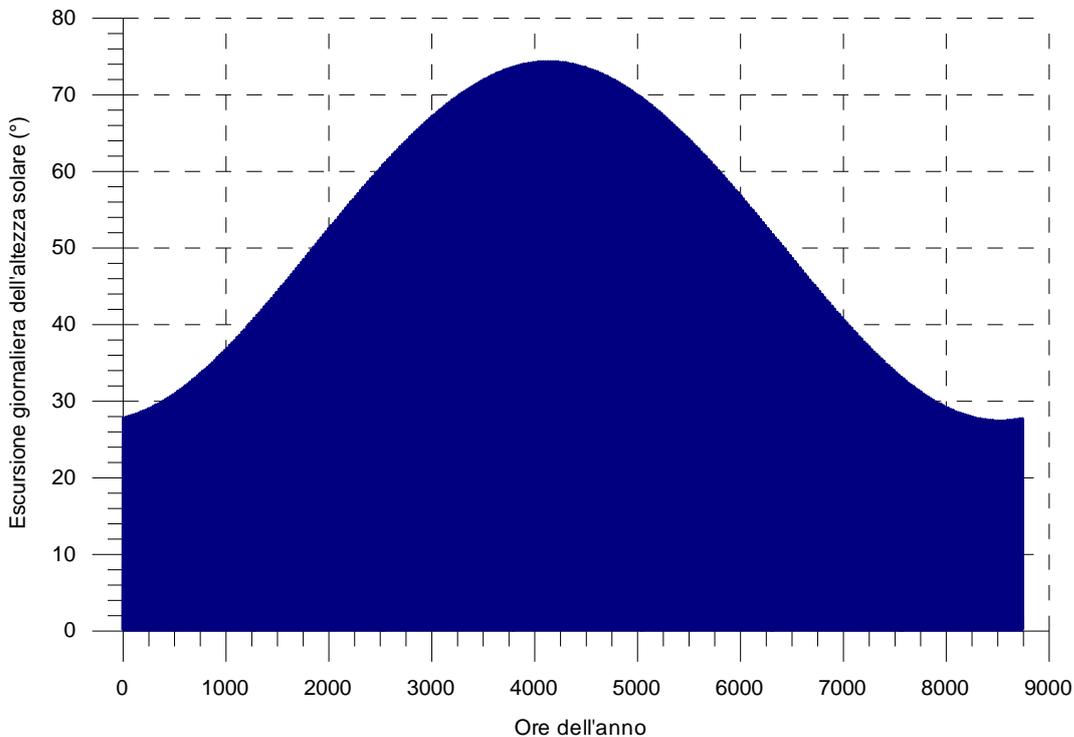


Figura 3.10 Escursione dell'altezza solare nel sito di Cagliari.

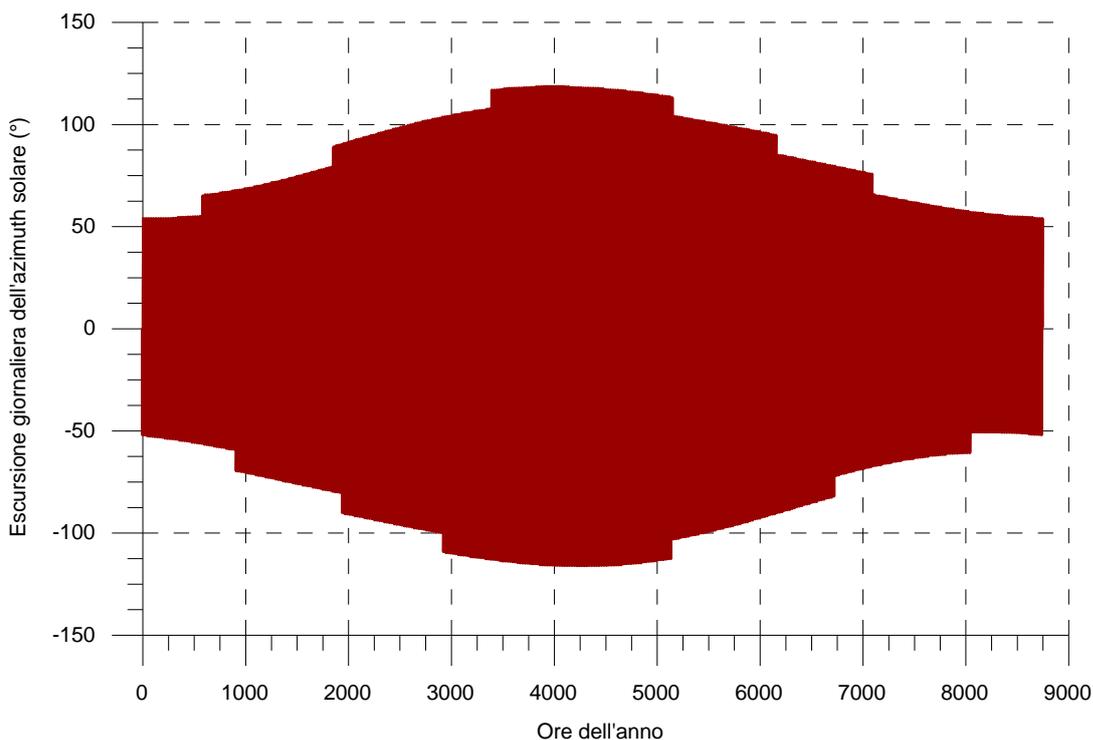


Figura 3.11 Escursione dell'angolo di azimuth solare nel sito di Cagliari.

Il dimensionamento degli impianti solari termodinamici viene solitamente effettuato con riferimento ai valori più elevati della DNI (convenzionalmente si fa spesso riferimento alla DNI rilevata il 21 giugno alle 12.00, ovvero in corrispondenza del solstizio d'estate). Sulla base di queste considerazioni, in questo studio, per le condizioni di progetto del campo solare è stata assunta una DNI pari a 800 W/m^2 (rappresentativa dei più elevati valori di DNI), una altezza solare pari a $74,2^\circ$ (massima altezza solare del 21 giugno), un angolo di azimuth pari a zero (mezzogiorno "solare") e una temperatura dell'aria ambiente di $32 \text{ }^\circ\text{C}$ (rappresentativa dei valori massimi del mese di giugno).

Come detto, nel caso dei collettori a concentrazione lineare, l'adozione di un sistema di inseguimento della traiettoria solare ad un solo asse riduce la DNI effettivamente utilizzabile perché la superficie del collettore non può essere mantenuta normale ai raggi del sole. Per collettori lineari, si definisce pertanto l'angolo di incidenza θ tra la direzione dei raggi solari e la direzione normale alla superficie di collettore. Per una prefissata geometria del collettore solare, l'angolo di incidenza dipende quindi dalla posizione del sole, che è completamente definita attraverso l'angolo di azimuth γ (ovvero l'angolo tra la proiezione dei raggi solari sul piano orizzontale e la direzione sud) e l'angolo di elevazione o altezza solare α (cioè, l'angolo tra i raggi solari e la loro proiezione sul piano orizzontale). In relazione allo sviluppo lineare dei collettori Fresnel, per l'angolo di incidenza θ vengono anche valutate le sue due componenti principali, ovvero la componente longitudinale θ_L (l'angolo tra la direzione normale alla superficie orizzontale e la proiezione dei raggi solari sul piano longitudinale del collettore) e la componente trasversale θ_T (l'angolo tra i raggi solari e la loro proiezione sul piano trasversale del collettore). Queste due componenti possono essere espresse in funzione dell'altezza solare e dell'angolo di azimuth attraverso le seguenti equazioni:

$$\tan(\theta_T) = \frac{\sin(\gamma)}{\tan(\alpha)} \quad 1)$$

$$\sin(\theta_L) = \cos(\gamma) \cdot \cos(\alpha) \quad 2)$$

La potenza termica prodotta da un collettore solare a concentrazione dipende essenzialmente dalla radiazione solare diretta (DNI), dalla superficie primaria di captazione (A_C) e dalle perdite del collettore, costituite fondamentalmente da perdite ottiche e da perdite termiche. Il bilancio energetico del collettore solare può essere espresso attraverso la seguente equazione:

$$Q_{SOL} = A_C \cdot DNI = Q_{RCV} + Q_{OPT} \quad 3)$$

Nella precedente equazione Q_{SOL} rappresenta la potenza solare disponibile, Q_{RCV} è la potenza termica concentrata sul tubo ricevitore e Q_{OPT} sono le perdite ottiche del concentratore solare. In particolare, la potenza termica Q_{RCV} è stata valutata attraverso la seguente equazione:

$$Q_{RCV} = A_C \cdot DNI \cdot \eta_{OPT,R} \cdot IAM(\theta) \cdot \eta_{END} \cdot \eta_{SHD} \cdot \eta_{CLN} \quad 4)$$

Dalla eq. 4 si evince come la potenza termica resa disponibile al tubo ricevitore sia inferiore alla potenza solare per la presenza di diversi tipi di perdite ottiche. In particolare, il rendimento ottico di riferimento $\eta_{OPT,R}$ dipende dalle caratteristiche chimico-fisiche degli specchi (riflettanza), del vetro (trasmissione), del tubo ricevitore (assorbimento ed emittanza), dalle imperfezioni degli specchi, errori di tracking, dall'ombreggiatura delle strutture di supporto del ricevitore secondario, etc. L'efficienza ottica di

riferimento viene comunemente valutata in corrispondenza di un prefissato valore dell'angolo di incidenza della radiazione solare (di solito pari a zero) perché le proprietà ottiche dei diversi materiali (specchi, tubo di vetro, vernice selettiva) dipendono dall'angolo di incidenza dei raggi solari. Per questo motivo, il rendimento ottico di riferimento viene moltiplicato per un fattore correttivo, il cosiddetto "Incidence Angle Modifier" (IAM), per ottenere l'efficienza ottica effettiva. Il coefficiente IAM dipende dall'angolo di incidenza θ ed è spesso scomposto nelle due componenti IAM longitudinali e trasversali, che dipendono dalle rispettive componenti dell'angolo di incidenza:

$$IAM(\theta) = IAM(\theta_L) \cdot IAM(\theta_T) \quad 5)$$

La Figura 3.12 fornisce una rappresentazione delle due componenti dell'angolo di incidenza valide per i collettori lineari Fresnel nonché l'andamento dei due fattori correttivi IAM in funzione delle due componenti dell'angolo di incidenza.

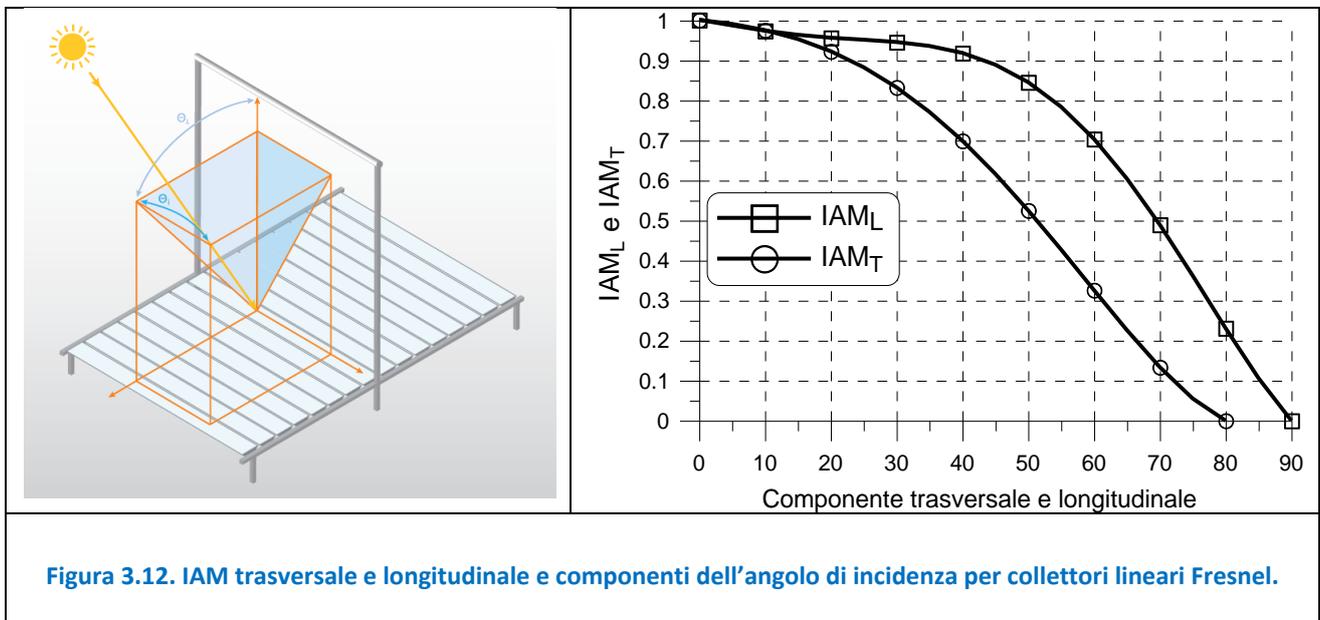


Figura 3.12. IAM trasversale e longitudinale e componenti dell'angolo di incidenza per collettori lineari Fresnel.

Oltre alla variazione delle caratteristiche ottiche del collettore, una componente longitudinale dell'angolo di incidenza diversa da zero determina anche la presenza delle cosiddette perdite di estremità (legate al fatto che la parte più estrema degli specchi riflette la radiazione solare esternamente al ricevitore secondario). Tali perdite dipendono dalla lunghezza del collettore L , dalla distanza focale F e dalla componente longitudinale dell'angolo di incidenza θ_L , e vengono valutate attraverso il seguente fattore di perdita:

$$\eta_{END} = 1 - \frac{F}{L} \cdot \tan \theta_L \quad 6)$$

Nell'eq. 4, compaiono inoltre i termini η_{CLN} , che rappresenta il fattore di perdita legato all'indice di pulizia della superficie riflettente, e η_{SHD} , che rappresenta invece il fattore di perdita legato all'ombreggiamento reciproco fra le diverse file di collettori. Quest'ultimo termine dipende dalla distanza fra le file e dalla

componente trasversale dell'angolo di incidenza ma, nella pratica, può essere assunto pari a 1 nel caso di collettori lineari Fresnel.

La potenza termica trasferita al fluido termovettore Q_{FLD} , che rappresenta anche la potenza termica utile prodotta dal campo solare, può essere calcolata come differenza fra la potenza inviata al ricevitore Q_{RCV} e le perdite termiche del ricevitore e delle tubazioni di trasporto Q_{THR} :

$$Q_{FLD} = m_{FLD} \cdot (h_{out} - h_{in}) = Q_{RCV} - Q_{THR} \quad 7)$$

Le perdite termiche sono solitamente espresse attraverso correlazioni fornite dai fornitori dei tubi assorbitori in funzione della differenza di temperatura fra fluido termovettore e ambiente circostante:

$$Q_{THR} = q_{tube} \cdot A_C + Q_{pipe} = (a_1 \cdot \Delta T + a_2 \cdot \Delta T^2) \cdot A_C + a_3 \cdot \Delta T \cdot A_C \quad 8)$$

Analogamente, le perdite termiche nelle tubazioni Q_{pipe} sono state valutate in funzione della differenza tra la temperatura del fluido e la temperatura ambiente.

La Tabella 3.2 sintetizza le principali caratteristiche geometriche e prestazionali dei collettori lineari utilizzati per la valutazione delle prestazioni del campo solare nella presente analisi. Per tutte e tre le opzioni, ciascuna linea LFC è composto da 16 moduli di base della lunghezza di 44,8 metri e la lunghezza totale corrispondente della linea è 716,8 metri. La larghezza del modulo è pari a 16,56 metri e l'area di captazione del modulo è pari a 513,6 m². Tuttavia, per il campo solare progettato per produrre vapore surriscaldato (configurazione LP-SH) ogni linea LFC è composta da 12 moduli di evaporazione e 4 moduli di surriscaldamento. Come risulta dalla Tabella 3.2, i moduli preposti alla evaporazione e al surriscaldamento sono caratterizzati da differenti efficienze ottiche e da diverse perdite termiche nel ricevitore.

Tabella 3.2 Principali caratteristiche dei collettori lineari Fresnel utilizzati per lo studio.

Lunghezza del modulo, L	44,8 m
Larghezza del modulo, W	16,56 m
Area di captazione del modulo, A _C	513,6 m ²
Distanza focale, F	7,4 m
Distanza fra le linee, R	4,5 m
Moduli per linea	16
Rendimento ottico di riferimento, $\eta_{OPT,R}$ sezione di vaporizzazione	0,67
Rendimento ottico di riferimento, $\eta_{OPT,R}$ sezione surriscaldamento	0,65
Fattore di perdita per pulizia degli specchi, η_{CLN}	0,98
Fluido operativo	Acqua/vapore
Temperatura ingresso/uscita, T _{IN} /T _{OUT} , configurazione LP-SAT	154/154 °C
Temperatura ingresso/uscita, T _{IN} /T _{OUT} , configurazione IP-SAT	165/295 °C
Temperatura ingresso/uscita, T _{IN} /T _{OUT} , configurazione IP-SH	165/500 °C
Coefficiente a ₁ , sezione di vaporizzazione	0,056 W/m ² K
Coefficiente a ₂ , sezione di vaporizzazione	0,000213 Wm ² K ²
Coefficiente a ₁ , sezione di surriscaldamento	0,013 W/m ² K
Coefficiente a ₂ , sezione di surriscaldamento	6,2510*10 ⁻¹⁰ Wm ² K ²
Coefficiente a ₃ , perdite termiche	0,00806 Wm ² K

Con riferimento alle condizioni di progetto (DNI pari a 800 W/m^2 , altezza solare pari a $74,2^\circ$, angolo di azimuth pari a zero e temperatura dell'aria ambiente di $30 \text{ }^\circ\text{C}$, superfici riflettenti perfettamente pulite), ciascuna linea di collettori nella configurazione LP-SAT produce una potenza termica pari a circa 4090 kW (escluse le perdite termiche delle tubazioni di collegamento) con un rendimento del $62,2\%$. Nel caso delle configurazioni IP-SAT e IP-SH, a causa delle maggiori perdite, la potenza termica prodotta da ciascuna linea risulta pari a circa 3955 kW e 3945 kW , rispettivamente, con un corrispondente rendimento del $60,2\%$ e del $60,0\%$, rispettivamente. La potenza complessivamente prodotta dal campo solare aumenta quindi in funzione del numero di linee installate.

La Tabella 3.3 riporta le principali prestazioni in condizioni di progetto di un campo solare costituito da 20 linee di collettori solari operanti in parallelo. La superficie lorda occupata dal campo solare è stata valutata considerando una fascia di rispetto di 10 metri intorno al campo. Le perdite di carico nelle tubazioni dell'acqua e del vapore sono state calcolate con riferimento ad un dimensionamento delle rispettive tubazioni effettuato assumendo una velocità dell'acqua dell'ordine di $1,5 \text{ m/s}$ e una velocità del vapore dell'ordine di 30 m/s .

Tabella 3.3 Principali prestazioni di un campo solare composto da 20 linee di collettori Fresnel.

	LP-SAT	IP-SAT	IP-SH
Lunghezza della linea, L	716,8 m	716,8 m	716,8 m
Larghezza della linea, W	16,56 m	16,56 m	16,56 m
Area di captazione della linea, A_c	$8217,6 \text{ m}^2$	$8217,6 \text{ m}^2$	$8217,6 \text{ m}^2$
Numero di linee, N	20	20	20
Distanza fra le linee, R	4,5 m	4,5 m	4,5 m
Area di captazione del campo	164352 m^2	164352 m^2	164352 m^2
Area lorda occupata dal campo	321760 m^2	321760 m^2	321760 m^2
Potenza solare disponibile ($\text{DNI}=800 \text{ W/m}^2$)	131,48 MW	131,48 MW	131,48 MW
Potenza inviata al ricevitore	83,49 MW	83,49 MW	82,87 MW
Rendimento ottico effettivo, η_{OPT}	63,50%	63,50%	63,03%
Potenza termica persa dal ricevitore	1,68 MW	4,40 MW	3,97 MW
Potenza termica prodotta dal campo solare	81,81 MW	79,09 MW	78,91 MW
Potenza termica persa nelle tubazioni	328,7 kW	530,2 kW	801,9 kW
Potenza termica netta disponibile	81,46 MW	78,56 MW	78,10 MW
Rendimento netto del campo solare	61,98%	59,75%	59,40%
Portata di vapore ($140 \text{ }^\circ\text{C}$, 3,61 bar)	38,80 kg/s	38,21 kg/s	28,90 kg/s
Perdite di carico tubo ricevitore	1,65 bar	1,63 bar	1,0 bar
Lunghezza tubazione arrivo acqua	1250 m	1250 m	1250 m
Diametro tubazione arrivo acqua	0,20 m	0,20 m	0,18 m
Lunghezza tubazione vapore	500 m	500 m	500 m
Diametro tubazione vapore	1,00 m	1,00 m	0,80 m
Perdite di carico tubazioni acqua/vapore	0,86 bar	0,81 bar	0,82 bar

Nel corso dell'anno, il campo solare opera con valori di radiazione solare, temperatura dell'aria e angoli di incidenza diversi da quelli di progetto e quindi varia conseguentemente sia la potenza prodotta che il rendimento del campo solare stesso. Differenze sostanziali si ottengono anche in funzione della diversa configurazione adottata per il campo solare (LP-SAT, IP-SAT o IP-SH). A tal proposito, la Figura 3.13 riporta il valore medio orario della potenza termica prodotta dal campo solare nel corso dell'anno, valutato con riferimento ai dati meteorologici di Cagliari per le tre configurazioni LP-SAT, IP-SAT e IP-SH. Le Figure 3.14 e 3.15 riportano invece, sempre con riferimento alle tre diverse configurazioni, il corrispondente valore della portata di vapore in uscita dal campo solare, che presenta un andamento del tutto simile a quello della potenza utile prodotta, e il rendimento medio orario del campo solare.

Come evidenziato dalla Figura 3.14, il campo solare opera con una produzione di vapore maggiore o uguale a quella di progetto solo per poche ore all'anno mentre nella maggior parte dei casi opera in condizioni di minore portata. Nel complesso, il campo solare è in grado di operare per circa 3430 ore/anno nel caso della configurazione LP-SAT, con una produzione di energia termica pari a circa 449 GWh/anno. A causa delle maggiori perdite, nel caso delle configurazioni IP-SAT e IP-SH, il campo solare è invece in grado di operare per circa 3150 ore/anno, con una produzione di energia termica pari a circa 408 GWh/anno. Il rendimento netto del campo solare su base annua è pari a circa il 39,7% nel caso della configurazione LP-SAT, 36,2% per la configurazione IP-SAT e 36,1% per la configurazione IP-SH..

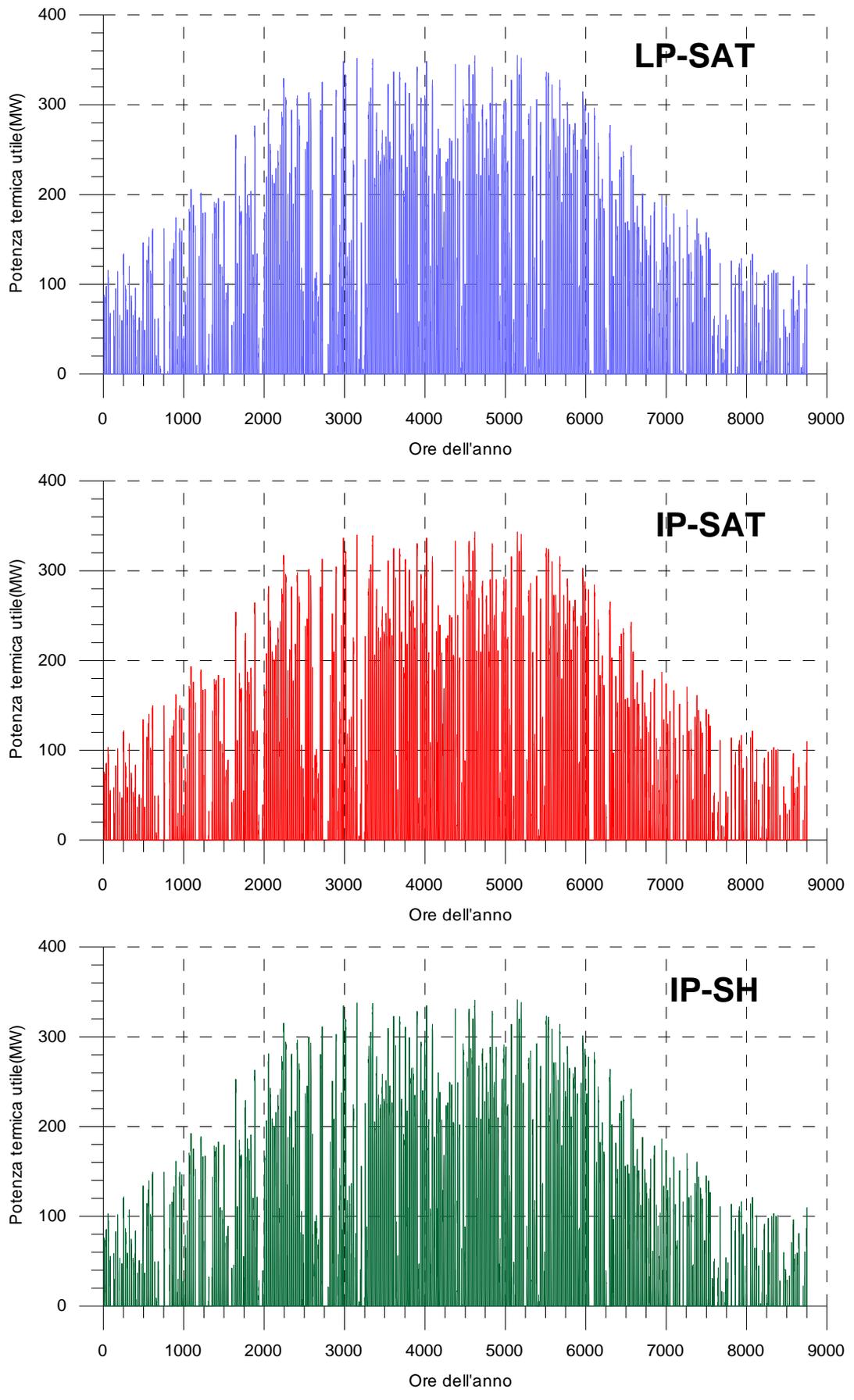


Figura 3.13 Potenza termica prodotta dal campo solare nel corso dell'anno.

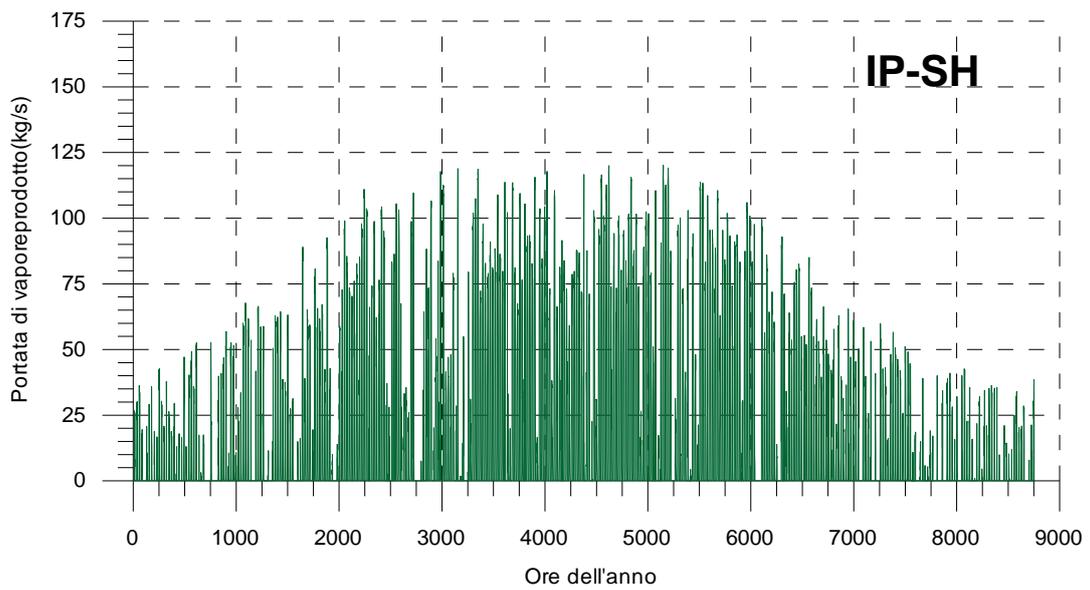
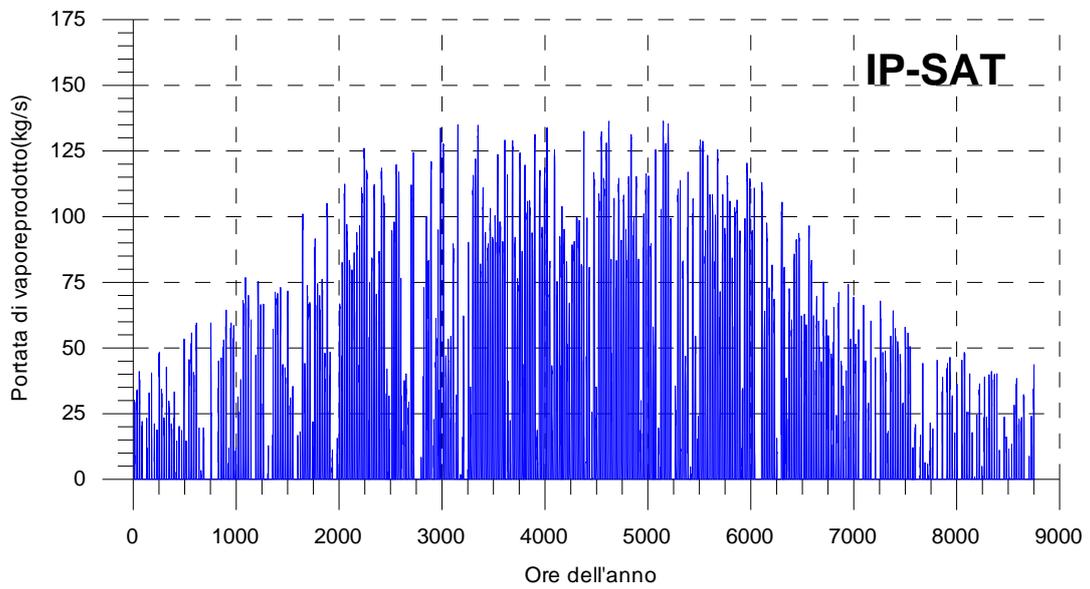
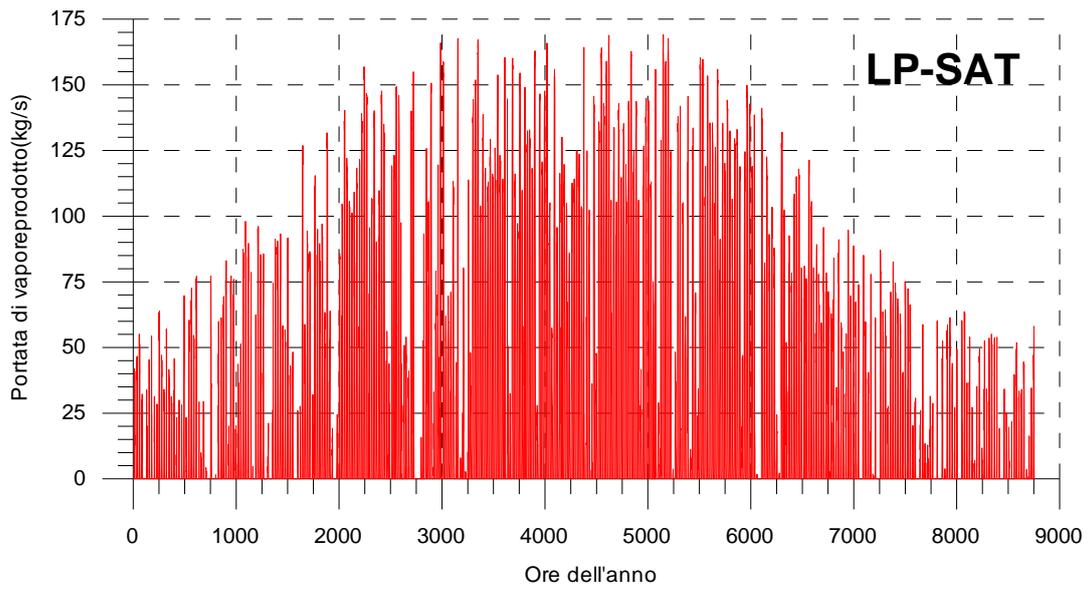


Figura 3.14 Portata di vapore prodotto dal campo solare nel corso dell'anno.

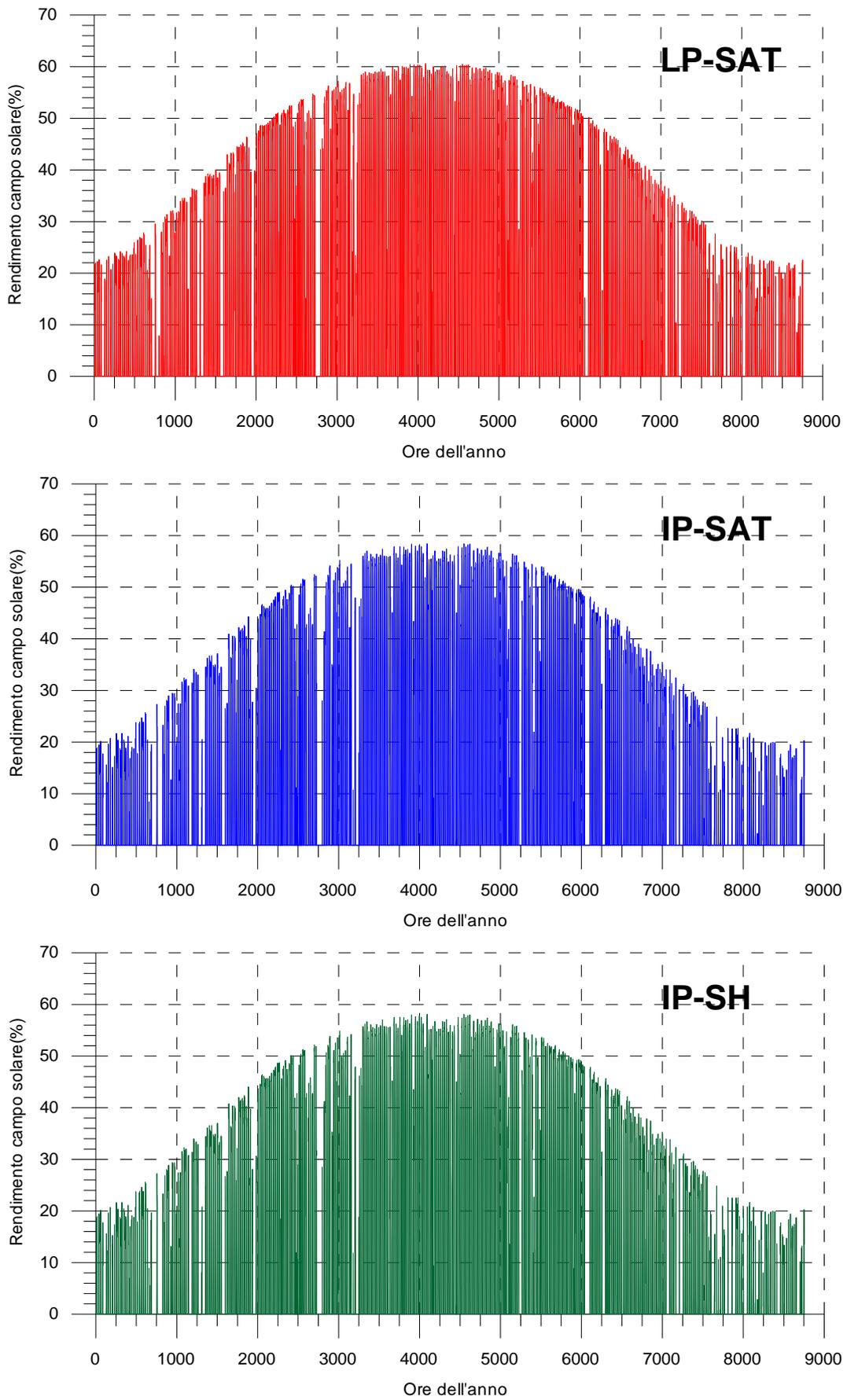


Figura 3.15 Rendimento medio orario del campo solare nel corso dell'anno.

L'incremento della potenza termica prodotta e conseguentemente della portata di vapore può essere ottenuto incrementando ulteriormente il numero di linee di collettori. In particolare, dal momento che l'incidenza delle perdite termiche e delle perdite di carico delle tubazioni dell'acqua e del vapore è molto limitata, gli andamenti della potenza prodotta e della portata di vapore si mantengono del tutto simili a quelli riportati nelle Figure 3.13 e 3.14, mentre il rendimento del campo solare risulta sostanzialmente inalterato. A tal proposito, la Figura 3.16 riporta l'occupazione di spazio e la produzione termica netta del campo solare in funzione del numero di linee installate. Ovviamente, l'occupazione di spazio risulta esattamente la stessa per le tre configurazioni. Per quanto concerne la produzione annua di energia termica, come precedentemente osservato a proposito delle Figure 3.13 e 3.14, non si notano significative differenze fra le due configurazioni IP-SAT e IP-SH, mentre grazie alle minori perdite termiche, la produzione media annua della configurazione LP-SAT risulta leggermente superiore a quella delle due configurazioni precedenti.

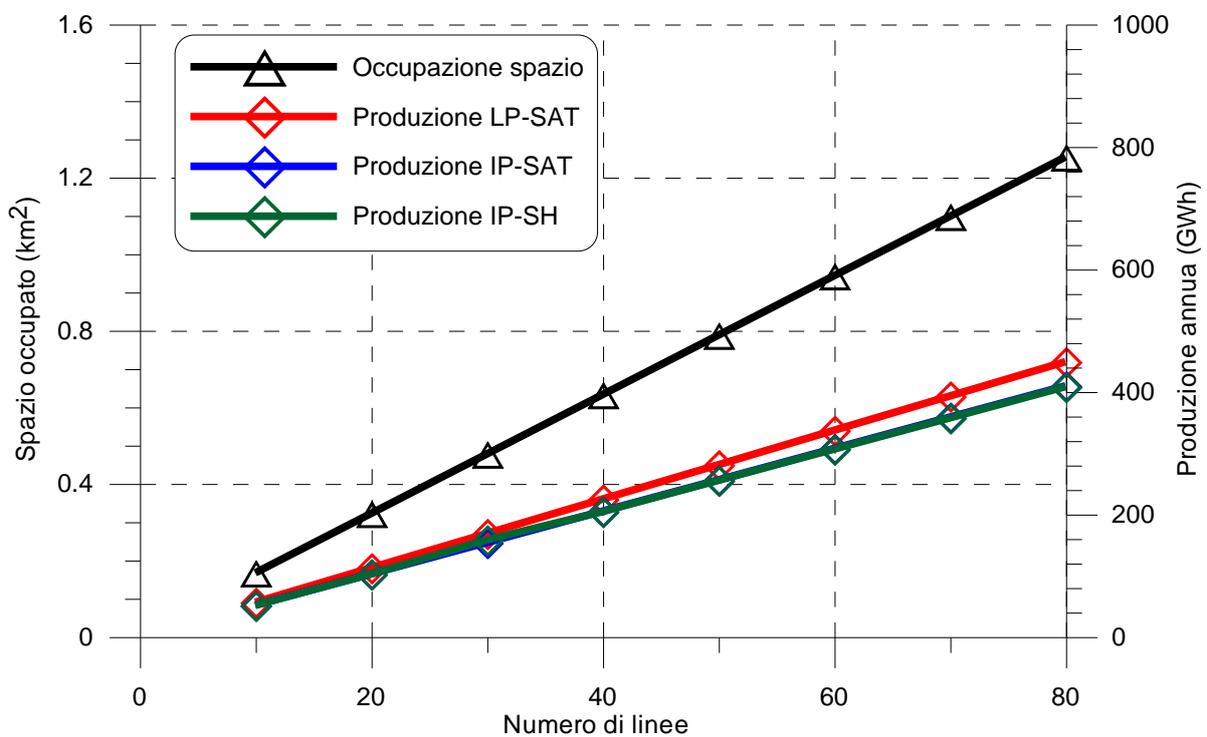


Figura 3.16 Occupazione di spazio e produzione annua del campo solare in funzione del numero di linee.

4 Le prestazioni dell'impianto integrato USC-CCS-CSP

In questo capitolo vengono presentate le prestazioni del sistema integrato USC-CCS-CSP costituito dall'impianto USC con sezione CCS integrato con l'impianto solare a concentrazione. A seguire viene riportata una analisi economica preliminare semplificata volta ad una valutazione, ancorché approssimata, del costo marginale dell'energia elettrica prodotta dall'impianto integrato USC-CCS-CSP.

4.1 Analisi energetica e prestazioni dell'impianto integrato USC-CCS-CSP

L'energia solare è disponibile in quantità sufficiente e idonea all'utilizzo in forma concentrata in modo intermittente per un numero limitato di ore dell'anno (certamente inferiore al 50%, nel caso specifico attorno al 35-40%). Infatti non è possibile produrre energia termica sia, ovviamente, nelle ore notturne che anche nelle ore in cui non si ottiene il valore minimo della radiazione necessario per il funzionamento dei collettori ($100-150 \text{ W/m}^2$) a causa di nuvolosità elevata. Inoltre in gran parte delle ore di funzionamento dei collettori la produzione di energia è comunque inferiore a quella massima ottenibile con la radiazione nominale (nel caso in esame assunto pari a 800 W/m^2). In considerazione di ciò in questa ricerca si è assunta come ipotesi di riferimento per la condizione di "on-design" dell'impianto USC quella in cui non si abbia alcuna produzione di vapore dal solare. Pertanto nelle ore di funzionamento dell'impianto USC in integrazione con il solare, l'impianto USC opera in condizioni di "off-design" con una conseguente penalizzazione delle prestazioni di alcuni componenti tra cui, in particolare, la turbina e il condensatore.

L'integrazione con il solare, infatti, provoca un consistente incremento della portata di vapore nelle sezioni di bassa pressione e al condensatore. In particolare, la configurazione LP-SAT permette di produrre parzialmente o completamente (in relazione alle dimensioni del campo solare), l'energia richiesta per la rigenerazione del solvente e conseguentemente di ridurre la portata di vapore spillata allo scopo dalla turbina di bassa pressione. Al contrario le configurazioni IP-SAT e IP-SH causano un incremento di portata di vapore all'ingresso del risurriscaldatore con conseguente incremento di portata anche nelle turbine di media e bassa pressione e nel condensatore. La portata di vapore al condensatore nelle condizioni di riferimento senza integrazione è fortemente influenzata dall'efficienza di rimozione richiesta dal sistema CCS. Per l'impianto USC in esame, la portata dello spillamento di vapore necessaria a soddisfare la potenza termica richiesta per la rigenerazione del solvente nel caso di efficienza di rimozione del 70% è pari a $146,9 \text{ kg/s}$, mentre aumenta a $199,8 \text{ kg/s}$ nel caso di efficienza di rimozione del 90%. Nelle due condizioni di riferimento associate alle efficienze di rimozione considerate nell'analisi (70% e 90%), la portata di vapore al condensatore risulta rispettivamente pari a $196,6 \text{ kg/s}$ e $153,6 \text{ kg/s}$ (Tabella 2.9). La portata di riferimento per l'impianto USC senza CCS è invece pari a $315,9 \text{ kg/s}$ (Tabella 2.3).

Nelle figure seguenti viene rappresentato l'andamento delle prestazioni dell'impianto USC in funzione della potenza termica fornita istantaneamente dalla sezione solare.

Nelle figure 4.1 e 4.2, in particolare, viene rappresentata la portata al condensatore e l'incremento relativo di portata al condensatore in funzione della potenza termica della sezione solare.

La pendenza delle curve riportate nella figura 4.1 mostra come si abbia un incremento di portata al condensatore pari a circa $0,40 \text{ kg/s}$ rispetto alle condizioni di riferimento (sezione CCS completamente alimentata dallo spillamento di vapore a bassa pressione) per ogni MW di potenza termica da sezione solare nel caso di configurazione LP-SAT. Mentre questo incremento diminuisce per le configurazioni IP-SAT e IP-SH (circa $0,35$ e $0,30 \text{ kg/s}$ rispettivamente). Dalla figura emerge come questo incremento di portata non è sostanzialmente influenzato dal valore dell'efficienza di rimozione. Al contrario, sempre a parità di potenza termica da solare, l'incremento relativo di portata aumenta con l'efficienza di rimozione (figura 4.2), poiché all'aumentare di essa diminuisce la portata di vapore al condensatore nelle condizioni di riferimento. Dall'analisi della figura 4.2 emerge anche come in caso di elevati valori della potenza termica prodotta dal campo solare, soprattutto nell'ipotesi di configurazione LP-SAT e di efficienza di rimozione pari al 90%, si abbiano incrementi relativi della portata che possono risultare insostenibili per il condensatore.

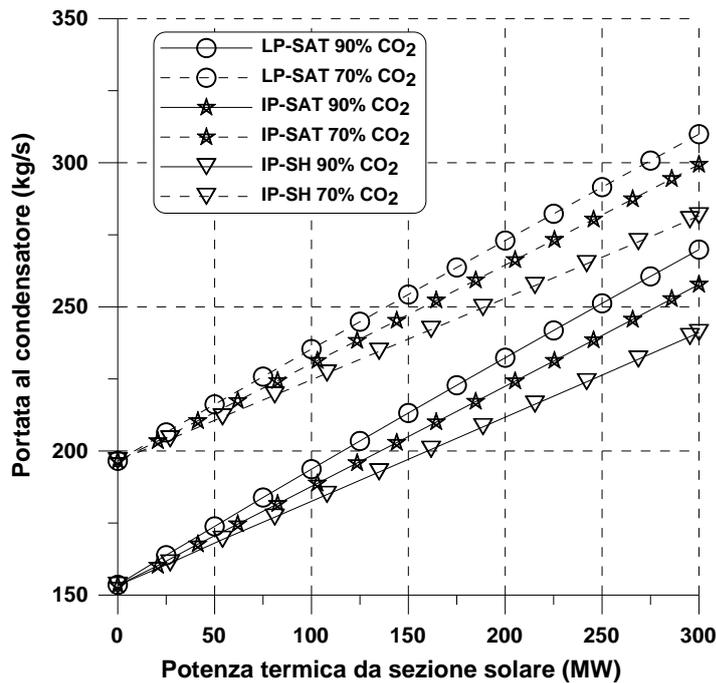


Figura 4.1 Portata al condensatore in funzione della potenza termica dalla sezione solare.

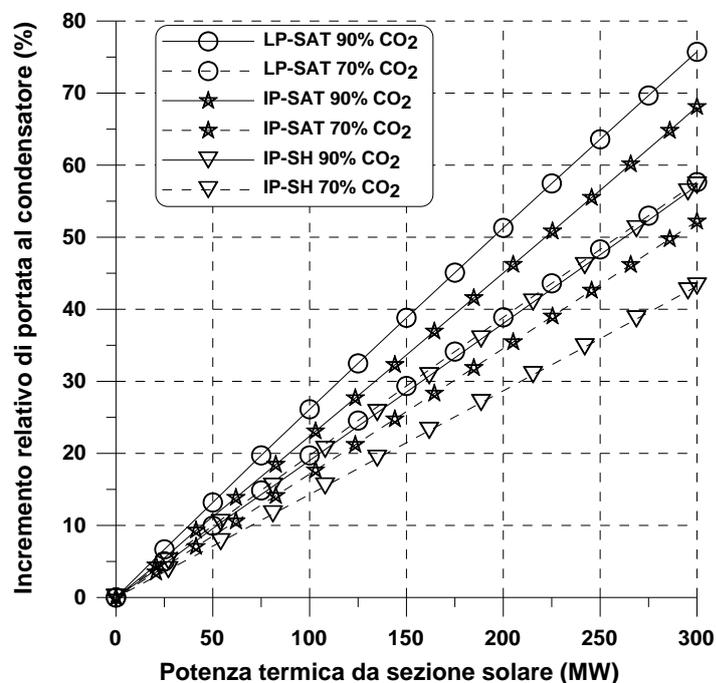


Figura 4.2 Incremento relativo di portata al condensatore in funzione della potenza termica dalla sezione solare.

I condensatori degli impianti a vapore operano generalmente con portata di acqua di refrigerazione costante e di conseguenza un aumento marcato della portata di vapore da condensare, come quello che

emerge nell'ipotesi di impianto integrato, modifica radicalmente le condizioni termodinamiche all'interno del condensatore stesso. Nella figura 4.3 sono riportate le variazioni della pressione all'interno del condensatore in funzione della potenza termica prodotta dalla sezione solare e fornita alla sezione CCS.

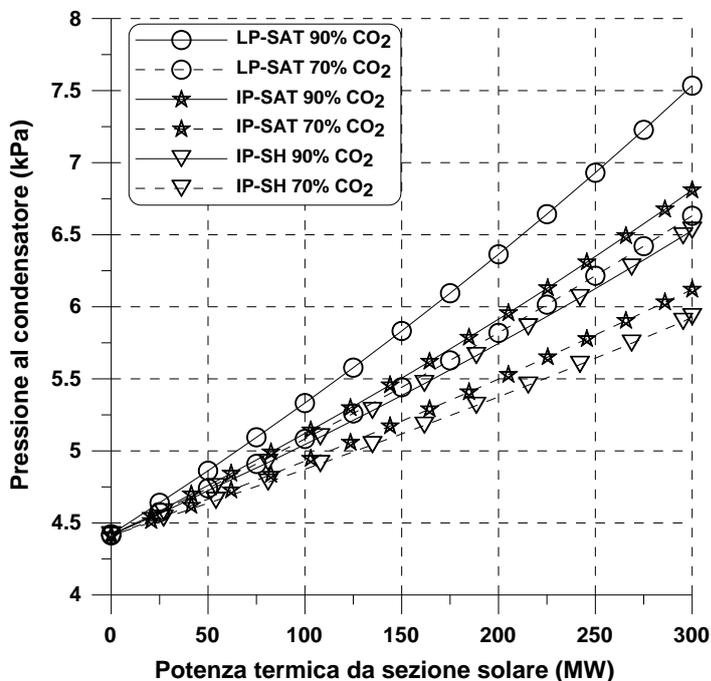


Figura 4.3 Pressione al condensatore in funzione della potenza termica dalla sezione solare.

La pressione al condensatore cresce dal valore di riferimento di 4,4 kPa fino a valori attorno a 7,5 kPa (configurazione LP-SAT ed efficienza di rimozione del 90%) per forti integrazioni con la sezione solare. L'incremento di pressione è dovuto all'incremento di temperatura al condensatore che dal valore di riferimento (30,7 °C alla pressione di condensazione di 4,4 kPa) aumenta a causa dell'incremento della temperatura dell'acqua di mare all'uscita del condensatore. Quest'ultima è rappresentata in figura 4.4 sempre in funzione della potenza termica proveniente dalla sezione solare; essa è stata valutata considerando un valore della temperatura di riferimento dell'acqua di mare all'ingresso del condensatore di 18,2 °C e all'uscita in condizioni nominali di 26,2 °C (considerando cioè un incremento di temperatura di 8 °C) come già evidenziato in tabella 2.3. Poiché la portata di acqua di refrigerazione è mantenuta costante, si ha una immediata corrispondenza tra l'aumento della portata di vapore da condensare e l'incremento di temperatura dell'acqua di mare in uscita. È appena il caso di osservare che anche per il massimo valore della potenza termica proveniente dalla sezione solare considerato nell'analisi la temperatura dell'acqua di mare in uscita dal condensatore è comunque inferiore al limite massimo stabilito dalla normativa (35 °C).

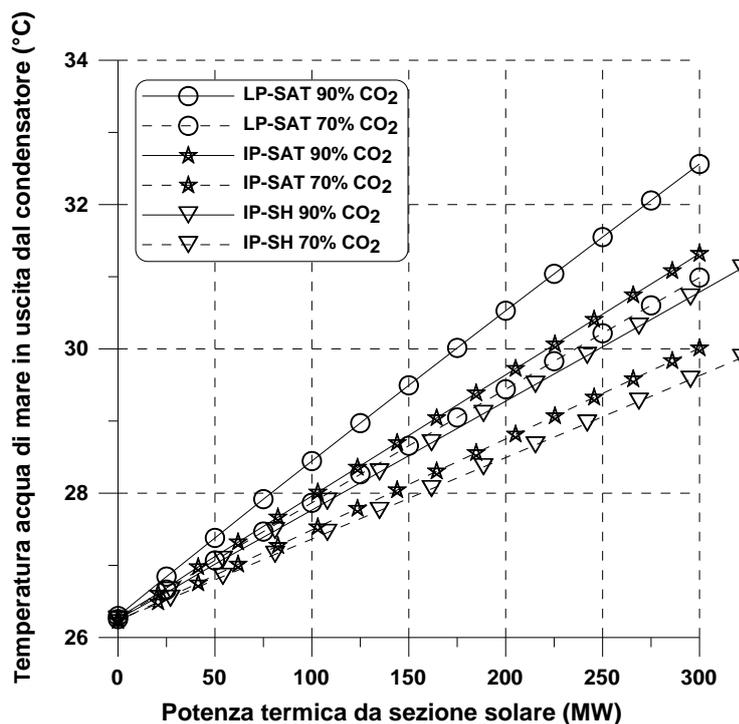


Figura 4.4 Temperatura dell'acqua di mare all'uscita dal condensatore in funzione della potenza termica dalla sezione solare.

L'incremento di portata nella turbina di bassa pressione provoca oltre che un incremento della pressione allo scarico della turbina stessa (figura 4.3) anche un incremento della pressione su tutta la linea di espansione. Questo andamento era stato riportato nelle figure 4.6 - 4.13 del precedente rapporto RSE1952013 *"Analisi dell'integrazione di impianti di cattura post-combustione della CO₂ con fonti rinnovabili"* per la configurazione LP-SAT ed è analogo, anche se meno marcato, per le altre due configurazioni che sono caratterizzate da una minore produzione di vapore a parità di potenza termica in ingresso dalla sezione solare. La pressione di ingresso alla turbina di alta pressione viene mantenuta costante, essendo il suo valore dettato da considerazioni di carattere termodinamico e tecnologico.

Nelle figure 4.5 e 4.6 viene presentato l'andamento della potenza dell'impianto USC in funzione della potenza termica derivante dalla sezione solare per le tre differenti configurazioni, considerando i valori di efficienza di rimozione della CO₂ pari a 70% (figura 4.5) e 90% (figura 4.6). Per ogni configurazione sono presenti due differenti curve. La curva "off-design" rappresenta l'effettiva potenza prodotta dall'impianto USC se integrato con la sezione solare. La curva "on-design" rappresenta invece la potenza che l'impianto USC produrrebbe per un determinato valore di potenza termica da solare se esso fosse specificamente progettato per funzionare in quelle condizioni. Come già anticipato, a causa della indisponibilità della fonte solare per buona parte delle ore annue di funzionamento dell'impianto, si è prevista come condizione di funzionamento di progetto quella in assenza di integrazione con l'impianto solare.

Inoltre dalle figure 4.5 e 4.6 emerge anche come le maggiori differenze tra le due curve "on" e "off" design si riscontrino per la configurazione LP-SAT e IP-SAT che rispetto alla configurazione IP-SH presentano una maggiore produzione di vapore a parità di potenza termica solare.

Come risulta dalle figure 4.5 e 4.6, la produzione netta di potenza (e quindi il guadagno di potenza grazie al contributo del campo solare) aumenta linearmente con il contributo solare per tutte le configurazioni USC-CCS ed i valori più alti si riferiscono all'opzione IP-SH. In particolare, per la massima potenza termica da sezione solare qui considerata (300 MW), il guadagno di potenza è circa 105-115 MW, 90-95 MW e 40-45 MW per le configurazioni IP-SH, IP-SAT e LP-SAT rispettivamente. La corrispondente differenza tra "on-design" e "off-design" è nel range di 10-20 MW per una efficienza di rimozione della CO₂ del 70% e circa 20-28 MW per una efficienza di rimozione della CO₂ del 90%. Pertanto per una efficienza di rimozione della

CO₂ pari al 90% il decadimento di prestazioni rispetto alle condizioni nominali risulta essere maggiore a parità di potenza termica da solare e questo si traduce in una maggiore perdita di potenza. Tali penalizzazioni sono dovute principalmente alla grande variazione della portata massica nelle turbine a vapore, che sono molto più alte in quest'ultimo caso.

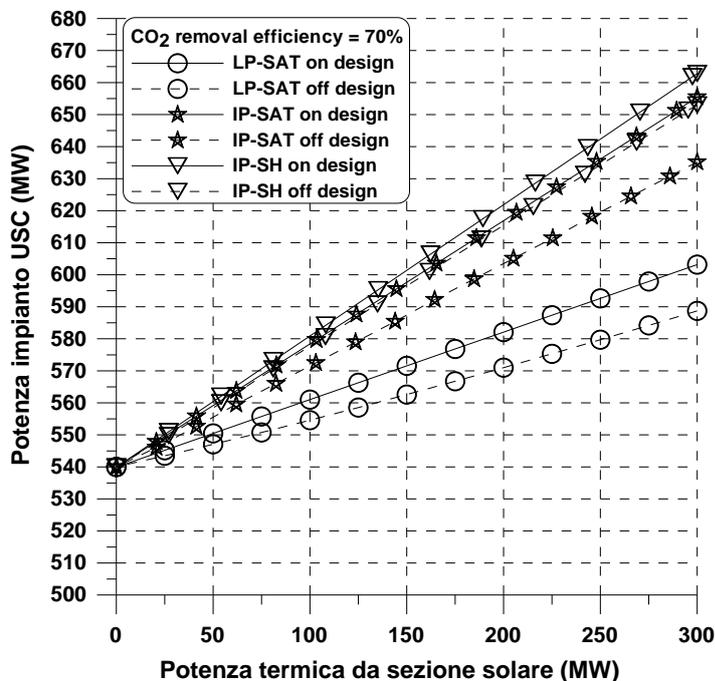


Figura 4.5 Potenza impianto USC in funzione della potenza termica dalla sezione solare per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 70%.

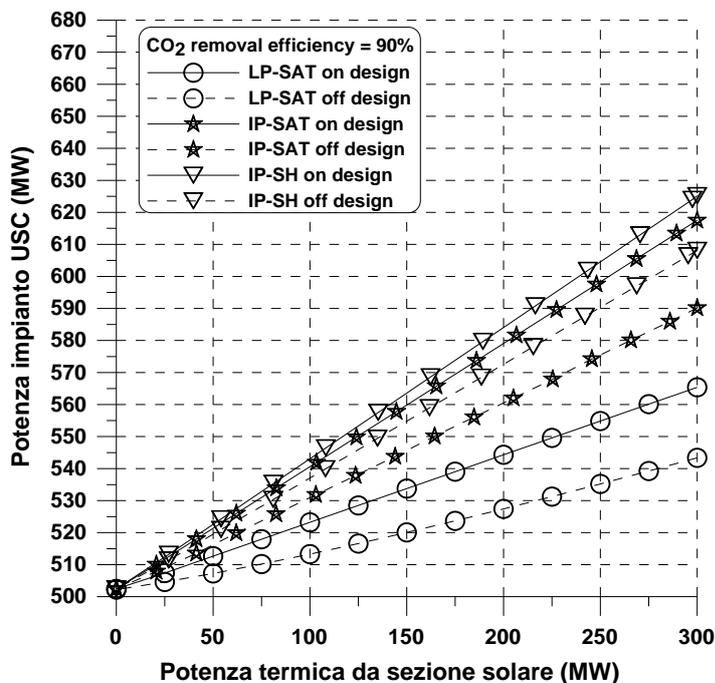


Figura 4.6 Potenza impianto USC in funzione della potenza termica dalla sezione solare per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 90%.

La tabella 4.1 riporta la potenza termica prodotta dal campo solare nelle condizioni di progetto in funzione del numero di linee di specchi collettori. Ogni linea assicura una potenza termica di circa 4 MW, funzione della differente configurazione (tabella 3.3). Come già specificato nel capitolo 3, in questo studio, per le condizioni di progetto del campo solare è stata assunta una DNI pari a 800 W/m^2 , una altezza solare pari a $74,2^\circ$ (altezza solare del 21 giugno), un angolo di azimuth pari a zero e una temperatura dell'aria ambiente di 30°C . In tabella 4.1 viene anche riportata la superficie dei collettori in funzione del numero di linee del campo solare. Un numero massimo pari a 80 linee di collettori è stato considerato corrispondente a circa 650000 m^2 di superficie dei collettori e a circa 310-325 MW di potenza termica da solare, a seconda della configurazione scelta.

Tabella 4.1 Potenza termica nominale in funzione delle dimensioni del campo solare

Numero linee del campo solare	Superficie dei collettori (m^2)	Potenza termica nominale (MW)		
		LP-SAT	IP-SAT	HP-SAT
10	82176	40,7	39,3	39
20	164352	81,4	78,6	78
30	246528	122,1	117,9	117
40	328704	162,8	157,2	156
50	410880	203,5	196,5	195
60	493056	244,2	235,8	234
70	575232	284,9	275,1	273
80	657408	325,6	314,4	312

In tabella 4.2 si riportano l'energia solare incidente globalmente sui collettori in un anno in funzione delle dimensioni del campo solare e la corrispondente energia termica prodotta (esprese in GWh/anno) in funzione sia delle dimensioni del campo solare che delle differenti possibili configurazioni. A partire dal medesimo valore di energia solare incidente, le tre differenti configurazioni presentano valori differenti di energia termica da solare perché sono caratterizzate da differenti valori del rendimento di conversione dell'energia solare in energia termica (39,73% per la configurazione LP-SAT, 36,23% per la configurazione IP-SAT e 36,11% per la configurazione HP-SAT).

Le successive tabelle 4.3-4.5 riassumono l'andamento delle principali prestazioni dell'impianto USC-CCS per le differenti configurazioni considerate.

In particolare la successiva tabella 4.3 mostra l'aumento della produzione elettrica annua dell'impianto USC-CCS, calcolato come percentuale rispetto al valore della stesso impianto USC-CCS senza integrazione da energia solare. L'incremento di energia elettrica prodotta dall'impianto USC-CCS dovuto al solare è riportato per le tre differenti configurazioni e considerando una efficienza di rimozione del 70 e del 90%. Per il calcolo della produzione elettrica dell'impianto si è fatta l'ipotesi di un coefficiente di utilizzazione convenzionale dell'impianto USC pari ad 1 (8760 ore/anno). Tale ipotesi non rappresenta ovviamente una condizione operativa reale, ma è indicativa del limite di riferimento della capacità produttiva dell'impianto.

Tabella 4.2 Energia solare incidente e energia termica da solare in funzione delle dimensioni del campo solare

Numero linee del campo solare	Energia solare incidente (m ²)	Energia termica da solare (GWh/anno)		
		LP-SAT	IP-SAT	HP-SAT
10	141,23	56,11	51,17	51,00
20	164352	112,21	102,34	101,99
30	246528	168,32	153,51	152,99
40	328704	224,42	204,68	203,98
50	410880	280,53	255,85	254,98
60	493056	336,64	307,01	305,97
70	575232	392,74	358,18	356,97
80	657408	448,85	409,35	407,96

La produzione annua massima di energia elettrica per l'impianto USC di riferimento privo di sistemi di rimozione dell'anidride carbonica (potenza nominale di 658 MW) è pari a 5764 GWh. La produzione annua di energia si riduce notevolmente per le perdite energetiche dovute alla sezione di rimozione della CO₂. In particolare, in assenza dell'integrazione solare il fabbisogno energetico relativi alla sezione di rimozione della CO₂ riducono significativamente la produzione annuale di energia a 4730 GWh (-17,9%) per una efficienza di rimozione della CO₂ del 70% e di 4399 GWh (-23,7%) per una efficienza di rimozione del 90%.

Tabella 4.3 Incremento di energia prodotta da impianto USC espresso in termini relativi (%)

Numero linee del campo solare	LP-SAT			IP-SAT		
	LP-SAT	IP-SAT	IP-SH	LP-SAT	IP-SAT	IP-SH
10	0.16	0.34	0.41	0.12	0.33	0.40
20	0.33	0.68	0.81	0.26	0.66	0.80
30	0.51	1.02	1.22	0.41	0.99	1.20
40	0.69	1.37	1.63	0.57	1.33	1.61
50	0.88	1.71	2.02	0.73	1.67	2.04
60	1.07	2.06	2.45	0.91	2.01	2.43
70	1.27	2.40	2.85	1.09	2.36	2.84
80	1.47	2.74	3.26	1.28	2.70	3.25

La tabella 4.3 mostra che il contributo dell'energia solare per la produzione annua di energia elettrica dell'impianto USC integrato è molto limitato (circa 1-3%), anche con grandi campi solari, soprattutto per la configurazione LP-SAT, il cui contributo massimo è pari a 50-70 GWh/anno, ovvero supera l'1% solo per grandi campi solari (più di 60 linee). Invece per le configurazioni IP-SAT ed IP-SH il contributo è di circa 130-155 GWh/anno. Infatti un campo solare basato su 80 linee aumenta la produzione di energia dell'impianto USC-CCS di circa il 2,7% (IP-SAT) e del 3,3% (IP-SH). A parità di dimensione del campo solare si ha un maggiore incremento di energia prodotta nell'impianto caratterizzato da una minore efficienza di rimozione della CO₂. Infatti gli impianti con efficienza di rimozione pari al 70% assicurano un miglior sfruttamento dell'energia solare (come emerge dalla successiva tabella 4.4 rappresentante i rendimenti di conversione) dovuto alle minori differenze con le condizioni di funzionamento di progetto.

La tabella 4.4 riporta il rendimento medio annuo dell'impianto USC calcolato come rapporto tra l'energia prodotta durante l'anno e l'energia del combustibile messa a disposizione dell'impianto (costante per tutti i casi in esame e pari a 13140 GWh annui), senza cioè tenere conto dell'apporto di energia solare termica. L'impianto USC di riferimento presenta un rendimento del 43,87%. Tuttavia, l'efficienza globale dell'impianto USC-CCS si riduce notevolmente a causa della sezione di rimozione della CO₂, infatti diminuisce di circa 8 punti percentuali (35,99%) per una rimozione della CO₂ del 70% e di quasi 10,5 punti percentuali (33,49%) per una rimozione della CO₂ del 90%.

Tabella 4.4 Rendimento impianto USC (%)

Numero linee del campo solare						
	LP-SAT	IP-SAT	IP-SH	LP-SAT	IP-SAT	IP-SH
0	35.99	35.99	35.99	33.49	33.49	33.49
10	36.05	36.12	36.14	33.54	33.60	33.63
20	36.11	36.24	36.29	33.58	33.71	33.76
30	36.18	36.36	36.43	33.63	33.83	33.90
40	36.24	36.49	36.58	33.68	33.94	34.03
50	36.31	36.61	36.73	33.74	34.05	34.17
60	36.37	36.73	36.87	33.80	34.17	34.31
70	36.45	36.85	37.02	33.86	34.28	34.44
80	36.52	36.98	37.17	33.92	34.40	34.58

L'integrazione con il campo solare permette di compensare la penalizzazione di rendimento dovuta al sistema CCS solo in piccola parte a causa del limitato contributo di energia solare. Ancora una volta, le migliori prestazioni si ottengono con la configurazione IP-SH (il rendimento aumenta di più di 1 punto percentuale). Come risulta dalla tabella 4.4, a parità di dimensioni del campo solare un incremento relativo leggermente superiore del rendimento dell'impianto USC può essere ottenuto per minori efficienze di rimozione della CO₂. Infatti per bassi valori dell'efficienza di rimozione le turbine a vapore si discostano in misura minore dalle condizioni di "on design". Il massimo incremento di rendimento che si può raggiungere risulta pari a circa 1,2 punti percentuali (configurazione IP-SH).

La tabella 4.5 riporta infine il rendimento di conversione dell'energia solare in energia elettrica, calcolato come rapporto tra l'incremento di energia prodotto dall'impianto USC grazie all'integrazione con il campo solare e l'energia solare in ingresso (al lordo delle perdite del campo solare). Pertanto, il rendimento di

conversione dell'energia solare in energia elettrica tiene conto sia dell'efficienza del campo solare (valori medi annuali pari a 39,73% per la configurazione LP-SAT, 36,23% per la configurazione IP-SAT e 36,11% per la configurazione HP-SAT) che dell'efficienza di conversione del ciclo a vapore (ovviamente, quest'ultimo può essere facilmente calcolato come rapporto tra il rendimento di conversione medio solare e l'efficienza del campo solare).

Tabella 4.5 Rendimento di conversione dell'energia solare in energia elettrica (%)

Numero linee del campo solare						
	LP-SAT	IP-SAT	IP-SH	LP-SAT	IP-SAT	IP-SH
10	5.47	11.34	13.63	3.88	10.16	12.41
20	5.58	11.38	13.64	4.07	10.24	12.46
30	5.69	11.42	13.64	4.25	10.31	12.51
40	5.79	11.45	13.65	4.42	10.37	12.55
50	5.88	11.47	13.65	4.58	10.42	12.58
60	5.97	11.49	13.65	4.72	10.46	12.61
70	6.06	11.50	13.65	4.86	10.49	12.64
80	6.14	11.50	13.65	4.98	10.52	12.66

Come emerge dalla tabella 4.5 i rendimenti di conversione dell'energia solare in energia elettrica per questa applicazione sono molto bassi, specialmente per la configurazione LP-SAT (al massimo pari al 4-6%), ciò è dovuto alla ridotta temperatura (attorno a 150 °C) di produzione del vapore nel campo solare. Per la due configurazioni IP-SAT e IP-SH, considerando una efficienza di rimozione della CO₂ del 70%, sia ha un'efficienza di conversione pari a circa 11,5% (IP-SAT) e 13,6% (IP-SH). Efficienza di conversione del solare più basse (di circa 1 punto percentuale) possono essere raggiunti per il 90% la rimozione della CO₂.

Le precedenti tabelle fanno riferimento a valori medi annui, mentre i valori istantanei sono per talune ore del giorno notevolmente superiori. Infatti, il contributo del solare non è costante durante l'arco dell'anno, ma si differenzia notevolmente oltre che, ovviamente, tra ore diurne e notturne, anche per i diversi mesi dell'anno.

Le successive figure 4.7–4.21 forniscono una indicazione sui differenti contributi dovuti alla integrazione con il solare nei diversi mesi dell'anno per le tre diverse configurazioni (LP-SAT, IP-SAT e HP-SAT). Per il calcolo della produzione elettrica dell'impianto e dei rendimenti di conversione dell'energia solare è stato preso come riferimento un campo solare da 50 linee di collettori Fresnel (circa 200 MW di potenza termica in condizioni di progetto), che può essere integrato con un impianto USC con sezioni di cattura della CO₂ dimensionate per i due diversi valori dell'efficienza di rimozione considerati in questo studio.

Le figure 4.7-4.8 mostrano l'incremento percentuale medio mensile di produzione elettrica dovuto all'integrazione con il solare nei due casi di efficienza di rimozione della CO₂ considerati (70% e 90%) per la configurazione LP-SAT.

Le figure mostrano come durante i mesi estivi (Giugno e Luglio in particolare) la produzione di energia elettrica da solare è 7-8 volte superiore rispetto alla produzione dei mesi invernali e circa il doppio del valore medio annuo. Globalmente l'incremento medio annuale di produzione di energia elettrica per il contributo del solare rimane leggermente inferiore a 0,9% della produzione elettrica dell'impianto di

riferimento per una efficienza di rimozione del 70% e attorno a 0,75% per una efficienza di rimozione del 90%.

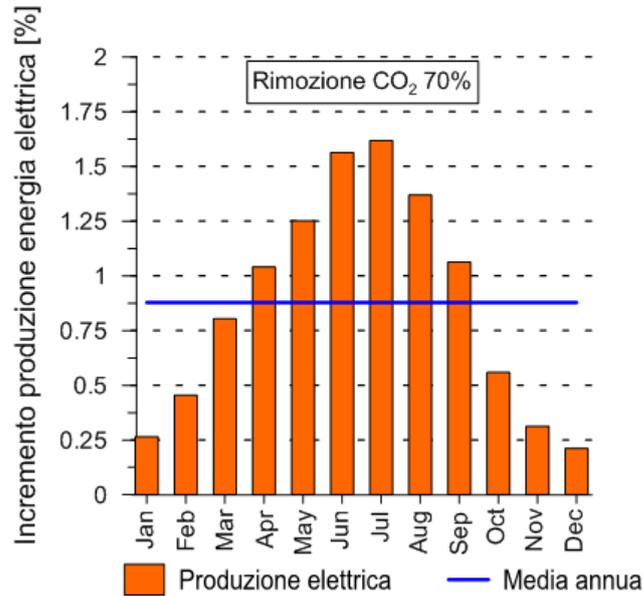


Figura 4.7 Incremento percentuale della produzione di energia elettrica dovuto all'integrazione con il solare per la configurazione LP-SAT e per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 70%.

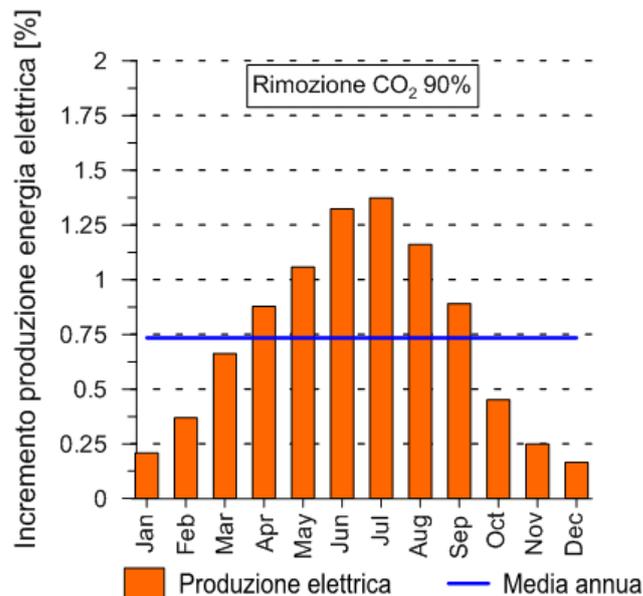


Figura 4.8 Incremento percentuale della produzione di energia elettrica dovuto all'integrazione con il solare per la configurazione LP-SAT e per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 90%.

La figura 4.9 mostra il rendimento di conversione dell'energia solare in energia termica nei collettori per la configurazione LP-SAT. Tale rendimento, che presenta un valore medio annuo di poco inferiore al 40%

(39,73%), raggiunge il 50% nei mesi estivi e crolla al di sotto del 20% nei mesi invernali. Questo rendimento non è influenzato dalla efficienza di rimozione della CO₂.

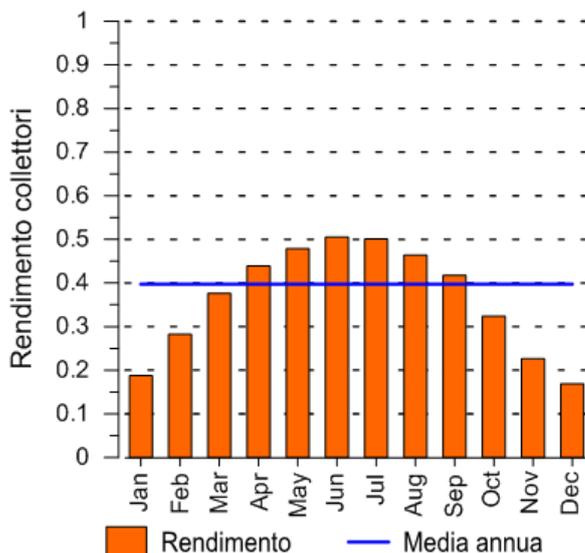


Figura 4.9 Rendimento di conversione dell’energia solare in energia termica nei collettori per la configurazione LP-SAT.

Le figure 4.10 e 4.11 mostrano infine il rendimento medio di conversione dell’energia solare in energia termica per i dodici mesi dell’anno nei due casi di efficienza di rimozione della CO₂ considerati (70% e 90%). Come la produzione di energia elettrica anche il rendimento di conversione presenta valori medi estivi superiori rispetto alla media annua e valori invernali invece notevolmente inferiori.

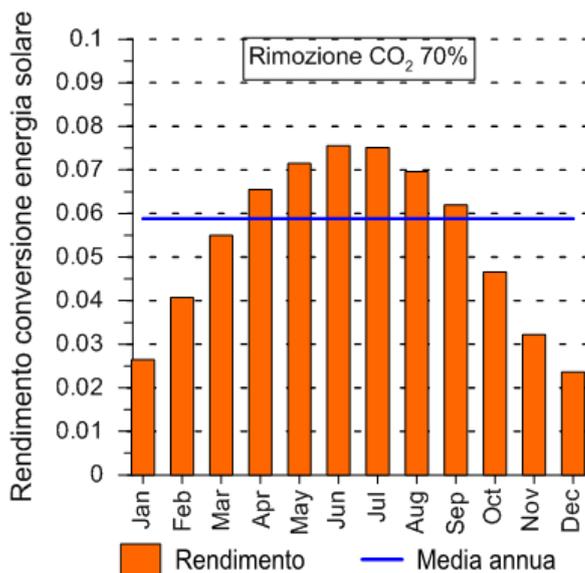


Figura 4.10 Rendimento di conversione dell’energia solare in energia elettrica per la configurazione LP-SAT e per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 70%.

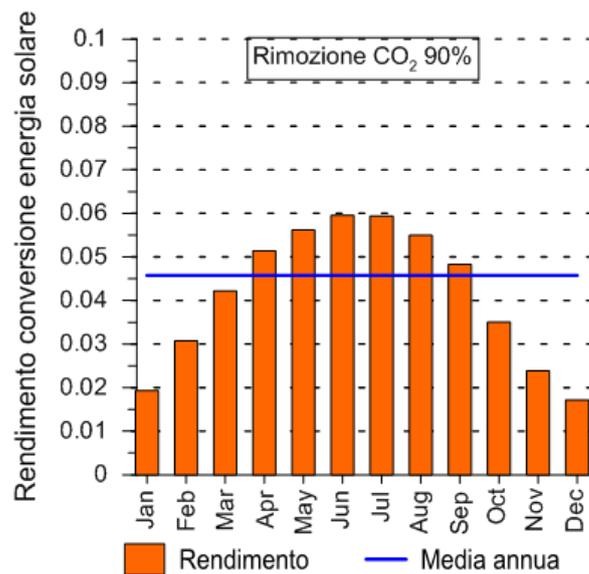


Figura 4.11 Rendimento di conversione dell'energia solare in energia elettrica per la configurazione LP-SAT e per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 90%.

Analogamente alle figure 4.7 e 4.8, le figure 4.12 e 4.13 mostrano l'incremento percentuale medio mensile di produzione elettrica dovuto all'integrazione con il solare nei due casi di efficienza di rimozione della CO₂ considerati (70% e 90%), in questo caso per la configurazione IP-SAT. Il rapporto tra l'incremento ottenibile nei mesi estivi e l'incremento ottenibile nei mesi invernali rimane pressoché lo stesso della configurazione LP-SAT, con incrementi massimi che nei mesi estivi superano il 3%.

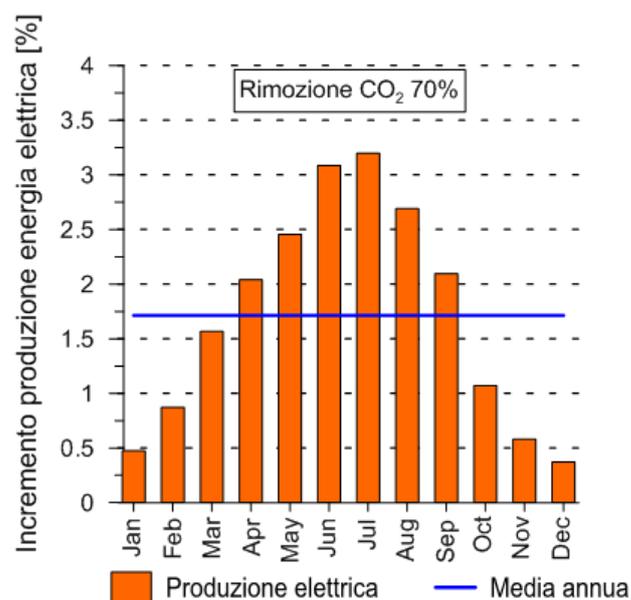


Figura 4.12 Incremento percentuale della produzione di energia elettrica dovuto all'integrazione con il solare per la configurazione IP-SAT e per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 70%.

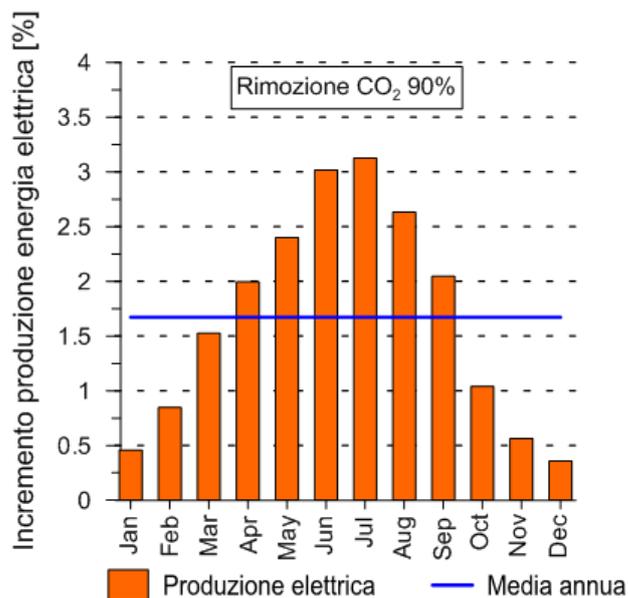


Figura 4.13 Incremento percentuale della produzione di energia elettrica dovuto all'integrazione con il solare per la configurazione IP-SAT e per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 90%.

La figura 4.14 mostra il rendimento di conversione dell'energia solare in energia termica nei collettori per la configurazione IP-SAT. Tale rendimento, che presenta un valore medio annuo attorno al 36% (36,23%), raggiunge il 45% nei mesi estivi e crolla al di sotto del 15% nei mesi invernali. Questo rendimento non è influenzato dalla efficienza di rimozione della CO₂.

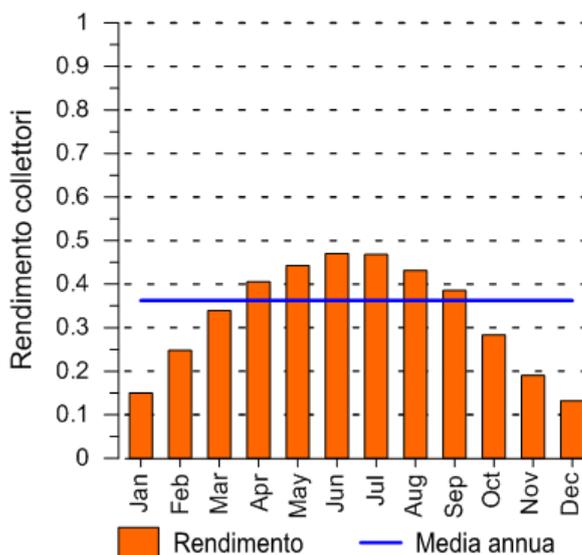


Figura 4.9 Rendimento di conversione dell'energia solare in energia termica nei collettori per la configurazione IP-SAT.

Le figure 4.15 e 4.16 mostrano infine il rendimento medio di conversione dell'energia solare in energia termica per i dodici mesi dell'anno nei due casi di efficienza di rimozione della CO₂ considerati (70% e 90%),

sempre per la configurazione IP-SAT. Come la produzione di energia elettrica anche il rendimento di conversione presenta valori medi estivi superiori rispetto alla media annua e valori invernali invece notevolmente inferiori.

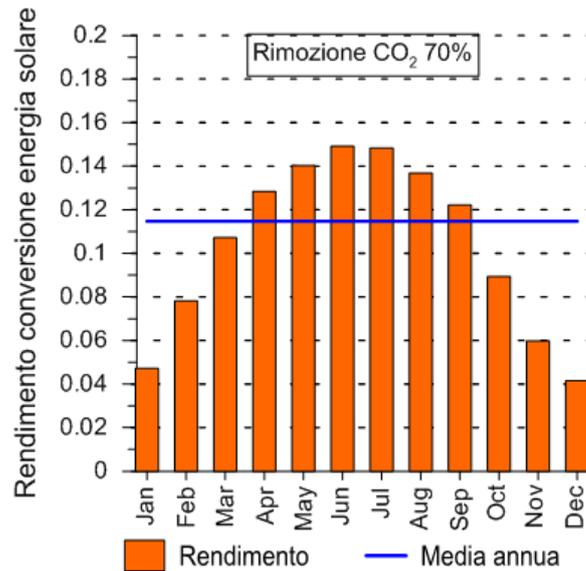


Figura 4.15 Rendimento di conversione dell'energia solare in energia elettrica per la configurazione IP-SAT e per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 70%.

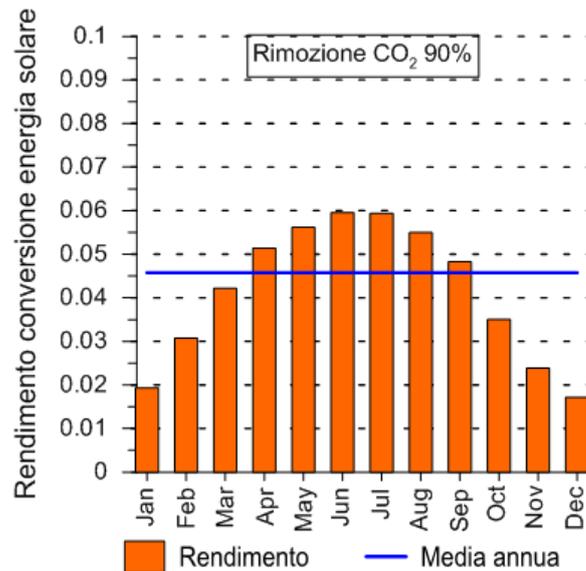


Figura 4.16 Rendimento di conversione dell'energia solare in energia elettrica per la configurazione IP-SAT e per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 90%.

Le figure 4.17-4.21 ripetono per la configurazione IP-SH i grafici precedentemente riportati per le configurazioni LP-SAT e IP-SAT. Le figure 4.17 e 4.18 mostrano l'incremento percentuale medio mensile di

produzione elettrica dovuto all'integrazione con il solare nei due casi di efficienza di rimozione della CO₂ considerati (70% e 90%) per la configurazione IP-SH. In questo caso l'incremento massimo si avvicina al 4% durante i mesi estivi.

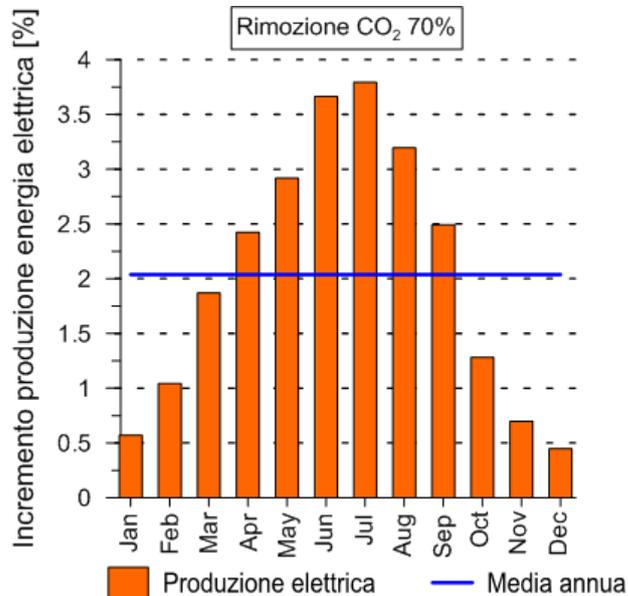


Figura 4.17 Incremento percentuale della produzione di energia elettrica dovuto all'integrazione con il solare per la configurazione IP-SH e per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 70%.

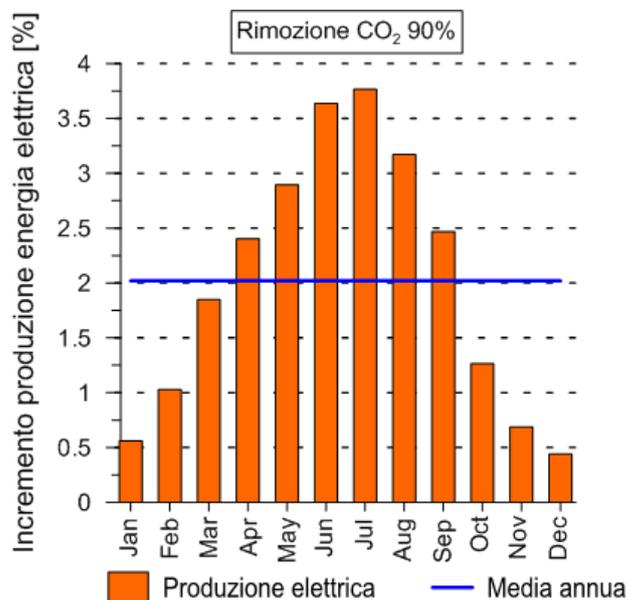


Figura 4.18 Incremento percentuale della produzione di energia elettrica dovuto all'integrazione con il solare per la configurazione IP-SH e per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 90%.

La figura 4.19 mostra il rendimento di conversione dell'energia solare in energia termica nei collettori per la configurazione IP-SAT. Tale rendimento, che presenta un valore medio annuo attorno al 36% (36,11%), raggiunge il 45% nei mesi estivi e crolla al di sotto del 15% nei mesi invernali. Questo rendimento non è influenzato dalla efficienza di rimozione della CO₂.

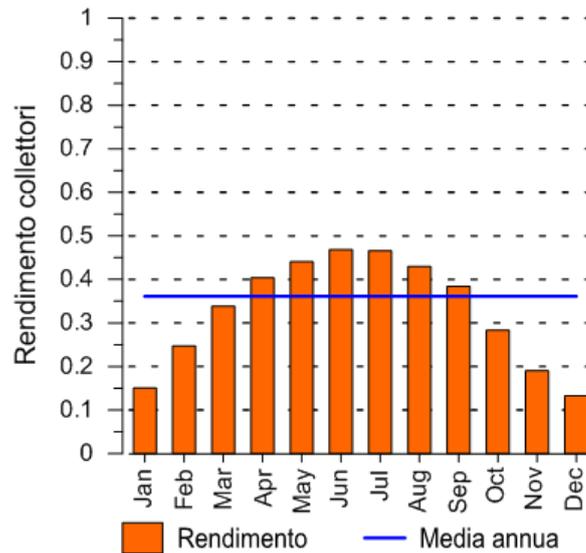


Figura 4.19 Rendimento di conversione dell'energia solare in energia termica nei collettori per la configurazione IP-SH.

Le figure 4.20 e 4.21 mostrano infine il rendimento medio di conversione dell'energia solare in energia termica per i dodici mesi dell'anno nei due casi di efficienza di rimozione della CO₂ considerati (70% e 90%). Come la produzione di energia elettrica anche il rendimento di conversione presenta valori medi estivi superiori rispetto alla media annua e valori invernali invece notevolmente inferiori.

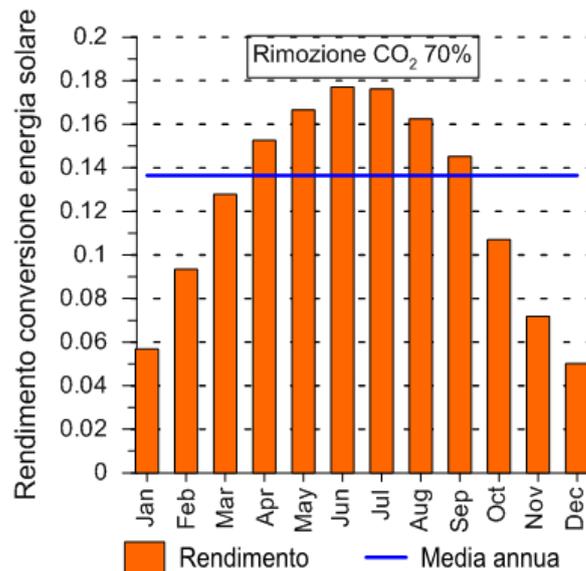


Figura 4.20 Rendimento di conversione dell'energia solare in energia elettrica per la configurazione IP-SH e per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 70%.

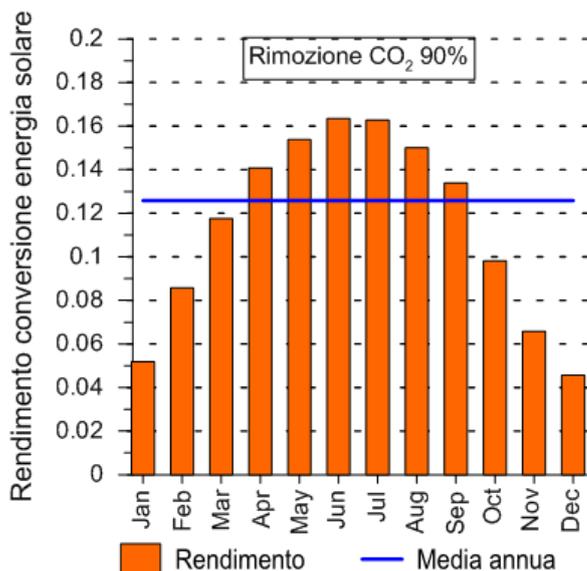


Figura 4.21 Rendimento di conversione dell’energia solare in energia elettrica per la configurazione IP-SH e per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 90%.

4.2 Analisi economica

È stata effettuata un’analisi economica preliminare per confrontare i costi di produzione dell’energia elettrica dell’impianto USC di riferimento (con e senza sezione CCS) e dell’impianto USC-CCS integrato con il campo solare. In particolare l’analisi economica valuta il costo di produzione dell’energia elettrica “Levelized Cost of Energy, LCOE” (espresso in c€/kWh) per l’impianto USC e per l’impianto USC integrato con la sezione CCS e il costo marginale di produzione dell’energia elettrica “solar marginal Levelized Cost of Energy, LCOE_{s,m}” (sempre espresso in c€/kWh) per l’impianto USC integrato con la sezione CCS e il campo solare. Il costo di produzione dell’energia elettrica è calcolato con riferimento alla metodologia semplificata della IEA (International Energy Agency) [44] come appare nella seguente equazione (8):

$$LCOE = \frac{C_T}{E_E} = \frac{TCI \cdot FCR + C_{O\&M} + C_F}{E_E} \tag{9}$$

Dove TCI è il costo totale dell’investimento “Total Capital Investment”, FCR è il “Fixed Charge Rate”, C_{O&M} sono i costi operative e di manutenzione, C_F è il costo del combustibile e E_E è la produzione annuale di energia elettrica.

Il Fixed Charge Rate dipende dal tasso di interesse (i), dal coefficiente annuale di assicurazione (α) e dalla vita utile dell’impianto (n) ed è stato calcolato con l’equazione 10):

$$FCR = \frac{(1 + i)^n \cdot i}{(1 + i)^n - 1} + \alpha \tag{10}$$

In tabella 4.8 vengono presentati i principali parametri economico-finanziari utilizzati per il calcolo del costo di produzione dell'energia. Per l'impianto USC si è previsto un costo unitario di impianto (CUI) pari a 1300 €/kW [44], mentre l'integrazione dell'impianto con la sezione CCS prevede un incremento del costo di impianto stimato tra il 60% e il 100% [44]. È stato considerato un differente costo della sezione CCS in funzione dell'efficienza di rimozione dovuto alle differenti dimensioni della sezione. È stato inoltre ipotizzato un costo del carbone pari a 75 €/t. La vita utile dell'impianto è stata assunta pari a 20 anni (sia per l'USC che per l'impianto solare), con un tasso di interesse dell'7% e un coefficiente di assicurazione dell'1%.

Tabella 4.8 Dati economico- finanziari

Costo unitario dell'impianto USC (CUI)	1300	€/kW
Costo unitario dell'impianto USC integrato con CCS (eff. rimozione 70%)	2340	€/kW
Costo unitario dell'impianto USC integrato con CCS (eff. rimozione 90%)	2470	€/kW
Fattore di costo O&M dell'impianto USC (% CUI)	3	%
Fattore di costo O&M dell'impianto USC-CCS (% CUI)	2,5	%
Costo unitario del combustibile	75	€/t
Costo unitario dell'impianto solare	100-260	€/m ²
Costo del terreno	2	€/m ²
Fattore di costo O&M del campo solare (% CUI)	1,5	%
Tasso di interesse (i)	7	%
Coefficiente annuale di assicurazione (α)	1	%
Vita utile dell'impianto (n)	20	anni

Partendo da questi parametri l'impianto USC di riferimento mostra un costo di produzione dell'energia elettrica pari a 5,06 c€/kWh, mentre l'introduzione della sezione CCS aumenta notevolmente LCOE. In particolare un LCOE pari a 8,05 c€/kWh è stato calcolato per un impianto USC-CCS con efficienza di rimozione della CO₂ del 70% e a 8,92 c€/kWh per una efficienza di rimozione della CO₂ del 90%

Come già detto, l'integrazione con i collettori solari migliora le prestazioni dell'impianto USC-CCS, ma ovviamente aumenta i costi di impianto. Pertanto questa analisi economica preliminare ha l'obiettivo di valutare i costi di produzione dell'energia per le tre differenti configurazioni (LP-SAT, IP-SAT e IP-SH).

In particolare, l'analisi economica valuta il costo marginale di produzione dell'energia elettrica definito come il rapporto tra l'incremento dei costi annui dovuti all'integrazione dell'impianto USC-CCS con il campo solare e il corrispondente incremento di produzione annua di energia elettrica dovuta al contributo dell'energia solare.

In maniera analoga a quanto già fatto per l'LCOE, anche l'LCOE_{s,m} è stato calcolato in accordo con la metodologia semplificata dell'IEA ed è dato da:

$$LCOE_{s,m} = \frac{\Delta C_T}{\Delta E_E} = \frac{TCI_{SF} \cdot FCR + C_{O\&M,SF}}{\Delta E_E} \quad (11)$$

Dove TCl_{SF} è il costo totale dell'investimento del campo solare, FCR è il Fixed Charge Rate, $C_{O\&M,SF}$ sono i costi operative e di manutenzione della sezione solare e ΔE_E è l'incremento di produzione annuale di energia elettrica.

Il costo di produzione dell'energia elettrica è stato calcolato al variare del costo del campo solare, che è un parametro molto aleatorio. Sulla base dei dati disponibili il costo unitario dell'impianto solare è stato stimato compreso in un campo abbastanza ampio (100-260 €/m²), mentre i costi operativi e di manutenzione sono stati considerati pari all'1,5% del costo del campo solare. Valori attorno a 250 €/m² sono valori di mercato, soprattutto per i collettori lineari Fresnel con produzione di vapore surriscaldato (più costosi). Invece un costo unitario dell'impianto solare pari a 100 €/m² è un obiettivo raggiungibile in futuro con gli specchi Fresnel.

Anche per l'analisi economica è stato preso come riferimento un campo solare da 50 linee (circa 200 MW di potenza termica nominale).

Le figure 4.22 e 4.23 confrontano il valore dell'LCOE, sia per l'impianto USC di riferimento che per l'impianto USC-CCS, con il valore dell'LCOE_M per le tre differenti configurazioni e in funzione del costo del campo solare per le due efficienze di rimozione considerate.

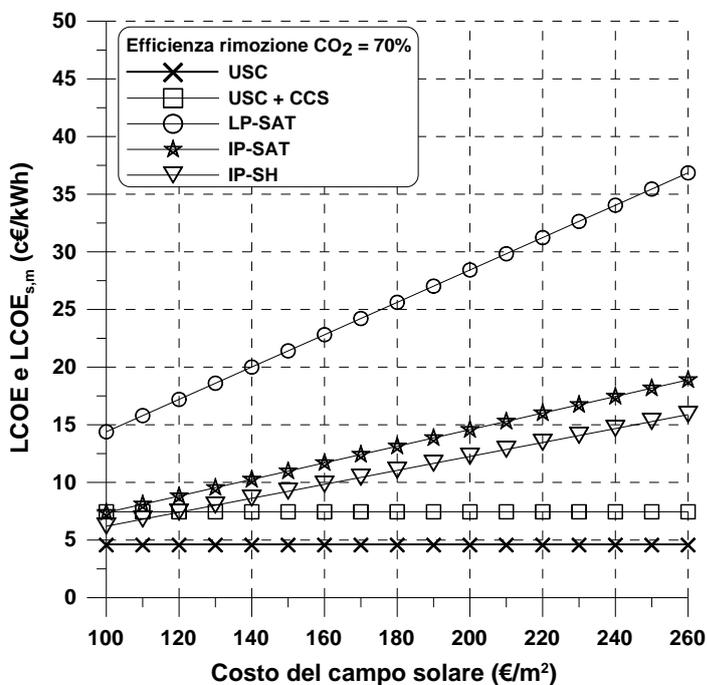


Figura 4.22 LCOE e LCOE_{s,m} in funzione del costo della sezione solare per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 70%.

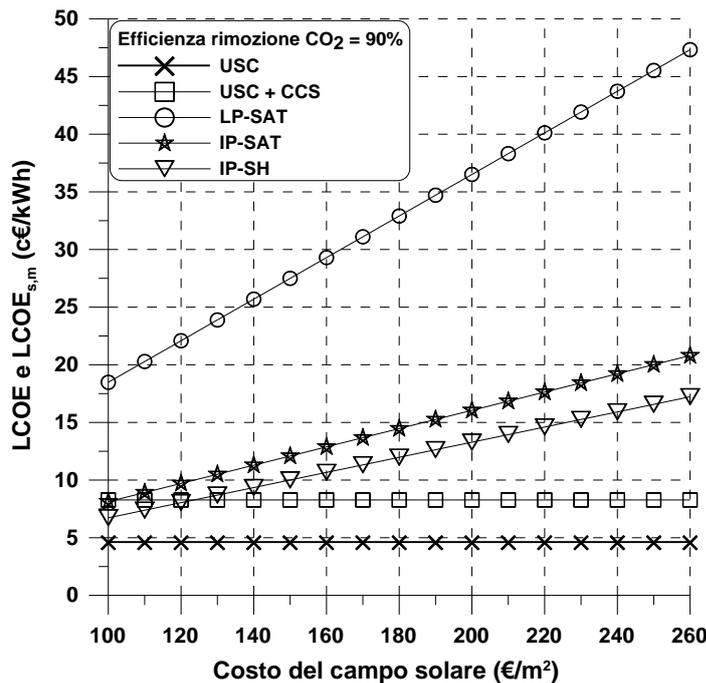


Figura 4.23 LCOE e LCOEs,m in funzione del costo della sezione solare per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 90%.

I bassi costi dei collettori Fresnel conducono a costi marginali dell'energia elettrica prodotta da solare relativamente contenuti, eccetto che per la configurazione LP-SAT, sebbene con l'integrazione del campo solare il costo medio globale di produzione dell'energia tenda ad aumentare. Inoltre le figure mostrano che il costo marginale associato alla configurazione LP-SAT eccede sempre il valore del costo di produzione dell'energia sia per l'impianto USC che per l'impianto USC-CCS anche per i valori più bassi di costo del campo solare. Al contrario le più efficienti configurazioni IP-SAT e IP-SH sono in grado di operare con costi di produzione dell'energia elettrica competitivi nel caso di basso costo del campo solare. In particolare il costo marginale di produzione dell'energia della configurazione IP-SH è inferiore all'LCOE dell'impianto USC-CCS per costi del campo solare di circa 120-125 €/m². Infine anche nell'ipotesi speculativa di una forte riduzione del costo dei collettori nei prossimi anni fino a 100 €/m², la configurazione IP-SH presenta un costo marginale superiore (circa 1,5-2 c€/kWh) rispetto al costo di produzione dell'impianto USC privo di tecnologia CCS.

Dall'analisi economica appare pertanto evidente come, in assenza di adeguati incentivi, l'impiego del solare a concentrazione per la produzione di vapore da utilizzare in impianti USC-CCS possa condurre a diminuzioni del costo di produzione dell'energia solamente in presenza di forti riduzioni di costo dei collettori solari.

5 Influenza della tipologia di collettore e del sito di installazione del campo solare

Al fine di analizzare nel dettaglio gli effetti benefici generati dall'integrazione dell'impianto USC-CCS con il campo solare, in questo capitolo vengono presentate ulteriori valutazioni effettuate nell'ambito di questa ricerca. In particolare le prestazioni dell'impianto integrato USC-CCS-CSP valutate con riferimento ad un campo solare basato su collettori lineari Fresnel sono state confrontate con le medesime prestazioni valutate con riferimento ad un campo solare basato su collettori parabolici lineari. Il campo solare è destinato sempre alla produzione diretta di vapore e anche per i collettori parabolici lineari non è stato previsto alcun accumulo di energia termica. Inoltre l'analisi comparativa effettuata ha valutato le prestazioni dell'impianto integrato USC-CCS-CSP (in termini di incremento della produzione annuale di energia e di efficienza globale) con riferimento a due differenti siti di installazione, caratterizzati da differenti valori della DNI. In particolare sono state prese in esame la città di Cagliari, come nelle analisi mostrate nel capitolo precedente e un sito della costa Nord Occidentale dell'Australia. Poiché l'analisi del capitolo 4 ha mostrato come la configurazione IP-SH fosse la più conveniente, sia in termini di prestazioni energetiche che economiche, le analisi di questo capitolo fanno riferimento a quella sola configurazione.

5.1 Analisi delle prestazioni del campo solare

Come detto, in questa ultima parte dello studio vengono confrontate le prestazioni ottenibili dall'impianto integrato con due differenti tipologie di collettori solari: collettori lineari Fresnel e collettori parabolici lineari. Per entrambe le opzioni il campo solare prevede la generazione di vapore diretto ed è composto da diverse linee di collettori collegati in parallelo per ottenere la potenza termica richiesta. Ogni linea di collettori, sia parabolici che Fresnel, comprende poi diversi moduli collegati in serie.

La Tabella 5.1 mostra i principali parametri geometrici e prestazionali assunti in questo studio.

Tabella 5.1 Principali caratteristiche del modulo solare

	LFC	PTC
Lunghezza e larghezza del modulo	44,8/16,56 m	150,0/5,77 m
Lunghezza focale F	7,4 m	1,71 m
Superficie di captazione del modulo A_c	513,6 m ²	865,5 m ²
Moduli per linea	16	4
Rendimento ottico di riferimento, sezione di vaporizzazione	0,67	0,75
Rendimento ottico di riferimento, sezione di surriscaldamento	0,65	0,75
Fattore di efficienza di sporramento	0,98	0,98
Perdite del ricevitore, sezione di vaporizzazione	$0,056\Delta T + 0,000213\Delta T^2$	$0,00047 \Delta T^2$
Perdite del ricevitore, sezione di surriscaldamento	$0,013\Delta T + 6,2510^{-10}\Delta T^4$	$0,00047 \Delta T^2$

La potenza termica trasferita al tubo ricevitore e la potenza termica trasferita al fluido operativo, per entrambe le tipologie di collettore solare, sono state valutate con le equazioni precedentemente riportate nel paragrafo 3.2. L'unica differenza fra le due tipologie di collettore è relativa alle perdite per

ombreggiamento reciproco fra le file, assenti nel caso dei collettori Fresnel e valutata attraverso la seguente relazione nel caso dei collettori parabolici lineari:

$$\eta_{SHD} = 1 - \frac{R}{W} \cdot \tan\theta_T \quad (11)$$

dove R è la distanza fra le file e W l'apertura del collettore.

Inoltre, nel caso dei collettori parabolici lineari, la componente trasversale dell'angolo di incidenza è sempre nulla (dal momento che il piano di apertura del collettore ruota esattamente di questo angolo), cosicché la componente trasversale dell'IAM è sempre unitaria mentre l'andamento della componente longitudinale dell'IAM è illustrato nella Figura 5.1.

$$IAM(\theta) = IAM(\theta_L) \cdot IAM(\theta_T) \quad (12)$$

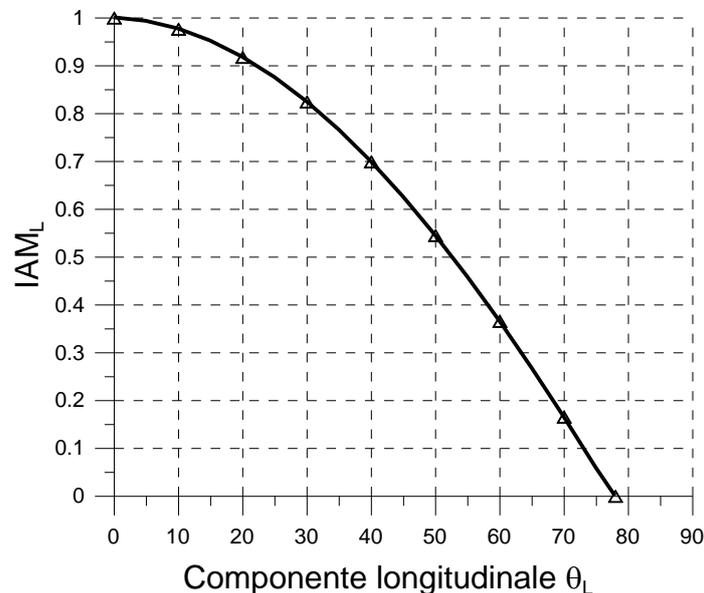


Figura 5.1. IAM longitudinale per collettori parabolici lineari.

La precedente Figura 3.12, come già mostrato, fornisce una rappresentazione delle due componenti dell'angolo di incidenza valide per i collettori lineari Fresnel nonché l'andamento dei due fattori correttivi IAM in funzione delle due componenti dell'angolo di incidenza.

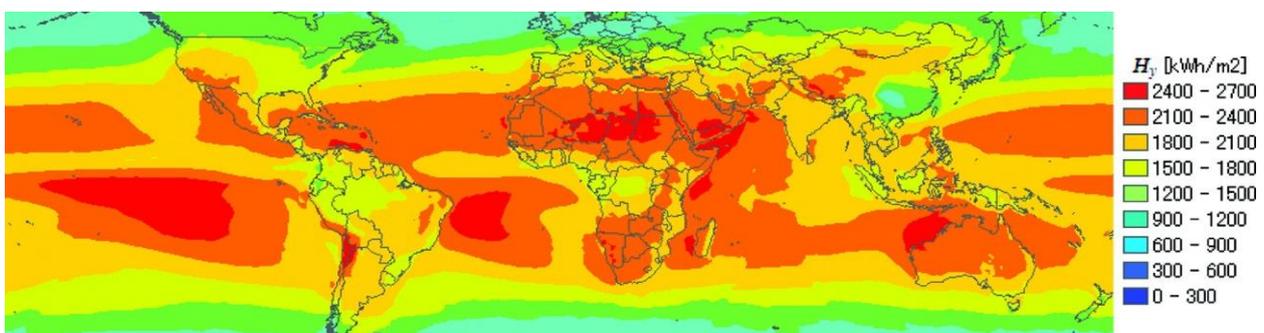


Figura 5.2 Distribuzione della DNI nel mondo.

Come mostrato nella Figura 5.2, che riporta la distribuzione globale della DNI, le aree più interessanti al mondo per l'installazione degli impianti CSP si trovano in Nord Africa, Sud Africa, Medio Oriente, India, Australia, Nord America e Sud America. Attualmente gli impianti CSP nel mondo vengono installati in siti con almeno 2.000 kWh/(m²·anno) di radiazione normale diretta disponibile, anche se in previsione di minori costi del campo solare, i futuri impianti potranno essere costruiti in aree con almeno 1.800 kWh/(m²·anno). Per questo motivo, il presente studio comparativo è stato effettuato considerando due siti diversi, ad alta e bassa disponibilità di DNI. In particolare, il sito con elevata disponibilità di DNI è sito, come detto, sulla costa Nord-occidentale dell'Australia, mentre il sito con DNI basso si riferisce ai dati meteorologici della Sardegna. I set di dati per un tipico anno meteorologico anche per l'Australia, come già per la Sardegna, sono stati ottenuti dal software Meteonorm [43] e, si ricorda, comprendono la DNI, l'angolo di azimut e l'elevazione solare, la temperatura dell'aria, l'umidità relativa e la velocità del vento. La tabella 5.2 compara i dati meteorologici più importanti dell'Australia con quelli della Sardegna già riportati nel capitolo 3 e riassume le corrispondenti condizioni di progetto assunte per il campo solare.

Tabella 5.2 Dati meteorologici per i siti della Sardegna e dell'Australia e principali assunzioni del campo solare

		Sardegna	Australia
DNI disponibile	kWh/(m ² ·anno)	1720	2774
Temperatura ambiente (media annuale)	°C	17,2	24,5
Velocità del vento (media annuale)	m/s	3,96	3,80
DNI in condizioni di progetto	W/m ²	800	900
Altezza solare di progetto	°	74,2	89,6
Angolo di azimuth di progetto	°	0,0	0,0
Temperatura ambiente in condizioni di progetto	°C	30,0	35,0

Per le due tecnologie di collettori considerate nello studio e per i due diversi siti analizzati, la Tabella 5.3 mostra le principali prestazioni di una singola linea. In particolare, la Tabella 5.3 mostra i valori potenza termica e di efficienza della linea in condizioni di riferimento (cioè i valori di cui alle condizioni di progetto di tabella 5.2), così come i valori medi annuali di produzione di energia termica e di efficienza media della linea (pari al rapporto tra la produzione annua di energia termica e la DNI disponibile annualmente).

Tabella 5.3 Prestazioni di una singola linea di collettori (LFC o PTC)

		LFC		PTC	
		Sardegna	Australia	Sardegna	Australia
Superficie dei collettori	m ²	8217,6	8217,6	3462,0	3462,0
Potenza termica di riferimento	MW	3,905	4,697	1,814	2,194
Rendimento di riferimento	%	59,40	63,51	65,49	70,43
Radiazione disponibile DNI	GWh/anno	14,12	22,79	5,95	9,60
Produzione di energia termica	GWh/anno	5,10	10,1	2,93	5,60

Rendimento medio annuo	%	36,11	44,30	49,26	58,33
------------------------	---	-------	-------	-------	-------

I diversi valori della potenza di riferimento dipendono dalle diverse superfici delle linee per i collettori Fresnel o parabolici e dalla diversa DNI caratteristica di ogni singola località. Il rendimento di conversione dell'energia solare in energia termica in condizioni di riferimento aumenta di circa il 6-7% passando dalla Sardegna all'Australia, principalmente grazie al maggior valore della DNI di progettazione e di circa il 10% sostituendo i collettori lineari Fresnel con i collettori parabolici lineari grazie alla maggiore efficienza ottica. La Tabella 5.3 dimostra che i collettori parabolici lineari installati in siti con elevata DNI permettono di ottenere i maggiori rendimenti di conversione.

Come detto, il campo solare comprende diverse linee di collettori e la Figura 5.3 mostra la potenza di riferimento in funzione della superficie del campo solare per entrambe le tipologie di collettori e per entrambi i siti di installazione.

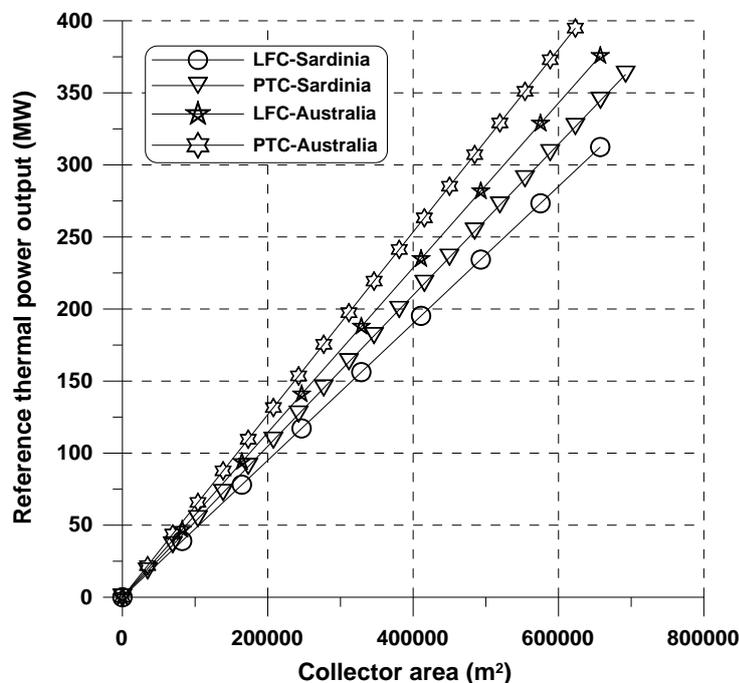


Figura 5.3 Potenza solare termica di riferimento.

Il corrispondente numero di linee di collettori può essere facilmente calcolato dal rapporto fra la superficie del campo solare e la superficie della singola linea. La potenza termica ottenibile dal campo solare in condizioni di riferimento ovviamente aumenta linearmente con la superficie del campo solare e per una data potenza termica la portata massica di vapore prodotto dipende dai valori di entalpia di ingresso e di uscita. In particolare, con le ipotesi di questo studio, ogni MW di potenza termica permette di produrre 0,371 kg/s di vapore a 500 °C e 80 bar. Nel complesso, una potenza termica di riferimento di 200 MW richiede un campo solare con una superficie degli specchi di circa 300000 m² nell'ipotesi di campo solare basato su collettori parabolici lineari e installato in Australia (che corrisponde a circa 900000 m² di superficie di territorio), e superiore a 400000 m² per un campo solare basato su collettori lineari Fresnel installato in Sardegna (che corrisponde a circa 750000 m² di superficie di territorio).

5.2 Analisi energetica e prestazioni dell'impianto integrato USC-CCS-CSP

Come detto, il campo solare comprende diverse linee di collettori e la Figura 5.3 mostra la potenza di riferimento in funzione della superficie del campo solare.

Il campo solare è integrato con un impianto USC-CCS le cui prestazioni sono riportate in tabella 2.10 e si riferiscono a condizioni di progetto e senza il contributo del campo solare. Durante i periodi di disponibilità di energia solare, il vapore di media pressione fornito dal campo solare aumenta la portata massica di vapore in entrambe le turbine a vapore di media e bassa pressione (ip e lp) con un conseguente funzionamento in off-design dell'impianto USC e una corrispondente penalità del rendimento dell'impianto. Inoltre, l'aumento della portata massica della turbina di bassa pressione comporta un maggiore carico termico per il condensatore e quindi una maggiore richiesta di acqua di raffreddamento oppure un aumento della temperatura dell'acqua in uscita. La Figura 5.4 (estratto delle figure 4.2 e 4.3) mostra l'aumento della pressione del condensatore e della portata massica (in percentuale rispetto alle condizioni di progetto) in funzione della potenza campo solare.

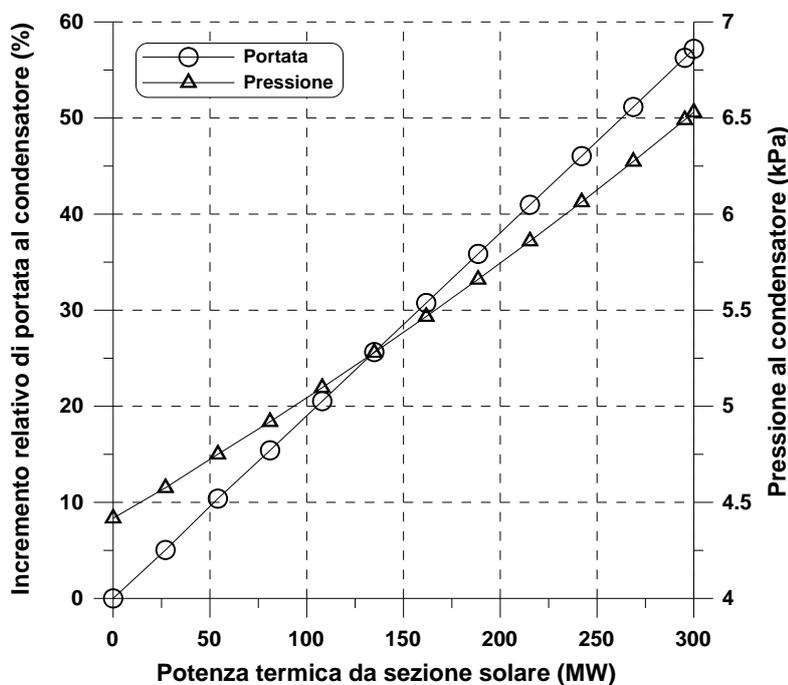


Figura 5.4 Incremento di portata e pressione del condensatore in funzione della potenza termica da sezione solare.

La portata massica al condensatore aumenta notevolmente con il contributo della produzione di energia solare. Per evitare un eccessivo aumento del carico termico del condensatore in questo studio è stata assunta una potenza termica massima da fonte solare pari a 300 MW. L'aumento della pressione del vapore al condensatore genera, come già osservato, un aumento della pressione su tutta la linea di espansione.

La Figura 5.5 mostra la potenza netta dell'impianto USC-CCS in funzione della superficie dei collettori per le due tipologie di collettori e per i due diversi siti di installazione. Nella stessa figura sono anche riportati i corrispondenti valori della potenza termica fornita dal campo solare.

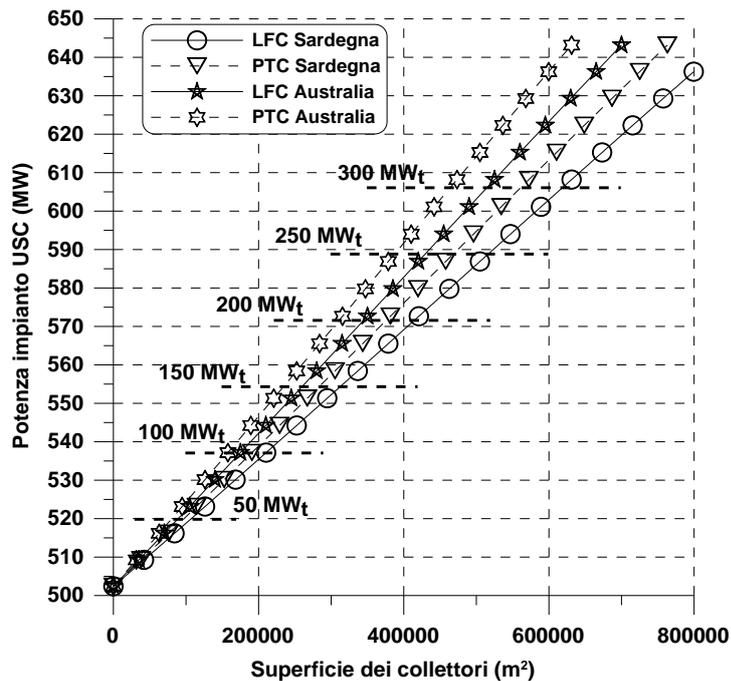


Figura 5.5 Potenza dell'impianto USC-CCS in funzione della superficie dei collettori.

Come risulta dalla figura 5.5, la potenza netta (e di conseguenza l'incremento di potenza dovuto al contributo del campo solare) aumenta linearmente con la superficie dei collettori per tutti i casi presi in esame e i valori più alti si ottengono con collettori parabolici lineari installati in Australia. Ovviamente, le prestazioni medie annue dell'impianto sono fortemente influenzate dalla disponibilità annuale della DNI. Peraltro, è opportuno evidenziare che i collettori solari a concentrazione richiedono un valore minimo della DNI per il loro funzionamento e che durante la maggior parte delle ore di esercizio del campo solare la DNI è inferiore al suo valore di progetto (800 e 900 W/m² rispettivamente per la Sardegna e l'Australia), a causa della presenza di nuvolosità e delle ore notturne. La potenza elettrica netta derivante da fonte solare è direttamente proporzionale alla potenza termica fornita dal campo solare che è funzione della tipologia di collettore e del sito di installazione. La relazione di proporzionalità rimane la stessa nelle quattro opzioni perché dipende dalla configurazione utilizzata e tutte le analisi riportate in questo paragrafo fanno riferimento alla configurazione IP-SH.

La tabella 5.4 riassume le prestazioni dell'impianto USC-CCS qui studiato. A fini comparativi è stata considerata una superficie dei collettori pari a circa 330000 m² (corrispondente ad una potenza di riferimento del campo solare variabile tra 156 e 208 MW, in funzione della tecnologia del collettore e del sito di installazione). In particolare, la tabella 5.4 riporta il numero di linee, la corrispondente superficie dei collettori, la potenza termica di riferimento, l'incremento della portata massica di vapore, l'incremento della produzione annua di energia elettrica (percentuale rispetto all'impianto senza integrazione solare), il rendimento medio dell'impianto integrato USC-CCS-CSP, il rendimento del campo solare e l'efficienza di conversione media di energia solare in energia elettrica.

Tabella 5.4 Prestazioni dell'impianto USC-CCS-CSP

		LFC		PTC	
		Sardegna	Australia	Sardegna	Australia
Numero di linee		40	40	95	95
Superficie dei collettori	m ²	328704	328704	328890	328890
Potenza termica di riferimento	MW	156,20	187,88	172,33	208,43
Incremento della portata massica di vapore	kg/s	57,92	69,67	63,90	77,29
Incremento della produzione elettrica	%	1,41	2,80	2,20	4,23
Rendimento impianto USC-CCS-CSP	%	34,03	34,57	34,23	34,91
Rendimento del campo solare	%	36,11	44,30	49,26	58,33
Rendimento medio di conversione energia solare	%	12,55	15,46	17,16	20,41

La tabella 5.4 mostra come con l'integrazione di un campo solare avente superficie pari a 330000 m², il contributo dell'energia solare alla produzione annua di energia elettrica è piuttosto basso in Sardegna (1,41% per i collettori Fresnel e il 2,20% per i collettori parabolici), ma è circa il doppio in Australia (2,80% per i collettori Fresnel e 4,23% per i collettori parabolici). Ovviamente, una maggiore superficie dei collettori farebbe aumentare il contributo del solare. Come risulta dalla tabella 5.4, il rendimento dell'impianto USC-CCS-CSP, calcolato come rapporto tra l'energia elettrica prodotta e l'energia del combustibile in ingresso (13140 GWh/anno per tutti e 4 i casi) varia dal 34,0% al 34,9%. Poiché il rendimento dell'impianto USC-CCS è del 33,49%, la Tabella 5.4 dimostra che l'integrazione del campo solare permette di compensare solamente in minima parte la penalizzazione sull'impianto USC della sezione CCS. Ancora una volta, le migliori prestazioni sono ottenute dall'integrazione di un campo solare basato su collettori parabolici lineari PTC installati in Australia (il rendimento aumenta di oltre 1,4 punti percentuali) e le prestazioni peggiori sono ottenute dall'integrazione di un campo solare basato su collettori lineari Fresnel LFC installati in Sardegna (0,5% di aumento del rendimento). Il rendimento medio di conversione dell'energia solare in energia elettrica è stato calcolato come rapporto tra l'aumento di produzione di energia elettrica grazie all'integrazione con il campo solare e l'energia solare disponibile e risulta quindi è funzione dei rendimenti del campo solare e del ciclo. Si ottengono efficienze di conversione piuttosto basse per i collettori Fresnel, soprattutto in Sardegna (12,55%), mentre i valori più elevati si ottengono con collettori parabolici installati in Australia (20,41%).

Le successive figure 5.6–5.8 forniscono una indicazione sul contributo dovuto alla integrazione con il solare nei diversi mesi dell'anno, nel caso di collettori parabolici lineari installati in Australia, sempre per un impianto da 95 linee.

La figura 5.6 mostra l'incremento percentuale medio mensile di produzione elettrica dovuto all'integrazione con il solare. Dalla figura emerge come, rispetto a quanto calcolato per installazioni in Sardegna, le differenze tra i mesi dell'anno siano meno marcate. Infatti con un incremento medio annuale leggermente superiore al 4,2% della produzione elettrica dell'impianto di riferimento, durante i mesi estivi (da Dicembre a Marzo nell'emisfero Australe) la produzione di energia elettrica da solare raggiunge al massimo il 5,5% ed è superiore di 2,5-3 volte rispetto ai valori calcolati per i mesi invernali.

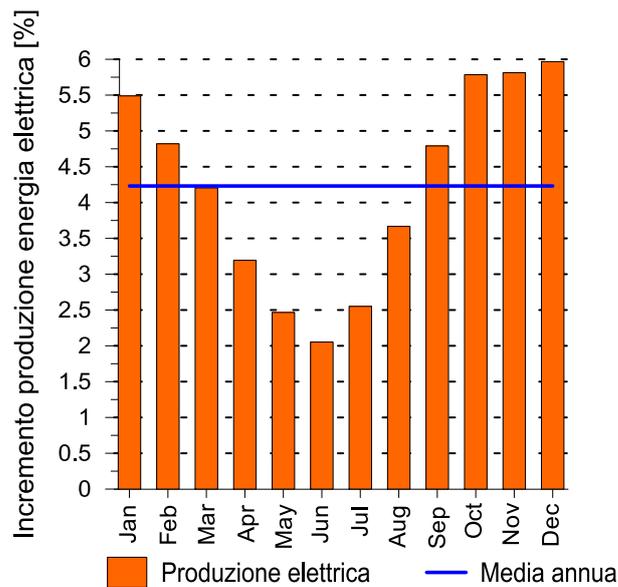


Figura 5.6 Incremento percentuale della produzione di energia elettrica dovuto all'integrazione con il solare per collettori parabolici lineari installati in Australia.

La figura 5.7 mostra il rendimento di conversione dell'energia solare in energia termica nei collettori. Tale rendimento, che presenta un valore medio annuo del 58,3%, raggiunge il 65,6% nei mesi estivi e scende fino al 41,8% nei mesi invernali.

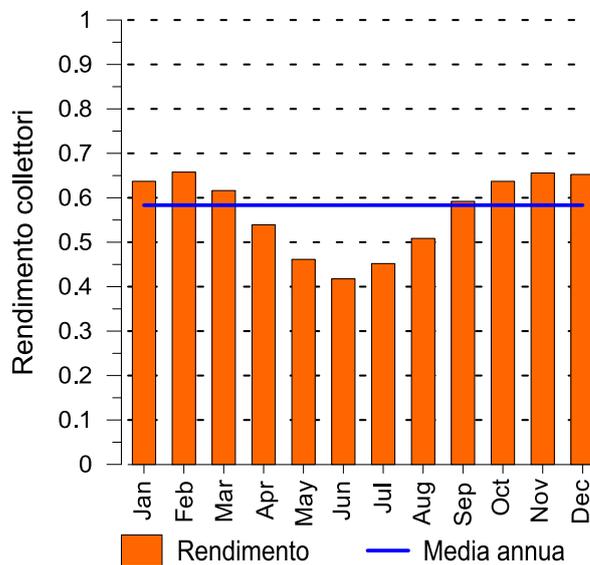


Figura 5.7 Rendimento di conversione dell'energia solare in energia termica per collettori parabolici lineari installati in Australia.

La figura 5.8 mostra infine il rendimento medio di conversione dell'energia solare in energia termica per i dodici mesi dell'anno. Come la produzione di energia elettrica anche il rendimento di conversione presenta valori medi estivi superiori rispetto alla media annua e valori invernali invece notevolmente inferiori.

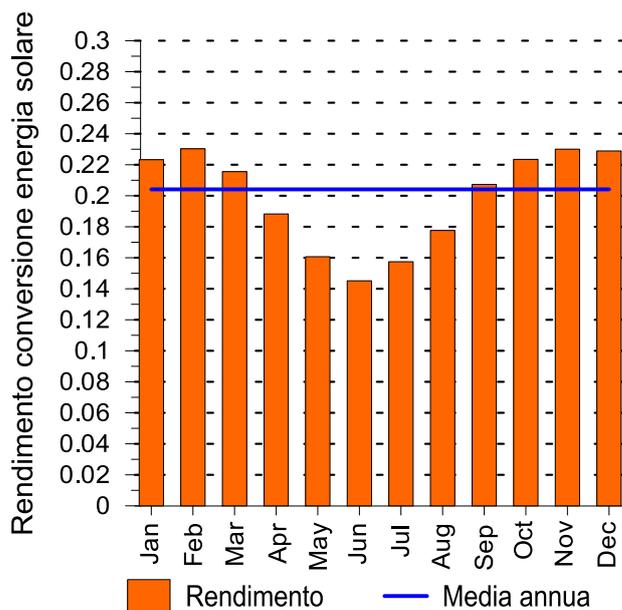


Figura 4.11 Rendimento di conversione dell’energia solare in energia elettrica per la configurazione LP-SAT e per collettori parabolici lineari installati in Australia.

5.3 Analisi economica preliminare

L’analisi economica preliminare presentata nel paragrafo 4.2 è stata ripetuta anche con riferimento agli studi presentati in questo capitolo. In particolare sono stati valutate i costi di produzione di energia elettrica da energia solare per le due differenti configurazioni di collettori (Fresnel e parabolici lineari) e per i due differenti siti di installazione dell’impianto integrato (Sardegna e Australia).

In particolare l’analisi economica valuta il costo di produzione dell’energia elettrica “Levelized Cost of Energy, LCOE” (espresso in c€/kWh) per l’impianto USC e per l’impianto USC integrato con la sezione CCS e il costo marginale di produzione dell’energia elettrica “solar marginal Levelized Cost of Energy, LCOE_{s,m}” (sempre espresso in c€/kWh) per l’impianto USC integrato con la sezione CCS e il campo solare.

I principali dati economici e finanziari assunti nell’analisi economica sono i medesimi riportati nella tabella 4.8 del precedente capitolo, mentre LCOE e LCOE_{s,m} sono calcolati attraverso le equazioni 9) e 10) del capitolo 4.

La figura 5.9 mostra infine l’LCOE per entrambi gli impianti di riferimento (USC pari a 4,56 c€/kWh e USC-CCS pari a 8,27 c€/kWh) e l’LCOE_{s,m} per i quattro diversi casi analizzati in funzione del costo del campo solare. Ovviamente, la figura 5.9 mostra che l’LCOE_{s,m} aumenta sempre con il costo unitario del campo solare e che l’LCOE_{s,m} per i collettori Fresnel installati in Sardegna supera sempre l’LCOE degli impianti di riferimento (USC con o senza la rimozione della CO₂) anche per bassi costi del campo solare. Considerando il medesimo sito di installazione, la tecnologia dei collettori parabolici, più efficiente, garantisce minori costi di produzione di energia, soprattutto nel caso dei costi di campo solari ridotti. In particolare, l’ LCOE_{s,m} è inferiore all’LCOE della centrale USC-CCS di riferimento per costi del campo solari pari a circa 120 €/m². Per gli impianti di produzione elettrica installati in Australia, entrambi i collettori sono caratterizzati da un’LCOE_{s,m} inferiore all’LCOE della centrale USC di riferimento senza rimozione della CO₂ per costi del campo solare molto ridotti (inferiori a 110-120 €/m²). Nel caso di installazione in Australia, l’LCOE_{s,m} raggiunge valori inferiori all’LCOE dell’impianto USC-CCS per un costo del campo solare di circa 200 €/m² (LFC) e 400 €/m² (PTC). A parità di costo del campo solare le soluzioni PTC assicurano una LCOE_{s,m} inferiore

a quello dei LFC, soprattutto in Sardegna e per elevati costi del campo solare, anche se il costo dei collettori lineari Fresnel è in genere inferiore al costo dei collettori parabolici lineari.

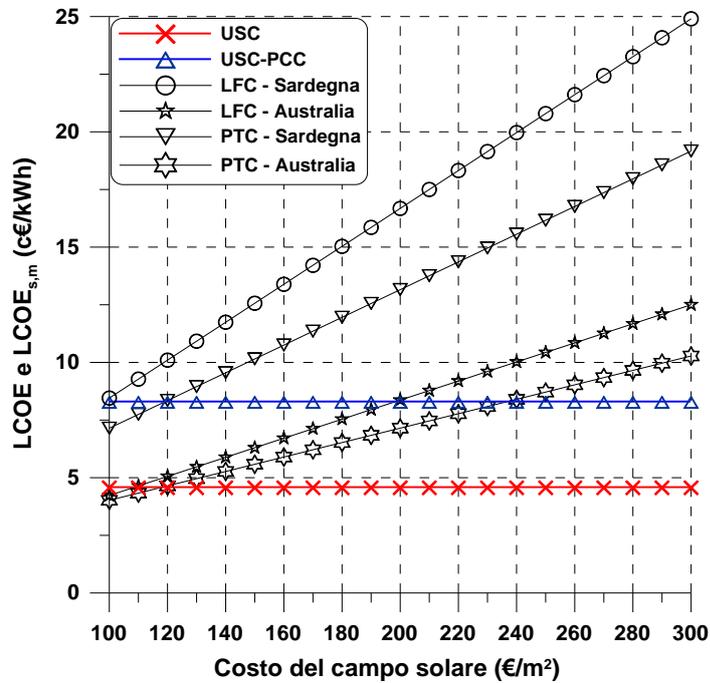


Figura 5.9 LCOE e LCOE_{s,m} in funzione del costo della sezione solare.

6 Conclusioni

Nel corso della ricerca in oggetto è stato condotto un ampio e approfondito studio sulla possibilità e convenienza dell'integrazione tra sistemi di cattura della CO₂ da impianti a carbone e impianti solari a concentrazione (CSP). La tecnologia CCS studiata è basata su un sistema di rimozione della CO₂ con un processo di assorbimento chimico con una soluzione acquosa di MEA in integrazione con un impianto a vapore ultrasuper critico (USC), mentre l'impianto CSP è basato su collettori lineari Fresnel o su collettori parabolici lineari.

Lo studio è stato realizzato attraverso una complessa modellistica sviluppata con l'ausilio dei codici commerciali Gate-Cycle e Aspen-Plus per le sezioni USC e CCS, del software Meteororm per la valutazione dei dati meteorologici e di codici specificamente sviluppati "in house" per la sezione solare, che ha permesso di quantificare gli effetti dei principali parametri operativi e delle differenti configurazioni adottate sulle prestazioni degli impianti.

L'impianto USC, nella configurazione base, consente prestazioni elevate in termini di rendimento (43,9%); esso, tuttavia, nella configurazione integrata con i sistemi di rimozione e compressione della CO₂, è caratterizzato da considerevoli penalizzazioni energetiche, ovviamente crescenti con l'aumentare del grado di rimozione della CO₂. In particolare nel caso di efficienza di rimozione del 70%, il rendimento dell'impianto USC si riduce al 36,0%, valore che scende al 33,5% per una efficienza di rimozione pari al 90%. Le emissioni specifiche di CO₂, che per l'impianto USC di riferimento sono pari a 790 g/kWh, si riducono però notevolmente, arrivando a 103 g/kWh, nell'ipotesi di efficienza di rimozione del 90%.

È stata inizialmente effettuata un'analisi approfondita delle prestazioni del campo solare con riferimento alla zona climatica di Cagliari. Sono state valutate tre differenti opzioni per il campo solare: produzione di vapore saturo in bassa pressione per la rigenerazione del solvente nella sezione CCS (configurazione LP-SAT), produzione di vapore saturo in media pressione (IP-SAT) e produzione di vapore surriscaldato in media pressione (IP-SH). La potenza complessivamente prodotta dal campo solare aumenta ovviamente in funzione del numero di linee installate. Per produrre una potenza termica utile pari a circa 200 MW in condizioni di progetto (DNI pari a 800 W/m², altezza solare pari a 74,2°, angolo di azimuth pari a zero e temperatura dell'aria ambiente di 30 °C, superfici riflettenti perfettamente pulite) è necessario installare 50 linee di collettori operanti in parallelo, con una superficie dei collettori di circa 410000 m² e una occupazione di spazio a terra dell'ordine di circa 730000 m². A partire dal medesimo valore di energia solare incidente, le tre differenti configurazioni analizzate (LP-SAT, IP-SAT e IP-SH) presentano valori differenti di energia termica da solare perché sono caratterizzate da differenti valori del rendimento di conversione dell'energia solare in energia termica (39,73% per la configurazione LP-SAT, 36,23% per la configurazione IP-SAT e 36,11% per la configurazione HP-SAT). L'analisi effettuata mostra come il campo solare di riferimento (50 linee) sia in grado di operare per circa 3500 ore/anno, con una produzione di energia termica pari a circa 280 GWh (LP-SAT) e a circa 255 GWh (IP-SAT e IP-SH). Emerge anche come il campo solare operi con una produzione di vapore maggiore o uguale a quella di progetto solo per poche ore all'anno (circa 115 ore), mentre nella maggior parte dei casi opera in condizioni di minore portata.

Successivamente sono stati valutati gli effetti dell'integrazione tra il campo solare e l'impianto USC-CCS. L'integrazione con il campo solare di riferimento (50 linee) permette un incremento dell'energia elettrica prodotta dall'impianto USC pari, su base annua, a circa il 2% per la configurazione IP-SH, con un incremento di rendimento che può raggiungere al più i 0,75 punti percentuali. Per la configurazione IP-SAT questi valori si riducono leggermente con un incremento della produzione elettrica dell'1,7% e del rendimento di 0,6 punti percentuali. Incrementi più modesti si ottengono con la configurazione LP-SAT (0,9% per l'energia elettrica e 0,3 punti percentuali per il rendimento). Incrementi più elevati si ottengono nei mesi estivi, caratterizzati da una maggiore radiazione incidente, nei quali per la configurazione IP-SH l'incremento percentuale di energia prodotta si avvicina anche al 4%, con rendimenti di conversione dell'energia solare in energia elettrica pari quasi al 18%, mentre la media annuale non supera il 13,6% per un campo solare integrato con un sistema CCS con efficienza di rimozione pari al 70%.

I costi relativamente bassi dei collettori Fresnel conducono a costi marginali dell'energia elettrica prodotta da fonte solare relativamente contenuti, eccetto che per la configurazione LP-SAT, sebbene con

l'integrazione del campo solare il costo medio globale di produzione dell'energia tende ad aumentare. Il costo marginale associato alla configurazione LP-SAT eccede sempre il valore del costo di produzione dell'energia sia per l'impianto USC che per l'impianto USC-CCS anche per i valori più bassi di costo del campo solare. Al contrario le più efficienti configurazioni IP-SAT e IP-SH sono in grado di operare con costi di produzione dell'energia elettrica competitivi nel caso di basso costo del campo solare. In particolare il costo marginale di produzione dell'energia della configurazione IP-SH è inferiore all'LCOE dell'impianto USC-CCS per costi del campo solare di circa 120-125 €/m². Infine, anche nell'ipotesi speculativa di una forte riduzione del costo dei collettori nei prossimi anni fino a 100 €/m², la configurazione IP-SH presenta un costo marginale superiore (circa 1,5-2 c€/kWh) rispetto al costo di produzione dell'impianto USC di riferimento.

Infine le prestazioni dell'impianto integrato sono state valutate con riferimento anche ad un campo solare con configurazione IP-SH basato su collettori parabolici lineari e a due differenti siti di installazione, caratterizzati da differenti valori della DNI (Cagliari e Australia Nord Occidentale).

Per un campo solare avente superficie pari a 330000 m², il contributo dell'energia solare alla produzione annua di energia elettrica è piuttosto basso in Sardegna (1,41% per i collettori Fresnel e il 2,20% per i collettori parabolici), ma è circa il doppio in Australia (2,80% per i collettori Fresnel e 4,23% per i collettori parabolici). Il rendimento dell'impianto integrato aumenta rispetto all'impianto USC-CCS variando in un intervallo compreso tra 34,0% e 34,9%. Le migliori prestazioni sono ottenute dall'integrazione di un campo solare basato su collettori parabolici lineari PTC installati in Australia (il rendimento aumenta di più di 1,4 punti percentuali) e le prestazioni peggiori sono ottenute dall'integrazione di un campo solare basato su collettori lineari Fresnel LFC installati in Sardegna (0,5% di aumento dell'efficienza). Il rendimento medio di conversione dell'energia solare in energia elettrica è piuttosto basso per i collettori Fresnel, soprattutto in Sardegna (12,55%), mentre i valori più elevati si ottengono con collettori parabolici installati in Australia (20.41%).

7 Riferimenti bibliografici

- [1] IEA, 2011. World Energy Outlook 2011. Available from: <http://www.worldenergyoutlook.org/>
- [2] Bugge, J., Kjaer, S., Blum, R., 2006. High-efficiency coal-fired power plants development and perspectives. *Energy*, 31, 1437-1445.
- [3] Beer, J.M., 2007. High efficiency electric power generation: The environmental role. *Progress in Energy and Combustion Science*, Vol. 33, Issue 2, 107-134.
- [4] Modern Power Systems, 2008. AD700 innovations pave the way for 53 per cent efficiency. *Modern Power Systems*, vol. 28, issue 11, 15-20. Available at modernpowersystems.com.
- [5] Nalbandian H., 2008. Performance and risks of advanced pulverised coal plant. Report CCC/135, London, UK, IEA Clean Coal Center, 70 pp (May 2008).
- [6] Mao J., Feng W., 2012. Ways to further improve efficiency for ultra-supercritical coal-fired power plants in China. *Advanced ultrasupercritical coal-fired power plants*, Vienna, Austria, 19-20 Sep 2011.
- [7] Susta, M., 2006. Ultra-supercritical pulverized coal fired power plants. In: *Int. Conference Coalgen 2006*, Cincinnati, USA.
- [8] Report Sargent & Lundy SL-009808, 2009. New Coal-Fired power plant performance and cost estimates.
- [9] Blum, R., Bugge, J., 2011. The European perspective and advancements for advanced USC steam power plants. *Proceedings of 6th Int. Conference Advances in Materials Technology for Fossil Power Plants*, 1-10.
- [10] Fukuda, M., 2011. Advanced USC technology development in Japan. *Proceedings of 6th Int. Conference Advances in Materials Technology for Fossil Power Plants*, 325-341.
- [11] Phillips, J.N., Wheeldon, J.M., 2011. Economic analysis of advanced ultra-supercritical pulverized coal power plants: A cost-effective CO₂ emission reduction option?. *Proceedings of 6th Int. Conference Advances in Materials Technology for Fossil Power Plants*, 53-64.
- [12] Ploumen, P., Stienstra, G., Kamphuis H., 2011. Reduction of CO₂ emissions of coal fired power plants by optimizing steam water cycle. *Energy Procedia*, Vol. 4, 2074-2081.
- [13] Natesan, K., Park, J.H., 2007. Fireside and steamside corrosion of alloys for USC plants. *Int. Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 32, Issue 16, 3689-3697.
- [14] Noguchi, Y., Hirokazu Okada, H., Semba, H., Yoshizawa, M., 2011. Isothermal, Thermo-Mechanical and Bithermal Fatigue Life of Ni Base Alloy HR6W for Piping in 700 °C USC Power Plants. *Procedia Engineering*, Vol. 10, 1127-1132.
- [15] Maile, K., 2013. Qualification of Ni- based alloy for advanced Ultra Supercritical plants. *Procedia Engineering*, Vol. 55, 214-220.
- [16] Cau G., Cocco S., Tola V., 2013. Report RSE1952013 di Ricerca di Sistema Elettrico.
- [17] Zhang, Q., Fan, Y., Li, W., 2010. Numerical simulation and experimental verification of chemical reactions for SCR DeNO_x. *Front Chem Eng China*, Vol. 4, 523-528.
- [18] Stenby, E.W., Scheck, R.W., Severson, S.D., Horney, F.A., Teixeira, D.P.. 1981. Fabric filters versus electrostatic precipitators. *Environmental International*, Vol. 6, 103-114.
- [19] Gomez, A., Fueyo, N., Tomas, A., 2007. Detailed modelling of a flue-gas desulfurisation plant. *Comput Chemical Engineering*, Vol. 31, 1419-1431.
- [20] Kohl, A.L. e Nielsen, R.B. 1997. *Gas Purification 5th Edition*. Houston, Texas : Gulf publishing Company, 1997.
- [21] Geuzebroek F.H., Schneiders L.H.J.M., Kraaijveld G.J.C., Feron P.H.M., 2004. Exergy analysis of alkanolamine-based CO₂ removal unit with AspenPlus. *Energy*, 29, 1241-1248.
- [22] Alie C., Backham L., Croiset E., Douglas P.L., 2005. Simulation of CO₂ capture using MEA scrubbing: a flowsheet decomposition method. *Energy Conversion and Management* 46, 475-487.

- [23] Abu-Zahra M.R.M., Schneiders L.H.J., Niederer J.P.M., Feron P.H.M., Versteeg G., F., 2007. CO₂ capture from power plants. Part I. A parametric study of the technical performance based on monoethanolamine. *Int. Journal of Greenhouse Gas Control*, 1, 135-142..
- [24] Abu-Zahra M.R.M., Schneiders L.H.J., Niederer J.P.M., Feron P.H.M., Versteeg G., F., 2007. CO₂ capture from power plants. Part II. A parametric study of the economical performance based on monoethanolamine. *Int. Journal of Greenhouse Gas Control*, 1, 135-142.
- [25] Cau G., Cocco S., Tola V., 2012. Report RSE2072012 di Ricerca di Sistema Elettrico.
- [26] Y. Tian, C.Y. Zhao, 2013. A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications. *Applied Energy*, 104, 538-553.
- [27] S. Kuravi, J. Trahan, D.Y. Goswami, M.M. Rahman, E.K. Stefanokos, 2013. Thermal energy storage technologies and systems for concentrating solar power plants. *Progress in Energy and Combustion Science*, 39, 285-319.
- [28] M.R. Haines, 2012. Integration of solar energy technologies with CCS. Report IEAGHG 2012/TR1.
- [29] G. Ordorica-Garcia, A. Vidal-Delgado, A. Fernandez-Garcia, 2011. Novel integration options of concentrating solar thermal technology with fossil-fuelled and CO₂ capture processes. *Energy Procedia*, 4, 809-816.
- [30] A. Fernández-García, E. Zarza, L. Valenzuela, M. Pérez, 2010. Parabolic-trough solar collectors and their applications, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, 1695-1721.
- [31] V.S. Reddy, S.C. Kaushik, K.R. Ranjan, S.K. Tyagi, 2012. State-of-the-art of solar thermal power plants – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 27, 258-273.
- [32] H.L. Zhang, J. Baeyens, J. Degréve, G. Cacères, 2013. Concentrated solar power plants: Review and design methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22, 466-481.
- [33] G. Zhu, T. Wendelin, M.J. Wagner, C. Kutscher, 2013. History, current state, and future of linear Fresnel concentrating solar collectors, *Solar Energy*, <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2013.05.021>.
- [34] D. Kearney, B. Kelly, U. Herrmann, R. Cable, J. Pacheco, R. Mahoney, H. Price, D. Blake, P. Nava, N. Potrovitza, 2004. Engineering aspects of a molten salt heat transfer fluid in a trough solar field, *Energy*, 29, 861-870.
- [35] E. Zarza, M.E. Rojas, L. González, J.M. Caballero, F. Rueda, 2006. INDITEP: The first pre-commercial DSG solar power plant, *Solar Energy*, 80, 1270-1276.
- [36] S.D. Odeh, M. Behnia, G.L. Morrison, 2003. Performance evaluation of solar thermal electric generation systems. *Energy Conversion & Management*, 44, 2425-2443.
- [37] M. Mokhtar, M.T. Ali, R. Khalipur, A. Abbas, N. Shah, A. Al Hajaj, P. Armstrong, M. Chiesa, S. Sgouridis, 2012. Solar-assisted Post-Combustion Carbon Capture feasibility study. *Applied Energy*, 92, 668-676.
- [38] Y. Zhao, H. Hong, X. Zhang, H. Jin, 2012. Integrating mid-temperature solar heat and post-combustion CO₂-capture in a coal-fired power plant. *Solar energy*, 86, 3196-3204.
- [39] S. Peng, Z. Wang, H. Hong, D. Xu, H. Jin. Exergy evaluation of a typical 330 MW solar-hybrid coal-fired power plant in China, *Energy Conversion and Management*, Available online 18 February 2014.
- [40] H.Li, J. Yan, P.E. Campana, 2012. Feasibility of integrating solar energy into a power plant with amine-based chemical absorption for CO₂ capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 9, 272-280.
- [41] A. Qadir, M. Mokhtar, R. Khalilpour, D. Milani, A. Vassallo, M. Chiesa, A. Abbas, 2013. Potential for solar-assisted post-combustion carbon capture in Australia. *Applied Energy*, 111, 175-185.
- [42] M.S. Jamel, A. Abd Rahman, A.H. Shamsuddin, 2011. Advances in the integration of solar thermal energy with conventional and non-conventional power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20, 71-81.
- [43] Meteonorm, Version 6.0, Meteotest, Bern (CH), 2010.

[44] U. S. Department of Energy, 2010. Cost and performance baseline for fossil energy plants – Volume 1: bituminous coal and natural gas to electricity. Technical report DOE/NETL-2010/1397, available at www.energy.gov.

8 Abbreviazioni ed acronimi

BOP	Balance of Plant
CCS	Carbon Capture and Storage
CGT	Conventional Flue gas Treatment
CSP	Concentrating Solar Power
DNI	Direct Normal Irradiation
DSG	Direct Steam Generation
ESP	Electrostatic Precipitators
FGD	Flue Gas Desulphuration
IAM	Incidence Angle Modifier
ISCCS	Integrated Solar Combined Cycle Systems
MEA	MonoEtanolAmmina
ORC	Organic Rankine Cycle
SCR	Selective Catalytic REduction
USC	Ultra Super Critici

Breve curriculum scientifico dell'Unità di ricerca

L'attività di ricerca è stata svolta da una Unità di ricerca del Dipartimento di Ingegneria Meccanica, Chimica e dei Materiali (DIMCM) dell'Università di Cagliari coordinata dal Prof. Ing. Giorgio Cau e costituita, oltre che dal Prof. Cau, dal Prof. Ing. Daniele Cocco e dal Dott. Ing. Vittorio Tola.

Il Prof. Giorgio Cau è professore ordinario di Sistemi per l'Energia e l'Ambiente presso la Facoltà di Ingegneria dell'Università di Cagliari, dove insegna Sistemi Energetici I e Sistemi Energetici II. È stato, tra l'altro, membro del Consiglio di Amministrazione della Società di ricerca Sotacarbo dal 1996 al 2002 e dal 2008 è responsabile scientifico del Laboratorio "Tecnologie solari a concentrazione e Idrogeno da FER" di Sardegna Ricerche. È autore di oltre 120 pubblicazioni nel settore delle Macchine e dei Sistemi Energetici.

Il Prof. Daniele Cocco è professore associato di Sistemi per l'Energia e l'Ambiente presso la Facoltà di Ingegneria dell'Università di Cagliari, dove insegna Macchine e Sistemi Energetici e Impatto ambientale dei Sistemi Energetici. È autore di oltre 80 pubblicazioni nel settore delle Macchine e dei Sistemi Energetici.

Il Dott. Ing. Vittorio Tola è ricercatore di Sistemi per l'Energia e l'Ambiente presso la Facoltà di Ingegneria dell'Università di Cagliari, dove insegna Sistemi Energetici II. È autore di circa 35 pubblicazioni nel settore delle Macchine e dei Sistemi Energetici.

La più recente attività svolta dall'unità di ricerca concerne prevalentemente i seguenti temi:

- Modellazione, controllo e sperimentazione di sistemi innovativi per l'accumulo di energia termica;
- Laboratorio per la produzione di energia termica ad alta temperatura da concentratori solari lineari;
- Ricerca e sviluppo di tecnologie per l'impiego del carbone ad emissioni quasi nulle nella micro-generazione distribuita;
- Sviluppo di tecnologie per la produzione ed il trattamento del syngas da carbone mirato all'ottenimento e l'utilizzo di vettori energetici ad alta valenza ambientale e dell'idrogeno in particolare;
- Modellazione e valutazione di processi di conversione termica del carbone basati su tecnologie USC e IGCC con trattamenti di purificazione degli effluenti gassosi e con rimozione della CO₂;
- Tecnologie di impiego del polverino di carbone a differenti granulometrie con cattura/seq. CO₂;
- Analisi, modellazione e sperimentazione di processi produzione e trattamento del syngas proveniente da gassificazione del carbone;
- Modellazione e sperimentazione di processi di produzione e trattamento del gas proveniente dalla gassificazione e combustione del carbone;
- Sviluppo di modelli numerico-analitici e progettazione di attrezzature sperimentali per prevedere l'evoluzione spazio-temporale di gas naturale e/o CO₂ fuoriusciti da gasdotti accidentalmente danneggiati;
- Analisi dell'evoluzione spazio - temporale della dispersione di CO₂ rilasciata da gasdotti a partire da condizioni supercritiche.